

WELINGTON CEZAR XAVIER

**TRAJETÓRIA E AVALIAÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO DO SETOR
ELÉTRICO A PARTIR DOS ANOS 1990 DO SÉCULO XX**

BELO HORIZONTE

2005

WELINGTON CEZAR XAVIER

**TRAJETÓRIA E AVALIAÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO DO SETOR
ELÉTRICO A PARTIR DOS ANOS 1990 DO SÉCULO XX**

Dissertação apresentada ao Programa de Mestrado em Administração da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais/Fundação Dom Cabral, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Administração.

Orientadora: Professora Dr^a Patrícia Bernardes.

Belo Horizonte

2005

FICHA CATALOGRÁFICA

X3t

Xavier, Welington Cezar

Trajetória e avaliação do marco regulatório do setor elétrico a partir dos anos 1990 do século XX / Welington Cezar Xavier. Belo Horizonte, 2005. 261f.

Orientadora: Patrícia Bernardes

Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Administração.

Bibliografia

1. Indústria elétrica - Brasil. 2. Privatização. 3. Energia elétrica – Regulamentação. I. Bernardes, Patrícia. II. Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Administração. III. Título.

CDU: 621.315

AGRADECIMENTOS

A minha esposa e a meus filhos o apoio e a compreensão.

À orientadora Patrícia Bernardes a paciência e a dedicação.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo geral estudar e descrever o processo histórico de construção e mudanças do modelo institucional do sistema elétrico brasileiro, e efetuar uma avaliação das alterações do marco regulatório a partir das alterações da década de 1990. Para alcançar esse objetivo, realizou-se uma pesquisa bibliográfica sobre a trajetória desse Setor no Brasil, principalmente nos estudos do Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. Foram realizadas, entre outras, consultas e análises de documentos e da legislação específica, além de consultas em revistas especializadas, coletânea de opiniões de entidades de classe e personalidades do Setor Elétrico. O enfoque teórico estruturado foi fundamental para se discutirem as alterações introduzidas no modelo para o Setor, diante da questão da regulamentação e das premissas iniciais do governo, que propiciou um ambiente competitivo, diminuindo a participação do Estado. Esta pesquisa, ao objetivar o estudo das alterações propostas para o novo ambiente do Setor, em especial o marco regulatório, justifica-se por contribuir para os estudos sobre a evolução do Setor Elétrico brasileiro, diante das perspectivas de investimentos, necessários para atender à demanda de energia, em face do crescimento econômico, que o País tanto almeja. No modelo setorial elétrico vigente no final do Governo FHC e início do Governo Lula, evidenciaram-se os motivos que originaram a necessidade de reformas. Diante da análise do marco regulatório, necessitou-se tornar claro o que é serviço público – atendimento das necessidades de energia elétrica dos consumidores cativos – e o que não é, ou seja, atividade econômica de exploração dos serviços de energia pelos produtores independentes ou para uso próprio. As bases de um novo modelo setorial brasileiro devem partir do questionamento sobre a viabilidade da competição em torno de um produto homogêneo e indiferenciado, de altos custos fixos (energia elétrica), agravados pelas afluências hidrológicas, sujeitas a profundas variações ao longo do tempo, e da capacidade de auto-regulação, pelo mercado, que viabilize a expansão dos sistemas elétricos. Para o Governo Lula, a edição da medida Provisória n. 144, de 11 de dezembro de 2003, convertida posteriormente na Lei n. 10.848, de 2004, decorreu da necessidade de definição de um marco regulatório claro, estável e transparente para o Setor Elétrico, que possibilitasse a efetiva garantia do suprimento para o mercado, a expansão permanente das atividades intrínsecas ao Setor (geração, transmissão e distribuição), vinculado à segurança e à busca da justa remuneração para os investimentos, e a universalização do acesso e do uso dos serviços, além da modicidade tarifária, em um horizonte de curto, médio e longo prazos. Nesse sentido, as modificações introduzidas pela Lei n. 10.848 trouxeram novas perspectivas ao Setor, que visam à retomada dos investimentos na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. As dúvidas acerca da viabilidade da competição como instrumento de melhoria da qualidade e de redução de preços no caso da prestação de serviços de eletricidade são relevantes. Questiona-se também a viabilidade da competição em indústrias produtoras de bens ou serviços homogêneos e indiferenciados sob condição de altos custos fixos. No campo dos sinais econômicos para viabilizar investimentos, é necessário existir no Brasil um “ambiente regulatório estável, claro e conciso”, de modo que os investidores sintam-se seguros quanto aos critérios de revisão tarifária e ao repasse dos custos não gerenciáveis pelas concessionárias. Os problemas identificados são cinco: insuficiência nos sinais econômicos para viabilização de investimentos; ineficácia na ação preventiva para evitar racionamentos de grande profundidade; ineficácia na correção de falhas de mercado; falta de reserva de segurança para atendimento da demanda em situação de crise; e insuficiências do programa de conservação de energia.

Palavras-chave: Setor de energia elétrica; Privatização; Marco regulatório.

ABSTRACT

This work aims to study and describe the historical process of construction and changes in the institutional framework of the Brazilian electrical system, and carry out an evaluation in the regulation changes since the nineties. A bibliographical research about this sector has been done mainly within the Electricity Memory Center studies, in Brazil, documents and specific legislation analysis, specialized magazines search, opinions of entity class and people from the electrical sector have also been heard. The structural theoretical focus was fundamental to discuss the alterations introduced to the pattern for the sector based on the regulation and initial premise of the government, which created a competitive atmosphere and a decrease in the state participation. This research contributes to the studies of the Brazilian electrical sector evolution before the investment needed for the energy demand and the economical growth that the country longs for. It was in the end of the government of FHC and the beginning of Lula's that the reasons for such changes took place. The regulation change analysis helps us understand what a public service is – attending the consumers' electric energy necessities - and what it is not, that is to say, the economical activity of the energy service exploration by the self-supporting producers and their own uses. The bases for a new Brazilian market rules comes from the questioning about a competition feasibility in a homogeneous and undistinguished product, high fixed costs (electric energy) that is getting worse because of the hydrologic affluence that has been considerably varied along the years and the market self-regulation capacity which makes the electrical system expansion possible. In order to have a clear and stable definition of the regulation changes, Lula's government created a law in 2004 (Law n.10848) that would guarantee market supply, permanent expansion of sector activities (generation, transmission and distribution) along with security, fair investment fees and a world-wide access and use of the services in short and long term. Such changes, introduced by Law n. 10.848, have brought new perspectives to the sector that aims to bring back the generation, transmission and electric energy distribution investment. Doubts about the competition possibility as a way of improving quality or reducing prices are relevant. The competition in companies that produce homogeneous and undistinguished services under high fixed costs are also questionable. According to some sector personalities, Brazil must have a clear, stable and concise regulation atmosphere, so that investors feel safe in relation to fare revision criteria and to the non-managerial costs done by the concessionaries. There are five identified problems: failure in the economical signals for the investment possibility; inefficiency in preventive action in order to avoid rationing; inefficiency in market fault correction; lack of safety reserve for the demanding in times of crises and failure in the energy conservation program.

Key-words: Electrical energy sector; Privatization (private partnership); Regulation changes

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 Sistema Elétrico Brasileiro.....	85
FIGURA 2 Brasil: consumo regional de energia.....	114
FIGURA 3 Novo Modelo Institucional – separação entre produto e serviço.....	117
FIGURA 4 Paradigma do Novo Modelo Setorial.....	118
FIGURA 5 Relação entre geração e comercialização no novo modelo.....	120
FIGURA 6 Quadro Institucional.....	122
FIGURA 7 Modelo Institucional – Ambiente Físico.....	138
FIGURA 8 Modelo Institucional – Arranjo Comercial.....	138
FIGURA 9 Visão geral do arcabouço regulatório do Modelo do Setor Elétrico.....	190
FIGURA 10 Esquema de contratação no leilão de energia existente de 2004.....	198
QUADRO 1 Problemas do Setor Elétrico.....	159

TABELAS

TABELA 1 Fontes de Recursos do Setor Elétrico – Participação Percentual.....	73
TABELA 2 Usos de Recursos do Setor Elétrico – Participação Percentual.....	73
TABELA 3 Participação de cada submercado no consumo de energia elétrica no Brasil.....	113
TABELA 4 Empresas Geradoras – Participação Privada x Estatal – Capacidade instalada.....	116
TABELA 5 Empresas Distribuidoras – Participação Privada x Estatal – Mercado.....	116
TABELA 6 Tipos de Contrato do ACR.....	192
TABELA 7 Histórico de Rodadas – 1ª Fase.....	199
TABELA 8 Resumo por Vendedor – 2ª Fase (geradores fazem oferta de preço e quantidade de lotes de 1 MW médio).....	202

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO E QUESTÃO DA PESQUISA.....	10
2 REFERENCIAL TEÓRICO	24
2.1 O marco teórico da regulação: o papel do Estado.....	28
2.2 A interpretação liberal	31
2.3 O Estado no Brasil.....	34
2.4 Experiências internacionais sobre privatização e regulação do Estado.....	38
2.4.1 A Experiência Inglesa.	40
2.4.2 A Experiência Argentina	44
2.4.3 A Experiência Americana	48
2.5 Algumas observações sobre a Teoria dos Monopólios	56
3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	62
4 DISCUSSÃO DO SETOR ELÉTRICO NOS ANOS DE 1980 a 1990.....	66
4.1 Introdução.....	66
4.2 Operações Interligadas dos sistemas elétricos.....	67
4.3 Os problemas setoriais da década de 1980	68
4.4 Os problemas setoriais da década de 1990 e a busca de um novo modelo.....	74
4.5 A Organização Institucional do Setor Elétrico antes do Novo Modelo	83
4.5.1 Governo Federal.....	83
4.5.2 A Eletrobrás e as Empresas Concessionárias antes da mudança do modelo setorial (privatização).....	84
4.5.3 Características Gerais do Sistema Elétrico Brasileiro	85
4.5.4 A Reestruturação Organizacional do Setor Elétrico... ..	87

5 MODELO DOS ANOS DE 1990.....	90
5.1 A Necessidade de se implantar um Novo Modelo para o Setor Elétrico Nacional.....	90
5.2 A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: motivações e justificativas.....	92
5.3 Histórico da Legislação Setorial.....	94
5.4 A Configuração Institucional	110
5.5 A estrutura do Setor Elétrico Brasileiro.....	113
5.6 A Concepção do Novo Modelo.....	117
5.7 O Quadro Institucional	122
5.8 Os Agentes do Setor Elétrico.....	127
5.8.1 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.....	127
5.8.2 Operador Nacional do Sistema – NOS.....	129
5.8.3 Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão – CCPE.....	130
5.8.4 Agente Financeiro Setorial – AFS.....	131
5.8.5 Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE.....	131
5.8.6 Autoprodutor de Energia Elétrica.....	132
5.8.7 Consumidor Livre e Comercializador de Energia.....	133
5.8.8 Mercado Atacadista de Energia.....	135
5.8.9 Participantes do MAE	139
 6 O RACIONAMENTO E AS MEDIDAS DE REVITALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO FINAL DO GOVERNO FHC.....	 141
6.1 Racionamento – Aspectos Relevantes do “Relatório Kelman” sobre a Crise Energética.....	141
6.2 A Revitalização do Modelo do Setor Elétrico no final do Governo FHC.....	164
 7 GOVERNO LULA: MODELO DO SETOR ELÉTRICO.....	 170
7.1 Introdução	170
7.2 Decreto 5163, de 30 de julho de 2004	171
 8 O LEILÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	 189
8.1 Comercialização de Energia – Modelo do Setor Elétrico.....	189
8.2 Regras de Contratação Regulada.....	191

8.3 Valor de Repasse dos Contratos A-1 acima de 1% da Carga	194
8.4 Reduções Contratuais	194
8.5 Penalidades.....	195
8.6 Impactos nas Distribuidoras.....	196
8.7 Mega-Leilão de Energia Proveniente de Empreendimentos Existentes.....	197
8.7.1 Formato do Leilão.....	198
8.7.2 Resumo do Leilão.....	199
8.7.3 Resultados do Leilão.....	202
 9 CONSIDERAÇÕES, RECOMENDAÇÕES E LIMITAÇÃO DA PESQUISA.....	 203
 REFERÊNCIAS.....	 211
 ANEXO.....	 220

1 INTRODUÇÃO E QUESTÃO DA PESQUISA

A estrutura institucional do Setor Elétrico brasileiro passou por diversas transformações ao longo do tempo. No cerne das críticas ao Setor estavam as reformas executadas a partir dos anos de 1990 para permitir que o Estado abdicasse, em favor da iniciativa privada, do papel de principal investidor, concentrando-se nas funções de regulação, fiscalização e formulação de políticas.

Entre outras medidas, foram privatizados a maioria dos ativos de distribuição e alguns ativos de geração e transmissão; criaram-se mecanismos para fomentar a concorrência e a eficiência do Setor; e a política tarifária foi fixada em contratos de concessão. Dentro dessa reforma, surgiu a primeira agência nacional reguladora independente do Setor de energia elétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, para regular e fiscalizar o Setor, além de exercitar o papel de poder concedente. Foi concebida como autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, com fortes traços de autonomia, subordinada às "políticas e diretrizes" do Executivo.

A lei que instituiu a criação da ANEEL não esclareceu em que consistiriam tais "políticas e diretrizes", nem os limites entre estas e as atividades específicas da Agência Reguladora. Além disso, a criação, pela Lei n. 9.478/97, do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, órgão interministerial de assessoria à Presidência (regulamentado quase três anos após sua criação), dificultou o entendimento pelos agentes econômicos a quem competia formular tais políticas, pois o MME deveria ser o principal responsável por estabelecê-las. A questão tornou-se ainda mais complexa sabendo-se que, sendo controlador de diversas empresas do Setor, o Estado era também destinatário desses regulamentos, políticas e diretrizes.

A crise energética de 2001 motivou uma intervenção mais intensa do Executivo na ANEEL, causando a percepção de que as funções da ANEEL estavam sendo esvaziadas ao

mesmo tempo em que as funções do CNPE, do MME e da Eletrobrás - a *holding* federal do Setor - se fortaleciam.

Este estudo efetua uma pesquisa histórica da evolução dos modelos do Setor Elétrico brasileiro nas últimas décadas, com ênfase no período compreendido entre 1980 e 2005, e assim identifica as razões que determinaram a necessidade de se optar por uma alteração do modelo monopolista estatal, para a opção por um modelo de livre mercado, com ênfase em participação do capital privado e competição nos segmentos que não se caracterizam por monopólios naturais (geração e comercialização).

Nesta dissertação avaliou-se, em especial, o modelo implementado nos anos 1990, do século XX, através da coleta de informações e identificação de problemas e as recomendações emanadas pelos diversos Agentes participantes do Setor Elétrico como: MME, Operador Nacional do Sistema – ONS, Centro da Memória da Eletricidade, ANEEL, Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica - CBIEE, Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE, entre outros.

A indústria de energia elétrica contempla os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização. As empresas podem ser organizadas, produzindo energia elétrica, fazendo sua transmissão e vendendo para o consumidor final, localizado em sua área de concessão e chamadas de verticalizadas. Destaque-se que com o modelo do Setor Elétrico do Governo Lula, as empresas verticalizadas têm esse prazo até 15 de setembro de 2005, conforme a Lei 10.848, de 15 de março de 2004, para se desverticalizarem, apesar deste prazo já ter passado, algumas empresas ainda estão em processo. Além disso, as empresas também podem atuar em alguns desses segmentos, como no caso de geradoras de energia elétrica que produzem, transmitem e simultaneamente vendem a energia. Há também a modalidade de empresas que adquirem a energia e a comercializam com consumidores em sua área de concessão (distribuidoras).

Alguns países adotaram estruturas verticalizadas, em que uma única empresa é responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, como é o caso da França. Outros países adotaram monopólios regionais integrados, que interligam seus sistemas de transmissão para atendimento mútuo, através da efetivação de intercâmbios de energia. Uma forma tradicional de organização, com empresas de propriedade estatal ou privada, prevaleceu durante muitos anos em todo o mundo, destacando-se como sua característica principal a completa ausência de concorrência na prestação dos serviços. Nesse modelo, a localização geográfica da usina ou da carga constitui o fator que determina a responsabilidade pelo atendimento ao consumidor.

A ausência de concorrência e a contenção tarifária levaram os setores de energia elétrica de vários países a apresentarem custos crescentes de serviços deficientes aos consumidores. A partir do início da década de 1970, diversos fatores fizeram com que os governos se dedicassem a estudar novas formas de organização do Setor Elétrico.

Os principais fatores foram: a crise do petróleo em 1974 e 1979, que implicou o desenvolvimento de tarifas que transferissem aos consumidores finais os acréscimos de preços dos combustíveis; a crise financeira que elevou a taxa de juros, desestimulando investimentos de longa maturação; dificuldade do Estado em aumentar seu endividamento para suportar os investimentos em expansão e as modificações tecnológicas decorrentes da introdução, em larga escala, da informática na indústria.

Ao lado desses agiram, ainda, uma crescente consciência ecológica, que resultou num questionamento geral sobre a necessidade de novas instalações de suprimento (usinas, linhas de transmissão) e uma tendência geral - principalmente nos países desenvolvidos - a favor da conservação de energia. A resposta desses estudos, tanto nos países em que o Setor é estatizado, como naqueles em que o Setor atua em empresas privadas, foi a mesma: introdução de mecanismos de competição entre os agentes, de modo que as forças de mercado

substituísem, ou complementassem, o que não era assegurado pela super-regulamentação ou mesmo pelo planejamento centralizado.

A introdução dos mecanismos de competição no Setor Elétrico foi viabilizada pela chamada "desverticalização" do sistema, reconhecendo-se no setor de transmissão um papel de ordenador desse novo modelo. O conceito incorporado na nova arquitetura institucional do Setor Elétrico estabeleceu a separação do produto – energia (*commodity*) – do serviço – transporte de energia (rede de transmissão). Assim, as empresas de distribuição ou os grandes consumidores podem ter assegurado o acesso à energia de qualquer fonte nacional ou, no futuro, internacional, através desse sistema aberto (*open-access*) de transmissão. Por outro lado, fica mais fácil organizar a competição na geração, pois os acréscimos de carga passam a ser atendidos por quem venha oferecer o melhor preço de geração, estando ou não na mesma área geográfica.

Esse desmonte de reservas de mercado levou os gestores das empresas não competitivas a buscarem preservar suas participações, o que favoreceu o interesse dos consumidores. Não há necessidade desse processo ser seguido da privatização, como ocorreu em muitos países tais como Inglaterra, Espanha, Portugal, dentre outros, que, simultaneamente, questionaram a conveniência ou mesmo a competência do Estado em gerir estruturas empresariais. Por outro lado, se não houver a privatização, ou pelo menos estímulo a entrada de novos agentes privados no mercado, como se poderia obter a competição? Somente entre as empresas do Estado contra elas mesmas.

A implantação desse tipo de modelo permitiu caracterizá-lo como tendência mundial, porquanto, além de estabelecer competitividade na geração, favorece a maior participação de capital privado nos investimentos do Setor, através da participação efetiva de autoprodutores e

produtores independentes, e a ampliação de instalações de cogeração¹, além de possibilitar também maior flexibilidade na comercialização de energia.

Na última década, observam-se transformações profundas do Setor Elétrico em âmbito mundial. Diante das novas tendências tecnológicas para o Setor, o Banco Mundial, por intermédio de seus estudos e relatórios de avaliação, passou a recomendar a reformulação do Setor. Segundo a entidade, a mudança deveria envolver, além da privatização das empresas, uma reforma estrutural e regulatória.

A reforma institucional do Setor Elétrico brasileiro iniciou-se em 1993 com a Lei n.8.631 e o Decreto n. 774, que propôs algumas mudanças importantes, sendo a principal a desqualificação tarifária que acabou com a remuneração garantida. A partir dessa Lei, várias outras foram promulgadas com o objetivo de preparar o Setor para o processo de privatização e implementação do novo modelo institucional.

Segundo Tolmasquim et al., (2002, p.48), nessa data, a Lei n. 8.631, que versava sobre o Regime Econômico dos Concessionários de Serviços de Eletricidade, aboliu a equalização tarifária entre as regiões, flexibilizando a prestação de serviço, até então exclusivamente para empresas públicas, como também estabeleceu a assinatura obrigatória dos contratos de suprimentos, e a extensão do rateio de despesas com combustíveis aos sistemas isolados.

O modelo de reforma institucional, elaborado pela consultoria internacional *Coopers & Lybrand*, em 1996, com a participação de representantes das diversas empresas do Setor

¹ A cogeração é uma tecnologia de conversão energética, que chegou a responder por mais de 30% da energia elétrica produzida nos países desenvolvidos no início do século passado. Com a expansão dos sistemas centralizados de geração, através de concessionárias monopolistas e empregando grandes plantas de geração, a cogeração foi perdendo paulatinamente sua importância. Nas crises energéticas dos anos de 1970, esta tecnologia renasceu. Dentre as fases distintas do ciclo de expansão da cogeração, pode-se dar como exemplo a cogeração tradicional, que é encontrada na indústria sucoalcooleira, em que o bagaço de cana de açúcar é o combustível empregado para a produção de vapor, que, após acionar as turbinas da moenda e do turbogerador, atende às demandas de calor no processo industrial. Outro exemplo refere-se às centrais de utilidades das plantas de produção de celulose, que concentram e queimam o resíduo da digestão da madeira, o licor negro, recuperando produtos químicos de valor para o processo produtivo e produzindo vapor de alta pressão que permite gerar energia elétrica e atender às demandas térmicas no processo industrial, utilizando turbinas de condensação e extração. (PANUNZIO, 2000, p. 7).

Elétrico, foi baseado no modelo inglês com algumas modificações para incorporar as características do sistema elétrico brasileiro (BERNARDES, 2003, p.19).

O processo de reestruturação, como já referenciado, teve como sugestões principais a desverticalização das empresas, a implantação de um modelo comercial competitivo, a garantia do livre acesso à rede de transmissão e distribuição de energia elétrica e a redução do papel do Estado nas funções empresariais no setor. Esse objetivo está baseado em três pilares, a competição onde possível, a regulação onde necessário e a garantia da expansão com predominância do capital privado, o que vem ocorrendo com a privatização das empresas existentes e a licitação da expansão.

Também faz parte do modelo para o setor de energia elétrica brasileiro a instituição de entidades especializadas para executar as funções de regulação, planejamento da expansão, operação e financiamento do setor. As principais alterações com relação ao modelo anterior, necessárias para incentivar a concorrência, são:

- a)** desverticalização das empresas do Setor;
- b)** criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS;
- c)** instituição do Mercado Atacadista de Energia - MAE
- d)** limitações ao Poder de Empresa e de Mercado;
- e)** compra de Energia pela ELETROBRÁS;
- f)** comercialização de energia;
- g)** livre acesso à transmissão e distribuição.

A reestruturação do Setor Elétrico brasileiro permitiu o surgimento de inúmeros agentes, muitos dos quais recebendo funções específicas, diferentemente da estrutura anterior, de maneira a garantir um ambiente concorrencial na geração e na comercialização de energia.

A nova modelagem proposta para o setor é bastante abrangente. Contempla um rearranjo da estrutura comercial do setor: mudanças no aparato legal (contratos, entidades legais envolvidas, documentação, etc); alterações na regulamentação econômica², técnica e na qualidade da prestação do serviço; mudanças institucionais; reorganização das atribuições e funções da ELETROBRÁS e do órgão regulador; redefinição do agente financeiro; levantamento e alocação dos riscos dos negócios envolvidos na indústria e; definição das taxas de retorno apropriadas para os investimentos, de acordo com os riscos envolvidos nos negócios.

A partir do levantamento de um referencial teórico que prioriza a análise do marco regulatório, a reestruturação do Setor Elétrico brasileiro e os impactos na gestão das empresas do setor, surgiram as seguintes perguntas da pesquisa:

Quais as razões que levaram à necessidade de criar um novo modelo institucional para o setor elétrico, a partir do início dos anos 90 do século XX, e estabelecer um programa para o setor?

Para responder a essa questão da pesquisa, optou-se por estudar os seguintes temas:

- Avaliar o processo histórico de construção e mudanças do modelo institucional do sistema elétrico brasileiro.

- Início da regulamentação
- Premissas dos governos a cada época
- Expansão do setor
- Privatização x estatização x privatização
- Foco nos últimos 20 anos

² Esse mecanismo acabou com a tarifa pelo custo do serviço introduzindo a regulação por incentivo, ou seja, tarifa na ótica do “price cap”

- Analisar a forma de operação e gestão das empresas e do setor, suas conseqüências à época dos anos 90

- Identificar as razões que levaram à necessidade de mudanças no modelo setorial
- Entender as motivações de se instaurar um modelo que visava a privatização do setor
- Analisar o seu processo de implantação e conseqüências
- Analisar os impactos na administração das Distribuidoras de energia elétrica

Quais são as principais indefinições institucionais do modelo do setor elétrico brasileiro, diante da perspectiva do modelo concorrencial?

Essa questão foi respondida fundamentando-se, em especial, nas recentes análises desenvolvidas por pesquisadores, como também nas opiniões de personalidades e representantes de entidades de classe do Setor Elétrico.

Partindo-se do princípio de que o Setor de energia elétrica é fundamental para o crescimento econômico, e sendo também importante os estudos sobre o Setor diante das perspectivas de investimento, este trabalho tem como objetivo estudar os conceitos e as propostas em torno do novo ambiente concorrencial desse Setor, após a sedimentação do Projeto de Reestruturação, com ênfase no modelo de comercialização de energia elétrica, discutindo-se a função de cada agente e as ameaças e as oportunidades que trazem importantes desafios à gestão das empresas já estabelecidas neste setor e aos que pretendam se estabelecer nesse ambiente de competição, que é o eixo principal em torno do qual se construiu o alicerce do atual Modelo Setorial³.

Como objetivos específicos, este trabalho descreve a trajetória ordenada dos aspectos relevantes da evolução do Setor Elétrico brasileiro, dos modelos institucionais praticados e pontua as principais indefinições institucionais.

³ O atual modelo setorial constitui os agentes centrais: o regulador setorial - ANEEL, o ONS, CCPE e EPE. O planejamento fica a cargo do Comitê Coordenador da Expansão de Sistemas Elétricos, órgão vinculado ao

Em termos de justificativa de implicações práticas, entende-se que tal análise deverá contribuir para os estudos sobre a evolução do setor elétrico brasileiro, diante das perspectivas de investimentos que serão necessários para poder atender à demanda de energia em face do esperado crescimento do qual o País necessita, além de analisar os seguintes aspectos:

- Reestruturação do setor seguida da privatização de empresas estatais, imprimiu mudanças significativas nesse setor e na administração das empresas.
- As reformas estruturais e institucionais resultaram em um modelo agregador de riscos, pois foram identificadas falhas no processo de transição do modelo do setor anterior para o Governo FHC, com destaque:
 - Atribuições do CNPE
 - Implantação de um ambiente regulatório não adequado, com regulamentação vaga e conflitante
 - Racionamento
- Racionamento
- Reformulação do setor no Governo Lula

A expansão da oferta de energia elétrica no Brasil, nas décadas de 1970 e 1980, deu-se às custas do endividamento externo e por forte participação do Estado na solidificação das empresas geradoras e distribuidoras de energia elétrica, em sua grande maioria estatal.

Segundo Abreu (1990, p.269), diante dos motivos que influenciaram a proliferação de empresas estatais, um deles derivou do “crescimento na escala e extensão em nível nacional dos monopólios estatais de eletricidade, telecomunicações e outras áreas de infra-estrutura, nas quais nem o setor privado nem o investimento estrangeiro tinham muito interesse”.

A grande oferta de recursos financeiros internacionais e as altas taxas de crescimento da demanda permitiram o aumento significativo do parque gerador brasileiro, sobretudo na década de 1970, constituindo um grande sistema interligado, composto por grandes usinas hidroelétricas, reservatórios de grande capacidade de regularização e linhas de transmissão cobrindo longas distâncias entre as instalações de geração e os grandes centros de carga.

Essa situação inverteu-se nos anos de 1980 com a redução dos fluxos de recursos financeiros externos, o que prejudicou as grandes obras de infra-estrutura do setor elétrico, constituindo a incapacidade financeira do Estado em garantir a expansão do sistema. A contenção das tarifas públicas, usadas para reduzir o processo inflacionário, fez com que os projetos implantados auferissem uma remuneração inadequada dos investimentos realizados, comprometendo ainda mais a saúde econômico-financeira das empresas do setor.

Além disso, o desempenho das empresas do setor de eletricidade deteriorou-se com os anos em decorrência do gigantismo, da falta de flexibilidade e da excessiva interferência política na gestão de seus negócios.

Durante vários anos, o mercado de energia elétrica no Brasil foi regido por preços regulados, com forte interferência política por parte do governo federal, que estabelecia tarifas unificadas para todo o território brasileiro. Nesse contexto, as empresas interagiam segundo regras próprias de organizações cooperativas, com o rateio do ônus e benefícios entre todos os agentes.

Esse quadro trouxe à tona a necessidade de profundas reformas estruturais no Setor Elétrico, com redução da participação do Estado e maior papel da iniciativa privada. No caso dos países desenvolvidos, como também no caso dos países em desenvolvimento, as mudanças que vêm ocorrendo, na economia mundial, têm colocado em xeque os modelos de monopólio e induzido à busca de maior competitividade, visando à redução de custos e aos

ganhos de eficiência. As alterações introduzidas apontam na direção de maior participação no Setor Elétrico, da iniciativa privada.

O governo federal, com a reestruturação do setor, pretendia estabelecer um novo modelo institucional, comercial e regulatório com a possibilidade de criar bases sólidas para o futuro desenvolvimento do setor elétrico. Dessa forma, o governo federal esperava alcançar os seguintes objetivos:

- a) Garantir uma oferta de eletricidade segura e confiável para o país e prover energia elétrica para os consumidores ainda não atendidos;
- b) Criar condições para aumentar a eficiência econômica em todos os segmentos do setor, introduzindo competição onde possível, delineando o quadro regulatório apropriado;
- c) Manter o desenvolvimento de plantas hidrelétricas econômicas com a desoneração de gastos e investimentos governamentais;
- d) Criar condições para manter o programa de privatizações e tornar os novos investimentos mais atrativos para o setor privado, através de uma adequada alocação de riscos;
- e) Possibilitar um modelo de baixo risco para menor tarifa possível ao consumidor final.

Existem, no entanto, importantes fatores que restringem o cumprimento desses objetivos, que são:

- a) A necessidade de promover moderados aumentos tarifários para não prejudicar o programa de combate à inflação e, paralelamente, manter a confiança dos consumidores no programa de reforma do setor;
- b) O aumento das restrições ambientais aos projetos de geração e transmissão de energia, principalmente quando envolvem área inundada, realocação de população e geração térmica nuclear;
- c) O passado de dificuldades financeiras do Brasil, que coloca os bancos receosos de alocar recursos no País, especialmente financiamento de longo prazo.

Por questão de enfoque e delimitação da pesquisa, não se realizou uma análise detalhada desses fatores, que aborda aspectos de análise do risco do Brasil, comparado com outros países. Esses estudos são realizados por agências de classificação de risco (agências de *Rating*).

A regulação de setores de infra-estrutura com participação de capital privado pressupõe haver um foro para discussões políticas e um foro especializado e independente para regular o funcionamento do setor. A clara delimitação desses papéis é necessária para atrair investimentos privados e evitar que o modelo do setor se desvirtue. A crise de 2001 (racionamento), cujos efeitos foram sentidos pela sociedade como um todo, em especial o setor produtivo, indicou que os critérios regulatórios e os sinais para novos investimentos no setor deveriam ter sido mais calibrados.

Além da introdução, capítulo 1, este trabalho consta de mais oito capítulos.

O capítulo 2 contém o referencial teórico que sustenta esta pesquisa, enfatizando o papel do Estado na economia e, em especial, sua importância no marco regulatório do setor elétrico brasileiro.

O capítulo 3 contém os procedimentos metodológicos, apresentando a maneira como a pesquisa foi desenvolvida. Apresentam-se os meios que foram utilizados para realizar a

observação da realidade do setor elétrico brasileiro de modo sistemático e disciplinado, no sentido de levantar os fatos importantes de análise e, posteriormente, analisar as relações entre eles e, finalmente, responder aos problemas da pesquisa e atingir os objetivos do trabalho.

O capítulo 4 descreve os problemas setoriais da década de 1980 e 1990 e suas influências na expansão da oferta de energia elétrica no Brasil.

No capítulo 5, apresenta-se o ponto de discussão sobre a trajetória do setor elétrico nos anos de 1990, sistematizam-se as questões mais relevantes no período, refletindo-se sobre sua conexão com as mudanças ocorridas no modelo institucional diante das privatizações e do surgimento dos novos agentes do setor elétrico brasileiro.

O capítulo 6 apresenta os principais tópicos e as conclusões do Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica brasileiro (Relatório Kelman). Esse relatório é rico em informações e extenso diante de uma análise profunda do sistema elétrico brasileiro. Os itens identificados e destacados foram os aspectos relevantes com relação à estrutura operacional do sistema elétrico brasileiro no final do Governo de Fernando Henrique Cardoso. Assim, delineiam-se as conclusões e as análises julgadas relevantes que caracterizam esse período, foco desse tópico.

No capítulo 7, apresenta-se estudo sobre o setor elétrico pelo MME, e submetido à Sociedade e, em particular, às entidades representativas dos vários agentes do setor elétrico, até que o Governo Lula editasse a Medida Provisória n.144, de 11 de dezembro de 2003, que definiu um novo marco regulatório para o setor elétrico brasileiro. A partir da análise do marco regulatório e da análise das propostas do novo modelo setorial do Governo Lula, foram realizadas, entre outras, coletânea de opiniões de entidades de classe e personalidades do setor elétrico, com relação às perspectivas futuras para o novo modelo setorial. O levantamento desse material foi importante para efetuarmos os comentários finais do trabalho, pois, como

este tema ainda está em implantação e discussão, o tempo permitirá mais análises e considerações a respeito do novo modelo setorial.

No capítulo 8, foca-se a dinâmica e os resultados do Leilão de energia elétrica, que foi o fato mais marcante do Modelo do Setor Elétrico vigente.

E, finalmente, o capítulo 9 apresenta os resultados e as considerações finais da pesquisa.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

A respeito do racionamento de energia ocorrido no Brasil em 2001 e diante do processo de privatização, que na época foi questionado, verificou-se uma polêmica com relação às ações governamentais para o setor, que não teria promovido os investimentos requeridos e nem criou um ambiente que propiciasse investimentos diferenciados. Essa dissertação estudou a trajetória do setor de energia elétrica, descrevendo em especial o modelo institucional e analisando as alterações no marco regulatório.

Justifica-se este enfoque teórico para se poder discutir o novo modelo para o setor de energia elétrica, sobre a questão da regulamentação setorial, para permitir, dentro das premissas iniciais do governo, um ambiente competitivo nesse setor.

Segundo McConnell et al.:

em alguns países, os serviços públicos regulados pelo governo ou de propriedade pública – companhias de gás e de eletricidade, a companhia de água, as empresas de tevê a cabo e as companhias de telefone – são monopólios ou quase monopólios. Não existem substitutos próximos para os serviços oferecidos por essas companhias públicas. (McCONNELL et al. 2001, p.172-173)

Ainda pelo enfoque do autor, o estudo do monopólio puro é importante basicamente por duas razões: uma parcela significativa da atividade econômica é desenvolvida em condições que se aproximam de um monopólio puro; o estudo do monopólio puro permite compreender as estruturas de mercado mais comuns, a concorrência monopolista e o oligopólio, pois essas duas estruturas de mercado combinam, em diferentes graus, características de concorrência pura e de monopólio puro.

Para Passos e Nogami (2003, p.327), dentre as hipóteses básicas para a ocorrência de monopólio, quando uma firma já existente em grandes dimensões pode suprir o mercado a custos mais baixos do que qualquer outra firma que deseje entrar na indústria surge o monopólio natural.

Para os autores, “existem ainda os monopólios estatais, que pertencem e são regulamentados pelos governos (federal, estadual e municipal)”.

Para Possas (1997), citado por Bernardes (2003, p.61), na situação de monopólio natural, as economias de escala adquirem importância fundamental na eficiência da firma, e a escala mínima de produção pode funcionar como uma barreira à entrada de novas firmas.

Segundo Vieira (1998, p.4), a concessão para a prestação de serviços de energia elétrica é feita através do regime de monopólio legal, o que significa que somente a concessionária pode prestá-lo dentro de sua área de concessão. Ao conceder um monopólio legal, o poder concedente formaliza um Contrato de Concessão, no qual se reserva o direito de regular as condições gerais para a prestação do serviço público e estabelecer as regras básicas para o valor das tarifas que a concessionária poderá cobrar de seus consumidores, buscando compensar, dessa forma, a inexistência de mecanismos naturais de ajuste de preço inerentes ao regime de livre concorrência.

Segundo Bernardes (2003, p.27), além de fundamental ao desempenho econômico, o estudo do setor de energia elétrica brasileiro, ou parte dele, é instigante, porque tal setor está passando, desde o final dos anos de 1980, por mudanças profundas, tanto na reestruturação de propriedade, quanto na forma de intervenção regulatória.

Segundo Bernardes (2003, p.86), o Setor de Energia elétrica enquadra-se na tipologia de monopólio natural, pois requer grande volume de investimentos com retorno demorado. Quanto mais elevados forem os investimentos iniciais, maiores serão as barreiras à entrada de novos agentes, e maior a possibilidade de monopólio.

Diante do modelo setorial elétrico ainda vigente e da persistência dos motivos que originaram a necessidade de reforma, o marco regulatório necessitava tornar claro o que é serviço público – atendimento das necessidades de energia elétrica dos consumidores cativos

– e o que não é, ou seja, atividade econômica de exploração dos serviços de energia pelos produtores independentes ou para uso próprio.

As bases de um novo modelo setorial partiram do questionamento da viabilidade da competição em torno de um produto homogêneo e indiferenciado com altos custos fixos (energia elétrica), agravado, no Brasil, pelas afluências hidrológicas sujeitas a profundas variações ao longo do tempo; e do questionamento da capacidade de auto-regulação, pelo mercado, que viabilize a expansão dos sistemas elétricos.

As dúvidas acerca da viabilidade da competição como instrumento de melhoria da qualidade e de redução de preços no caso da prestação de serviços de eletricidade são relevantes. Questiona-se a viabilidade da competição em indústrias produtoras de bens ou serviços homogêneos e indiferenciados sob condição de altos custos fixos.

É importante, no entanto, registrar que, no final do século XX, a estruturação de diversos setores da economia tendeu fortemente para a forma de mercado competitivo (PONTES, 1998, p.34). Essa tendência pode ser visualizada nos enfoques dados por Oliveira (1999, p.143), em que se verifica uma tendência que busca universalizar a competição, a melhoria constante da qualidade do produto ou serviço envolvido e a redução do custo ao consumidor, permitindo o lucro dos agentes participantes desse mercado.

Para Ennes (1995, p.18), essa tendência econômica atingiu o setor de energia elétrica, tradicionalmente monopolista e até estatal, em todo o mundo. Dessa forma, para Cunha (2000, p.15), a reestruturação do setor elétrico em vários países do mundo ocidental, seguindo a tendência de mercado, iniciou na Inglaterra e países da América Latina na década de 1980, ganhando extensão na década de 1990. Ressalta-se que o modelo adotado em cada país tem variações, haja vista suas particularidades de ordem técnica, de porte do sistema e mesmo influências locais dos modelos político, econômico e outros.

Essa reestruturação setorial caminhou para a desverticalização das suas empresas, separando os ambientes de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, criando assim um ambiente para o surgimento de empresas que atuariam com caráter próprio de atuação.

Segundo Oliveira (1999, p.144), no Brasil a implantação desse modelo resultou, entre outras, em três entidades básicas, independentes, mas fortemente interligadas: agência reguladora e fiscalizadora – ANEEL; Operador Independente – ONS e um ambiente de mercado – MAE

Cunha (2000, p.17) destaca que as funções e responsabilidades do Operador Independente do Sistema podem ser descritas como planejamento e programação da operação; despacho de geração, transmissão e serviços auxiliares; supervisão e controle, análise de segurança da rede em tempo real; administração do mercado e planejamento da expansão e propriedade da transmissão.

Dessa forma, pode-se dizer que o Operador Independente do Sistema do Brasil, o ONS, é quase um máximo *ISO*⁴, pois de todas as funções de um operador independente, apenas a de administração do mercado não é executada. Entretanto, o ONS executa o despacho econômico, de forma centralizada, derivando deste, o preço da energia no mercado de curto prazo, que será no MAE (KELMAN, 2000). Isto confere ao ONS uma importância estratégica no cenário da economia nacional, e particularmente do setor elétrico.

Podemos verificar que até 1995⁵, a operação do sistema elétrico brasileiro era efetuada por empresas estatais, verticalizadas. As empresas atuavam ao mesmo tempo nos segmentos de geração, transmissão e distribuição. A operação era condominal, cooperativa, cujo fórum

⁴ Na reestruturação do setor elétrico adotado em vários países, seguindo a tendência de mercado, em que essa reestruturação caminhou para a desverticalização, para as necessárias funções do Estado, deveria ser criada uma agência com funções básicas de fiscalização e regulação. Para a operação do sistema elétrico, seria criada uma organização com autonomia e autoridade, operando com isenção, o *Independent System Operation* – ISSO.

⁵ Podemos dizer que o processo de privatização do Brasil teve duas fases distintas. A primeira foi o programa de desburocratização iniciado em 1979. A segunda, que foi considerado o processo de privatização propriamente

deliberativo era o – Grupo Coordenador da Operação Integrada - GCOI. Participavam do GCOI todas as empresas, sob coordenação da ELETROBRÁS. Já o centro nacional de Operação da ELETROBRÁS tinha uma função próxima da supervisão, sem atuação hierárquica sobre os centros de operação das empresas.

A nova operação do sistema elétrico foi baseada na desverticalização das empresas, sendo as mesmas responsáveis pela operação das instalações. A operação sistêmica, englobando coordenação, supervisão e controle (mais especificamente), foi atribuída ao ONS. Para essa nova operação, as empresas, agora chamadas de Agentes, não necessariamente precisariam ser privadas. Por decisão de governo esse processo foi iniciado e os novos empreendimentos foram enquadrados no novo modelo e neste ambiente; é que o ONS passou a operar.

Com vistas a aprofundar o referencial teórico utilizado neste trabalho, com foco nos conceitos e nos pressupostos que sustentam a pesquisa, optou-se por realizar uma contextualização do marco teórico da regulação e fazer algumas considerações sobre o papel do Estado.

2.1 O marco teórico da regulação: o papel do Estado⁶.

Neste tópico de análise, sintetizam-se os principais delineamentos teóricos que circunscrevem a mudança do papel do Estado na economia, com o objetivo de refletir sobre a privatização de setores de infra-estrutura no Brasil como a do Setor Elétrico.

Pode-se dizer que as discussões sobre o papel do Estado, em uma fase contemporânea, estão fundamentadas na chamada análise neoliberal.

dito, iniciou-se em 1995 com a criação do conselho interministerial de desestatização. Este processo de desestatização que esteve presente em vários setores da atividade econômica atingiu também o setor elétrico.

⁶ Os itens a seguir foram fundamentados na análise de VIEIRA (1998).

A concepção neoliberal delineada e representada por Milton Friedman, citado por Vieira (1998, p.92), em sua análise da macroeconomia monetarista, é consubstanciada principalmente pela redução do poder público ou pela racionalidade da escolha pública. Nisso se delineou a onda neoliberal de redução da participação do Estado em prol do domínio absoluto do mercado. Conseqüentemente propunha-se um Estado mínimo, somente como garantidor da propriedade, dos contratos e da moeda nacional.

Dessa forma, o neoliberalismo, em conjunto com o processo de globalização, provocou mudanças em caráter irreversível, em que se inseriu a modernização das economias, com um discurso neoliberal dando suporte a uma estratégia de reprodução dos grandes capitais internacionais, que tinha e tem como uma de suas prioridades a realização de investimentos em grandes projetos de infra-estrutura dos países em desenvolvimento, nos quais a maior parte se encontrava e, numa menor intensidade, se encontra a cargo do Estado.

O principal expoente desse ideário, em termos de concretização prática, foi o do Governo de Margaret Thatcher na Inglaterra (1980-1989), na medida em que implantou diversas políticas tendentes a reduzir o tamanho do Estado, incluindo programas de privatização de estatais. Tais programas apoiaram-se em princípios ideológicos bastante claros e precisos, que apontam o déficit público e, portanto, o estado, como o responsável em última instância pelo processo de crise, em grande parte pela sua ineficiência e gigantismo, enquanto caberia ao setor privado a capacidade de inovar o domínio da eficiência e produtividade.

Segundo Lahuerta (1989) citado por Vieira (1998, p.93), menos Estado e mais mercado sinteticamente, é a meta do receituário neoliberal.

Para Carneiro (2000, p.53), em sua análise do neoliberalismo, o Estado seria tencionado no sentido do crescimento sistemático de suas funções e ações, o que o levaria a avançar sobre a esfera da iniciativa privada, tornando-se uma ameaça à mesma, na linha da

tese do “Estado sobrecarregado”, formulada para lidar com a crise experimentada pelas principais economias ocidentais, no final dos anos de 1960 e início dos anos de 1970. Fundada nessa avaliação, a visão do neoliberalismo preconiza a redução da interferência estatal tanto no campo econômico quanto no social.

Na América Latina, esse modelo encontrou sua contrapartida ideológica no chamado “Consenso de Washington”. Trata-se de reunião realizada em novembro de 1989, na capital dos EUA, entre funcionários do governo americano, do *Institute for International Economics*, dos organismos financeiros internacionais ali sediados - FMI, BIRD e BID - e de diversos economistas latino-americanos, cujas conclusões receberam, informalmente, essa denominação. Tal evento limitava-se a afirmar a necessidade de liberalização comercial, privatização e ajuste fiscal dos governos, como também consolidava um conjunto integrado e coerente de diretrizes e posturas, em atendimento aos interesses geopolíticos do governo dos Estados Unidos.

Essa reunião propiciou importante oportunidade para coordenar ações por parte das entidades que tinham relevante papel sobre as reformas realizadas na América Latina no sentido de liberalização, desregulamentação e privatização. Tal receituário acabaria sendo cabalmente absorvido por substancial parcela das elites políticas, empresariais e intelectuais da região, como sinônimo de modernidade.

No Brasil pode-se identificar esse ambiente nas publicações da mídia sobre o ideário. Verifica-se então que cresce no Brasil um movimento de crítica do Estado e adeptos da privatização⁷. Essa influência sobre as políticas governamentais, no caso do Brasil, pode ser ilustrada no processo de privatização ocorrido no Governo FHC.

⁷ Ver publicação da FIESP – Livre para Crescer – proposta para um Brasil Moderno”, 1990. Carta do IBRE - “Hora de Privatizar”, Conjuntura Econômica, 1987. Folha de São Paulo – “Menos Governo, Menos Miséria”, reportagens durante o mês de outubro de 1989. Seminário – “Reinventando o Governo”, promovido em Brasília em março de 1995. RAMOS, 2002. Relatório Interno do Grupo EDP/Bandeirante..

Os fatos econômicos que justificavam essa concepção estavam no fato de que o estado estava atravessando uma grande crise de governabilidade e uma crise de Estado-Nação. Essa análise baseia-se numa perspectiva de crise estrutural de capitalismo, enquanto para os liberais a crise decorria essencialmente do tamanho do Estado. Esses aspectos serão mais bem abordados no item 2.3.

Sem adentrar-se em discussões político-ideológicas, desenvolve-se a seguir uma análise do papel do estado, diante da corrente de pensamento dos liberais.

2.2 A interpretação liberal

Para Bernardes (2003, p.49), os economistas clássicos ocuparam-se principalmente em estudar questões no âmbito da economia política. Esses economistas clássicos são: Adam Smith, David Ricardo e Karl Marx. Para a autora, em termos mais rigorosos, Karl Marx, embora tenha estudado temas referentes à economia capitalista, não seria considerado como clássico, pois seus estudos deram origem a uma nova escola de pensamento designada marxismo. Dessa forma, consideram-se clássicos os economistas do final do século XVIII e começo do século XIX, liderados por Adam Smith: Malthus, Ricardo, Stuart Mill e Say, (BERNARDES, 2003, p.49).

No modelo teórico de desenvolvimento econômico de Adam Smith, se o governo se abstivesse de intervir nos negócios econômicos, a ordem natural poderia atuar. Assim, para o autor, o livre mercado permitiria o crescimento da riqueza e a diminuição do contingente pobre da população, harmonizando os interesses entre as várias classes da sociedade e entre os países.

Segundo Spino (1999), citado por Bernardes (2003, p.50), Adam Smith “reconhecia que os indivíduos entram irremediavelmente em um conflito de interesses que deve ser

regulado através de normas e instituições, em especial devem ser garantidas a manutenção do sistema legal e a proteção dos direitos de propriedade”.

Os pressupostos neoliberais têm como eixo central de interpretação uma oposição entre o mercado e o Estado. No lado do mercado predominam a liberdade e a eficiência e, para o Estado, predominam o autoritarismo e a ineficiência. A referência principal dessa visão é a da liberdade econômica. Dessa forma, o neoliberalismo foi uma reação teórica e política veemente contra o Estado intervencionista, ou melhor, a limitação dos mecanismos de mercado por parte do Estado.

Na visão de Carneiro (2000, p.56), a despeito da visão liberal, para a qual redistribuição e mercado são contraditórios em termos dos próprios princípios básicos que estruturam os conceitos, o propósito de reduzir as desigualdades, melhorando o padrão distributivo da sociedade, tem sido responsável por grande parte dos esforços feitos pelo Estado no âmbito da economia, seja regulando as atividades dos agentes privados ou atuando diretamente no campo da produção.

A eclosão do pensamento neoliberal ocorreu a partir da grande crise do pós-guerra, em 1973, quando o mundo capitalista avançado caiu numa longa recessão, combinando pela primeira vez baixas taxas de crescimento com altas taxas de inflação. Segundo Vieira (1998, p.96), as raízes da crise, afirmavam Hayek e seus companheiros, estavam localizadas no poder "excessivo e nefasto" dos sindicatos e, de maneira mais geral, do movimento operário, que havia corroído as bases de acumulação capitalista com suas pressões reivindicativas sobre os salários e com sua pressão parasitária para que o Estado aumentasse cada vez mais os gastos sociais. "O remédio, então, era claro: manter um Estado forte, sim, em sua capacidade de romper o poder dos sindicatos e no controle do dinheiro, mas parco em todos os gastos sociais e nas intervenções econômicas. A estabilidade monetária deveria ser a meta suprema de qualquer governo".

Nessa mesma linha de pensamento, Navarro (1997) citado por Vieira (1998, p.96) destaca que "as mudanças no Estado de bem-estar fizeram parte da resposta do capital ante a força do movimento operário". Nesse contexto enquadram-se as políticas estatais de austeridade da década de 1980, incluindo a redução dos gastos sociais, o crescimento do desemprego, o enfraquecimento da legislação estatal protetora dos trabalhadores, dos consumidores e do meio-ambiente, e a flexibilização forçada do mercado de trabalho através da desregulamentação. Pode-se dizer que, "Reagan e Thatcher foram a expressão das respostas mais extremas da classe capitalista ante as ameaças da classe operária".

Como a crítica direta ao sindicalismo e aos trabalhadores eram politicamente desgastantes, os ataques à intervenção do Estado encontram uma enorme variante na crítica ao déficit público: para financiar o seu próprio agigantamento, na lógica da busca de poder, além da cobrança de impostos, o Estado passa a emitir moeda em níveis superiores aos da oferta (produção) e, portanto, o ajuste se dá através dos preços, sendo essa uma das causas básicas da inflação. Portanto, a solução para a crise do Estado passaria necessariamente pelo combate ao déficit público, com o esvaziamento do Estado para redução de suas despesas, e neste contexto insere-se a privatização.

Segundo Friedman (1988) citado por Vieira (1998, p.97), a intervenção do Estado deveria se dar apenas onde o mercado não é capaz de atuar ou onde não garanta a eficiência máxima. Para o autor, secundariamente, o Estado poderia atuar onde existam externalidades econômicas ou nos monopólios naturais, para a recuperação da eficiência econômica.

Exemplificando a visão do Estado ineficiente, Castro (1989, p.45) afirma que o Estado não se guia pela eficiência e não se importa se seus administradores e gerentes são capazes. Para esse autor, a lógica de funcionamento do Estado é a busca da maximização do poder, o que vai, ao revés do conceito de ótimo econômico e, da mesma forma, contra a maximização da eficiência econômica.

Segundo Feijó (1997, p.11), no plano ideológico, o neoliberalismo defende que o mercado assegura um aproveitamento pleno e eficiente dos recursos econômicos, garantindo o crescimento mais acelerado da produção. Além disso, afirma que um mercado livre de interferências garante estabilidade econômica e uma justa distribuição de renda, na medida em que cada fator for remunerado de acordo com sua contribuição na produção.

2.3 O Estado no Brasil

São inúmeros os fatores objetivos que, a partir da crise de 1929, contribuíram, de maneira decisiva, para a constituição de economias mistas e dos sistemas de bem-estar e proteção social (PASSOS; NOGAMI, 2003, p.67). Deposto o pensamento liberal/conservador, pelo ataque teórico-ideológico dos keynesianos e pelo avanço político dos social-democratas - ocorridos à sombra dos efeitos devastadores de duas guerras mundiais -, abriram-se os caminhos para a presença de um Estado ativo e intervencionista. Um Estado que, reorganizado, foi ator central na viabilização do mais longo e contínuo crescimento de longo prazo experimentado pelas economias avançadas (FIORI, 1992, p.76).

As políticas de ideário cepalino⁸ ou desenvolvimentista propunham a superação do atraso através de uma industrialização induzida pelo Estado. O objetivo explícito ou implícito do projeto foi a criação de economias nacionais auto-sustentáveis que reproduzissem, nos espaços domésticos, estruturas industriais integradas e não especializadas.

A proposta de criar uma economia nacional independente, alavancada pela ação inteligente do Estado, conquistou apoio nas elites da esquerda antiimperialistas, assim como entre os nacionalistas conservadores e, sobretudo, em alguns países como o Brasil, entre os militares preocupados com a Segurança Nacional. Na América Latina, como alhures, os liberais estiveram, teoricamente, na defensiva durante décadas, mesmo quando politicamente presentes em várias coalizões governamentais. Nesse sentido, a contraface da hegemonia política social democrata na Europa foi a supremacia nacional-desenvolvimentista na América Latina. (FIORI, 1992, p.77)

⁸ Políticas que se fundamentam nos estudos da Comissão Econômica para a América Latina – CEPAL, criado em 1948 com o objetivo de elaborar estudos e alternativas para o desenvolvimento dos países latino-americanos.

A expansão do Estado no Brasil, num período que pode ser caracterizado até meados da década de 1980, baseou-se em duas tendências contraditórias, na análise de Martins (1977). De um lado, forte concentração de instrumentos e recursos financeiros ao nível do governo federal, em detrimento de estados e municípios; de outro, ampla descentralização, no que tange ao nível federal, desses instrumentos e recursos. Essa descentralização decorreu da autonomização da gestão burocrática, acrescida ao fato de o Estado "crescer para fora", extravasando a administração direta do poder executivo com a proliferação de autarquias, fundações, empresas públicas e sociedades de economia mista.

Segundo estudo do Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Sócio-Econômicos - DIEESE, no caso brasileiro (VIEIRA, 1998, p.118), o Estado realizou diversas funções no desenvolvimento econômico, que poderiam ser sintetizadas em:

- a) teve um papel tipicamente keynesiano;
- b) tornou-se gestor do desenvolvimento;
- c) regulou e administrou a concorrência capitalista;
- d) preencheu espaços essenciais da economia;
- e) desenvolveu sistemas de benefícios sociais e de seguridade.

Com exceção da última, todas as demais funções foram realizadas a contento. O Estado brasileiro não apenas criou empresas, como potencializou o desenvolvimento e acumulação das empresas privadas pelo seu poder alavancador de investimentos e coordenador de políticas setoriais, bem como através de financiamentos, financiamento de insumos subsidiados, benefícios fiscais, proteções legais e tarifárias.

O Estado brasileiro atuou, ainda, como amortecedor dos choques externos: a partir da primeira crise do petróleo, após o embargo de 1973, a atuação estatal foi essencialmente atenuadora da crise, com uma política "anti-cíclica" . Simultaneamente à retração do setor privado, o Estado brasileiro (principalmente através das estatais) ampliou seus níveis de endividamento para sustentar investimentos e, por via de consequência, a taxa de crescimento do produto interno e, de outro lado, retardando datas e percentuais de reajuste de seus preços e tarifas, como política de combate à inflação e como sinalização ao setor privado.

Na América Latina, como nos países asiáticos e em todas as industrializações tardias, coube ao Estado a múltipla tarefa de promover o crescimento, administrar o ciclo econômico, disciplinar a distribuição social da riqueza e comandar a inserção nacional dos interesses multinacionais, o que lhe outorgou uma posição decisiva na reprodução econômica, social e política. Mais do que nas economias avançadas, a política econômica estabeleceu os horizontes coletivos, organizando, em torno de seu processo de decisão e de sua burocracia, uma multiplicidade infinita de atores, com interesses e expectativas extremamente heterogêneos, o que, no longo prazo, lhe impôs limites. No Brasil esses limites parecem tê-lo levado à impotência e à necessidade de profundas transformações, que não coincidem com as definidas pelo ideário neoliberal.

Para Fiori (1989, p.21), a crise dos anos de 1980 trouxe à tona o fato de que o braço forte do capital agrário-mercantil e bancário não via no Estado o CONDOTIERI de um projeto de afirmação nacional, econômica ou militar. Optara-se pela associação com o capital internacional, produtivo ou financeiro, como única forma possível de financiar uma industrialização tardia e periférica, que jamais se tomou um projeto verdadeiramente nacional, ao estilo "prussiano ou japonês".

Ainda para Fiori (1989, p.88), a crise dos anos de 1980, de natureza estrutural, esgotou o papel do Estado Desenvolvimentista, que durante quatro décadas conseguiu ser

economicamente eficiente, apesar de suas contradições e dos desvios de sua estratégia. Em conjunto com a exaustão do autoritarismo militar, exigiu-se radical reformulação do Estado: na sua organização burocrático-administrativa, nas suas funções como agente econômico-financeiro, sobretudo na sua estratégia de expansão.

Dessa maneira, as necessárias mudanças do papel do Estado foram muitas, que é o que podemos verificar no Brasil de forma crescente, principalmente após 1990. Em muitos dos países, a aplicação dessa política caminhou na direção de realizar a privatização até em funções típicas de Estado, como Educação, Saúde, Habitação.

Para Carneiro (2000, p.54), a necessidade da intervenção pública para assegurar a segurança dos agentes, em particular os direitos de propriedade, é enfatizada pela doutrina liberal como uma das atribuições centrais do Estado. Em termos mais específicos, a garantia da proteção aos indivíduos configura-se como função constitutiva do próprio Estado. Este é o conceito de Estado mínimo, em sua formulação teórica, com as atribuições de prestar segurança aos indivíduos.

No processo de reforma do setor elétrico brasileiro, pode-se verificar a imposição de um modelo, prioritariamente através de Medidas Provisórias, sem proporcionar o necessário tempo para elaboração no âmbito legislativo e sem amadurecimento da discussão pela sociedade.

Na própria formatação dos órgãos reguladores, entre eles a ANEEL, enfatizou-se um grau de poder e de autonomia que apresentou enorme similitude com a concepção do Estado Independente. Como analisado neste capítulo, a aceitação dessa formulação implica acolher a idéia de um Estado independente, soberano, neutro, cuja soberania independe dos conflitos que permeiam a sociedade.

Essa concepção de Estado parece estar na raiz da desconsideração para com aspectos polêmicos do papel definido para a ANEEL, como, por exemplo, sua atuação, de um lado na

condição de representante do Estado e de outro na posse de papel arbitral (inclusive na solução de conflitos em que os governos estadual e federal são óbvios interessados); também como responsável, de um lado pela licitação e formalização das concessões, e de outro pela fiscalização das concessões assim contratadas; além da atribuição de definir o "aproveitamento ótimo", atividade típica de planejamento que pode conflitar com as funções regulatórias.

O entendimento de uma realidade mais complexa do Estado poderia acarretar diferentes formatações na constituição dos órgãos reguladores. Algumas formulações alternativas, inclusive do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA (1997), sugerem a constituição de uma instância deliberativa maior do que os órgãos reguladores setoriais, representativos das responsabilidades mais gerais do poder público.

A preocupação maior está circunscrita pelo aspecto de que, dentro da institucionalidade que era vigente, a relevância do papel do Estado na economia diz respeito a como ele é capaz de reagir às demandas particulares do capital (isto é, como o Estado responde a grupos de interesses específicos de certas frações do capital). Seu papel será bem desempenhado se ele for capaz de colocar os interesses do conjunto do capital - no longo prazo - à frente de interesses privativos de certos grupos, ao mesmo tempo em que se legitima perante o conjunto da sociedade.

2.4 Experiências internacionais sobre privatização e regulação do Estado⁹

A análise das transformações recentes com que vem se defrontando o Estado contemporâneo devem ser contextualizadas, em âmbito mundial, para a identificação de suas motivações e impulsos básicos, observando-se que estas se iniciaram pelos países centrais -

⁹ Os itens abaixo foram fundamentados na análise de Vieira (1998), como também no Relatório interno do Grupo EDP/Bandeirante (2002), que aborda aspectos de regulação e tarifas do Setor Elétrico.

correndo em grande parte destes - cujas experiências acabaram se constituindo em paradigmas para os demais.

É nesse sentido que se circunscreve a análise das experiências de reestruturação e privatização que foram vivenciadas nos diversos países, com o fito de identificar quais características têm similitude e quais são distintivas nas diferentes realidades concretas em que eles ocorreram. Os parâmetros assim identificados podem ser contrapostos criticamente com as propostas desenvolvidas no Brasil, levando em consideração as condições particulares e as características específicas da nossa realidade.

Na evolução desta pesquisa, a avaliação de experiências de diversos países permitiu identificar os processos que trazem maiores ensinamentos para o programa de privatização desenvolvido no Brasil. Dessa maneira são enfocadas as experiências da Inglaterra, da Argentina e dos EUA. Historicamente, localiza-se na Europa do pós-guerra, a mobilização do Estado na assunção do processo de reorganização do Setor Elétrico.

A Inglaterra, assim como a França, estatizaram suas companhias de eletricidade, criando monopólios estatais (a *Central Electricity Generating Board* - CEGB em 1947 e a *Électricité de France* - EDF em 1946, respectivamente), que estruturaram os mercados elétricos desses países nas décadas subseqüentes. Outros países europeus, embora mantendo a estrutura industrial existente, permitiram uma crescente intervenção do Estado na gestão do Setor Elétrico.

Dessa forma, não obstante as diferenças na propriedade dos ativos do setor elétrico (estatal ou privada), o modo de sua organização não apresentava, na prática, diferença substancial nos dois lados do Atlântico: grandes monopólios verticalizados, operando sob supervisão do Estado, sistematicamente adotando um modelo tarifário determinado pelo custo do serviço. Nessa sistemática, o poder regulador fixa tarifas que garantam ao monopolista o ressarcimento de seus custos mais uma remuneração garantida para seus investimentos.

Os países em desenvolvimento, assim como o Brasil, foram adotando modelos similares, com a característica de opção pela estatização do Setor, por sugestão e apoio dos organismos internacionais de crédito (IPEA, 1997, p.46).

Num período mais recente, depreende-se das experiências internacionais que a organização industrial do setor elétrico vem efetivamente passando por profundas reformas objetivando a introdução de pressões competitivas e a diminuição do grau de intervenção dos governos na dinâmica do mercado elétrico, com o redimensionamento das funções de seus órgãos reguladores. A estrutura tradicional de monopólios, vertical e horizontalmente integrados, vem sendo substituída por novas formas de organização que possibilitem ampliar o universo de empresas ofertantes de serviços elétricos para introduzir a concorrência como principal mecanismo indutor da eficiência econômica setorial.

É interessante notar que a privatização dos ativos estatais não é aspecto central da reforma, ainda que, na maioria dos casos avaliados, a reforma tenha sido acompanhada de privatizações. Apesar de o discurso ideológico sobre a ineficiência das empresas públicas ser atualmente difundido, as evidências empíricas sugerem que as ineficiências, pelo menos no caso do setor elétrico, decorrem em larga medida da estrutura de mercado e da inadequação do regime regulatório, sendo a propriedade apenas relevante nos casos em que o Estado se mostra incapaz de controlar a ação deletéria de governantes inescrupulosos (IPEA, 1997, p.46).

2.4.1 A Experiência Inglesa

A privatização do setor elétrico da Inglaterra tem sido considerada como a mais radical experiência ocorrida, sem precedentes em qualquer outro país. Apesar de possuir alguns

aspectos polêmicos, esse modelo serviu de base conceitual para diversos outros países, podendo-se citar sua aplicação parcial na Noruega e Holanda e, em maior grau, na Argentina.

Até 1990 toda a geração de energia elétrica na Inglaterra para suprimento público era de responsabilidade da CEGB, uma empresa estatal monopolista, criada em 1947, que formalmente instituiu a desverticalização na indústria de energia elétrica, separando as funções de geração e transmissão – de responsabilidade da CEGB - das funções de distribuição e fornecimento. A CEGB passou a gerar e vender energia elétrica para 12 concessionárias regionais, também estatais, responsáveis pela sua distribuição e fornecimento (as RECs - *Regional Electricity Companies*).

Em 1990, o governo federal privatizou a CEGB e as doze concessionárias regionais. A CEGB foi desmembrada em 3 empresas geradoras: a *National Power* e a *PowerGen*, que foram privatizadas, e a *Nuclear Electric*, proprietária de todas as usinas nucleares no país, que permaneceu estatal, pelo fato do elevado custo da energia nuclear no país, que não despertou o interesse da iniciativa privada.

O sistema de transmissão da CEGB formou o acervo de uma empresa à parte, a *NGC - National Grid Company*, que também foi privatizada, passando seu controle acionário para as novas concessionárias privadas de distribuição. Essa empresa única de transmissão compra, de meia em meia hora, a energia requerida pelas empresas distribuidoras, suas clientes, através de uma espécie de mercado "spot", no qual as empresas concessionárias geradoras e os produtores independentes oferecem sua geração disponível a determinados preços.

Sob a nova estrutura, o mercado inglês de energia elétrica ficou dividido em dois componentes: o "competitivo" e o "cativo". No primeiro, que só contempla consumidores de grande porte, teoricamente o governo só deveria se preocupar em fomentar a competição; os contratos são negociados caso a caso entre a empresa concessionária, ou produtor independente, e o grande consumidor. No mercado cativo, as tarifas - bastante majoradas

quando da privatização das empresas concessionárias distribuidoras – são reajustadas anualmente pelo índice de inflação e, decorridos 4 anos, multiplicadas por um fator redutor, através do qual o governo tenta fomentar reduções de custos nessas empresas; naturalmente as reduções além das metas fixadas pelo governo reverterem a maiores lucros para as empresas. Vale ressaltar que na Inglaterra o mercado já foi totalmente liberado, até o cliente de baixa tensão residencial pode fazer a opção de comprar energia de qualquer distribuidora.

Sob essa nova estrutura ficou redimensionado o papel do órgão regulador, que deve garantir a adesão de todos os participantes do mercado às regras vigentes, promover a concorrência, garantir as condições adequadas de abastecimento de energia para a sociedade e zelar pela equilibrada repartição dos benefícios econômicos e ganhos de produtividade da indústria.

A desverticalização e a introdução da concorrência geram significativos riscos de transação para os investidores do setor elétrico. Para administrar esses riscos e viabilizar investimentos de longo prazo, os ingleses idealizaram um regime de contratos financeiros de longo prazo que permite tanto para geradores como distribuidores e grandes consumidores reduzirem seus riscos econômicos. Esses contratos são bilaterais, fixando preços (por kWh) e quantidades (kW), com estrutura adaptada às características do ofertante e do demandante de energia. Essa concepção serviu de base à definição de um modelo similar para o Setor Elétrico brasileiro.

As vantagens que o intenso processo inglês de privatização auferiu até o presente foram a redução da geração termoeletrica com carvão nacional, mais caro que o importado, o intenso processo de construção de usinas termoeletricas a ciclo combinado queimando gás natural e o desenvolvimento da "fração competitiva" do mercado de energia elétrica. Analogamente ao processo verificado na experiência americana, na Inglaterra ocorreu um verdadeiro "boom" de produtores independentes no país, através de consórcios formados

pelas concessionárias de distribuição, produtores de gás natural do Mar do Norte, e também companhias americanas com experiência em produção independente.

Segundo Sá (1995), citado por Vieira (1998, p.131), a proposta de ampliar a competição na geração de energia contemplou resultados insatisfatórios, devido à insuficiente competição entre as novas concessionárias geradoras e o fato de formarem um duopólio, elementos que frustraram a criação de um ambiente atrativo para potenciais competidores. Mesmo a entrada de produtores independentes não configurou uma quebra desse duopólio, devido ao seu peso relativo (em 1993 o duopólio respondia por 68% de toda a geração inglesa, contra 21% da *Nuclear Electric* e 11% para todas as outras empresas). Quanto aos serviços de transmissão de energia elétrica (NGC), considerados estratégicos no projeto inglês, houve críticas quanto à sua falta de independência na nova estrutura.

No *Energy Committee* de 1992, foram levantadas preocupações com a perda de segurança do sistema elétrico, pelo fato da tendência prioritária à racionalização dos investimentos para maximização dos lucros, que poderiam comprometer o fornecimento de energia num horizonte de longo prazo.

No que concerne aos serviços de distribuição e fornecimento de energia elétrica, os quais são a face diretamente visível pelos consumidores, ocorreram críticas quanto ao aumento dos preços, apesar de controlados pelo regulador, devido ao monopólio do serviço de distribuição que respondia por 90% dos lucros das RECs. A lucratividade dessas empresas aumentou de 4,5% no período 1990/91 para 7,4% em 1992/93 (VIEIRA, 1998, p.132).

As tarifas dos consumidores cativos eram fixadas pelo regulador em um sistema denominado *price cap* incentivado¹⁰ para os custos gerenciáveis do comercializador de energia e um regime de custos repassados para os custos não-gerenciáveis. O regulador também era o responsável pela fixação do custo do pedágio na transmissão de energia, dos

¹⁰ Sistema em que as tarifas inicialmente fixadas, eram consideradas adequadas para a remuneração e amortização dos investimentos e para atender os custos operacionais.

geradores para o *pool* e do *pool* para as distribuidoras, ambos pelo sistema de *price cap* incentivado.

A atuação do regulador demonstrou algumas insuficiências. Foi inábil em lutar contra o forte duopólio na geração, que era freqüentemente acusado de manipulação de preços afetando todo o mercado. Quanto à qualidade dos serviços, também ocorreram críticas do *National Consumer Council* no sentido de que as penalidades fixadas para o não cumprimento dos padrões de *performance* pelas concessionárias eram insuficientes para motivá-las a cumpri-los.

Pode-se concluir que o órgão regulador OFFER não conseguiu aumentar a competição no setor como se esperava. Isso se deveu em grande parte ao seu desenho institucional ser pouco democrático, conferindo-lhe grande autonomia em relação à sociedade nas suas tomadas de decisão.

2.4.2 A Experiência Argentina

Até um período recente a Argentina tinha um setor elétrico essencialmente estatal. As principais concessionárias eram a *Água y Energía Eléctrica* - AyEE, fundada em 1947; a *Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires* - SEGBA, fundada em 1958; a *HIDRONOR*, responsável pela hidreletricidade da bacia do rio Limay; e a Comissão Técnica Mista Salto Grande - CTMSG, responsável pela usina hidrelétrica binacional Argentina-Uruguai, de Salto Grande; destacando-se ainda o papel da Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEA, dedicada à operação das usinas nucleares.

As concessionárias federais respondiam por cerca de 85% da capacidade de geração de eletricidade, por 100% das redes de transmissão em alta tensão e por cerca de 55% da distribuição a clientes finais. Havia, também, 21 concessionárias pertencentes às províncias

argentinas, surgidas, em sua maior parte, de um desmembramento da AyEE ocorrido nos anos 80 (que atendiam a cerca de 34% da distribuição aos clientes finais), e cerca de 600 cooperativas de distribuição.

O modelo institucional argentino era relativamente complexo, podendo-se ilustrar pelo fato de que as concessionárias AyEE, SEGBA e HIDRONOR estavam subordinadas à Secretaria de Energia, pertencente ao Ministério da Economia da Argentina, enquanto o CNEA reportava-se diretamente à Presidência da República e o CTMSG ao Ministério das Relações Exteriores. As tarifas aos consumidores finais eram fixadas pelas províncias e municípios, que tinham, inclusive, competência para fixar impostos e taxas sobre a eletricidade, o que levou a uma grande diferenciação tarifária entre as regiões.

Um componente conjuntural que acelerou a reforma do sistema elétrico argentino deveu-se à recessão econômica, que afetou fortemente o crescimento do mercado de energia elétrica argentino no final dos anos de 1980, provocando elevadas margens de capacidade ociosa de geração de energia (entre 40 e 49%). Houve, no mesmo período, uma deterioração na capacidade de geração das usinas, devido a programas de manutenção insuficientes. Esses fatos, aliados à incidência de uma seca prolongada, provocaram racionamentos, *black-outs*, reduções de tensão e uma piora substancial nas condições de suprimento de energia elétrica em 1988 e 1989 (VIEIRA, 1998, p.135).

Ressalte-se que, também em termos financeiros, as concessionárias do setor sofreram forte processo de achatamento ao longo da década de 1980, do que decorreu uma insuficiência de investimentos. A conjuntura formada pela dramática situação dessas empresas, aliada à conseqüente degradação de sua performance técnico-econômica, aos racionamentos de energia, à falta de capacidade de investimento do governo e sua busca desesperada de melhoria do déficit público, proporcionou a formulação da alternativa de venda das empresas

estatais, uma verdadeira tábua de salvação econômica e política de um programa de governo recém-eleito.

Nessa conformidade, o presidente Menen submeteu ao congresso argentino uma lei impondo a privatização, usina por usina, dos parques geradores da AyEE e da SEGBA e a criação de uma agência de regulamentação autônoma do governo, para coordenar o funcionamento e a expansão do setor elétrico argentino, fixar tarifas para os consumidores finais "cativos" e intermediar conflitos entre as concessionárias.

A criação da agência foi aclamada por unanimidade, ficando criado o *Ente Nacional Regulador da Eletricidade* - ENRE, vinculado à Secretaria de Energia. A proposta de privatização, ao contrário, provocou enormes discussões, todavia a folgada maioria do governo no Congresso garantiu a aprovação da lei na forma proposta. A primeira proposta do governo Menen idealizava a criação de uma grande empresa *holding* nacional, nos moldes da ELETROBRÁS, que passasse a coordenar os contratos. Os distribuidores tinham suas tarifas reguladas, porém contavam com um fundo que permitia estabilizar sazonalmente o preço da energia para seus consumidores finais.

O modelo argentino deu origem a uma empresa denominada Companhia Administradora do Mercado "Mayorista" Elétrico – CAMMESA, com a responsabilidade de gerenciar o mercado atacadista de energia elétrica e de efetuar o despacho de carga das centrais geradoras. A CAMMESA tinha a responsabilidade pela gestão dos contratos de compra e venda de energia, e era uma empresa controlada acionariamente pelas associações dos geradores, transmissores, distribuidores e grandes consumidores, com participação minoritária do governo, que detinha o poder de veto através da Secretaria de Energia.

Nesse modelo, os geradores informavam à CAMMESA o preço que estavam pagando a essa empresa pelo combustível que consumiam, utilizando uma fórmula paramétrica prefixada para estimar o custo operacional de cada central, e despachava as centrais, na

seqüência de seus custos, em função da demanda, a cada hora do dia. Para centrais hidráulicas, o valor da água era assimilado como custo operacional e este era estimado através de um modelo computadorizado preestabelecido. Para evitar a possibilidade de manipulação dos preços no mercado atacadista, foi fixado o custo CIF de importação dos combustíveis como limite máximo para o preço que podia ser declarado pelos geradores.

Posteriormente, constatou-se a necessidade de estabelecer também valores mínimos para o preço do combustível, para evitar manipulações no processo de definição dos despachos, já que vários geradores, através do artifício de declarar preço nulo para o combustível, garantiam o despacho da produção de suas centrais. Essa situação estava levando a CAMMESA a despachar centrais térmicas, enquanto centrais hidráulicas eram obrigadas a verter água por estarem com seus reservatórios plenos, indicando a inadequação das regras de despacho adotadas (IPEA, 1997, p.133).

Os resultados da reforma argentina indicaram que seu sistema elétrico retomou padrões de funcionamento com níveis de eficiência técnica adequados. A entrada de capitais privados e a concorrência induziram à recuperação de centrais indisponíveis, ao término de obras paralisadas e intensa expansão de centrais alimentadas a gás natural.

O parque elétrico argentino, todavia, evoluiu para uma situação inversa à do início da década, consolidando um excesso de capacidade instalada que configurou fonte de preocupação para os agentes do sistema elétrico.

Como decorrência, verificou-se o citado sobreinvestimento, com os decorrentes excessos de oferta de energia e queda dos preços no mercado atacadista, situação que comprometeu a rentabilidade de diversas centrais privatizadas¹¹.

Além disso, como o rígido sistema de despacho central das usinas foi mantido,

¹¹ O sistema de contratação de compra de energia exigia uma cobertura reduzida (lastro) do mercado dos compradores, contratos de longo prazo não foram a base da comercialização. O preço “spot” é mais previsível, mas conduz ao fenômeno das variações bruscas de preços (altas e baixas).

baseado na operação por "ordem de mérito", definida pelos custos específicos médios de operação das plantas, ficaram reduzidas as possibilidades de competição na operação do sistema.

As perspectivas de competição passaram efetivamente a existir apenas a partir da pulverização das propriedades das usinas, na expansão do sistema, principalmente no que concerne às usinas termoeletricas.

Outro aspecto importante da reforma argentina refere-se ao seu mercado de consumo, que ficou dividido entre os grandes consumidores e os consumidores cativos, que continuavam abastecendo-se nas distribuidoras. Os grandes consumidores e as distribuidoras podiam negociar livremente contratos de fornecimento com os geradores, e os consumidores cativos tinham suas tarifas fixadas pelo regulador.

Mesmo apesar da citada queda do preço da energia no mercado atacadista, os efeitos da reforma argentina representaram um aumento do valor das contas de consumo de eletricidade, que onerou os consumidores de uma forma desigual. Segundo Hasson (1993), citado por Vieira (1998, p.140), "foi inegável a alta do preço (da energia). Em 1992 seu preço era de 49 dólares (por MWh). Antes do ano de 1990, um ano de muitas dificuldades de abastecimento, os valores estavam entre US\$22/23 por MWh." Além disso, o modelo argentino resultou em uma altíssima instabilidade do preço da energia. O tratamento para os pequenos clientes, na condição de cativos, sofreu enormes alterações com a privatização, com a emergência de movimentos de tendência à exclusão desses consumidores.

2.4.3 A Experiência Americana

O setor elétrico nos Estados Unidos era composto por cerca de 200 concessionárias de serviços de energia elétrica verticalmente integradas - geração, transmissão e distribuição -

sendo a maioria de capital privado e os parques geradores eram predominantemente termoelétricos. Destaque-se, no entanto, a *Tennessee Valley Authority* - TVA e a *Boneville Power* como importantes concessionárias pertencentes ao governo federal americano e com geração hidrelétrica, além de inúmeras companhias municipais, algumas de grande porte, como, por exemplo, a concessionária que supre Los Angeles.

Não obstante a diversidade de situações do seu mercado e o grande número de concessionárias, o sistema elétrico americano era operado de forma cooperativa, estruturando-se *pools* regionais, supervisionados continuamente pelos órgãos reguladores, para permitir a busca da otimização do uso do parque instalado.

A regulamentação e o planejamento do setor elétrico no país eram bastante descentralizados, cabendo aos Estados americanos, através das *Public Utilities Commission* - PUC, o principal papel regulador dessa indústria e balizador do planejamento de sua expansão. Esse planejamento era fruto da interação entre os interesses das concessionárias, dos consumidores e do governo, principalmente o estadual. As eventuais disputas e as conseqüentes negociações se desenrolam em audiências públicas, promovidas pelas comissões estaduais.

O governo federal só intervinha ocasionalmente na regulamentação do setor elétrico, via *Federal Electric Regulatory Commission* - FERC, em questões de interesse nacional ou que envolvessem transações entre os estados. O FERC ficava restrito à regulação das relações comerciais interestaduais das concessionárias, sendo os reguladores estaduais (PUC) responsáveis pelo essencial da supervisão e controle da atuação das concessionárias, inclusive no que se refere à política tarifária (VIEIRA, 1998, p.142).

Essa organização industrial foi consolidada durante mais de cinquenta anos de vigência da legislação PUHCA (*Public Utilities Holding Company Act*) editada em 1935. Esse dispositivo legal definiu as condições de operação das concessionárias: obrigação de

servir todo consumidor na área franqueada; garantia de exclusividade na zona geográfica franqueada; remuneração *adequada*, para investimentos *prudentes* (sic); regulador com papel quase-judicial e quase legislativo; utilização de procedimentos judiciais e soluções compensatórias para arbitrar conflitos; e supervisão dos planos de expansão e da qualidade dos serviços elétricos pelo regulador (IPEA, 1997, p.117).

Considera-se que até os anos de 1970 esse modelo funcionou a contento. A redução do ritmo das inovações tecnológicas e das economias de escala no setor e os dois choques do petróleo elevaram os custos médios unitários de fornecimento de energia elétrica, desencadeando uma busca de maior eficiência no setor. Os esforços nesse sentido incluíram a inserção de alguma competição na, até então, rígida estrutura monopolística do setor.

A primeira reação americana ao aumento de seus custos de fornecimento de energia elétrica foi a legislação editada pelo Governo Cáster em 1978, objetivando promover a transição ordenada do sistema energético americano para fontes alternativas ao petróleo. Ficou assim instituído um conjunto de incentivos denominado *Public Utilities Regulation Policy Act* – PURPA, que objetivavam oferecer condições econômicas favoráveis à difusão da co-geração e do uso de fontes renováveis de energia. Essa legislação obrigava as concessionárias de energia elétrica americanas a adquirir a energia gerada na sua área de concessão por "produtores independentes" e por autoprodutores que possuíssem geração excedente - devidamente qualificados, tecnicamente, pelo Estado (*qualified facilities*) - pagando tarifas correspondentes aos seus "custos evitados" (*avoided cost*), isto é, uma tarifa equivalente à solicitada pela concessionária local nos seus projetos de expansão da oferta.

Vencidas as barreiras iniciais, essa medida provocou verdadeiros "booms" de produção independente de energia elétrica em alguns estados americanos, como, por exemplo, a Califórnia, a partir de meados da década de 1980. Tal produção se deu, na maior parte, através de plantas de co-geração e de usinas termelétricas de pequeno porte, utilizando como

insumos gás natural e resíduo do craqueamento do petróleo e, em menor escala, através de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's, geradores eólicos e plantas solares. Isso se deveu ao fato de que as tarifas, baseadas nos *avoided costs*, mostraram-se extremamente rentáveis.

Dessa forma, ocorreu forte expansão da oferta de eletricidade por parte de novos geradores, independentes das concessionárias. Isso é explicado pelo fato de esses geradores não estarem submetidos à legislação PUHCA e, portanto, não terem seus custos supervisionados pelo regulador. Como sua tarifa está previamente fixada (no nível do custo evitado) e os custos não estão controlados (como ocorre com as concessionárias), toda redução de custos obtida pelo gerador independente aumenta sua lucratividade. O mesmo não ocorre no caso das concessionárias porque, no seu regime tarifário (custo do serviço), a lucratividade é controlada, sendo toda redução de custo repassada para os consumidores sob a forma de menores tarifas. Obviamente, esse regime não incentiva redução de custos.

A emergência de muitos geradores independentes, de certa forma, sancionou as críticas ao regime regulatório que vinham sendo formuladas há algum tempo. Dessa perspectiva, os custos estariam crescendo não por falta de oportunidades de redução de custos, mas sim pela acomodação das concessionárias, no que se refere ao controle de seus custos. Para retroceder a tendência crescente dos custos era, portanto, necessário abrir o mercado para os geradores independentes e promover a concorrência na expansão de capacidade adicional de geração. Paulatinamente, as concessionárias americanas foram perdendo o monopólio da expansão da oferta de eletricidade, sendo obrigadas a concorrer com geradores independentes sempre que uma nova central se fez necessária para atender ao mercado em expansão.

Na segunda metade da década de 1980, a legislação americana evoluiu no sentido da licitação de "blocos de energia" nas curvas de carga projetadas dos sistemas das concessionárias e para a liberação do *status* de produtor independente para empreendimentos de grande porte, em geral plantas de co-geração ou usinas termelétricas, a ciclo combinado,

consumindo gás natural. Deve ser observado, todavia, que tem sido comum a participação de concessionárias nos consórcios que construíram essas usinas "independentes", o que deu margem à alegação de que a figura do "produtor independente" estaria sendo utilizada por essas concessionárias para se livrar dos inconvenientes da regulamentação, na construção de novas plantas geradoras.

Além das medidas citadas, na década de 1980, os órgãos de regulamentação nos EUA passaram a incentivar fortemente os programas de conservação de energia elétrica e de modulação da curva de carga, o que acabou desembocando no conceito de *least cost planning*, no qual tais programas eram tratados, técnica e economicamente, em pé de igualdade com projetos de expansão do suprimento pelas concessionárias. Nos EUA, diferentemente do que ocorreu no Brasil, investimentos das concessionárias em tais programas podiam ser remunerados como os investimentos "no lado da oferta". As concessionárias americanas conseguiram resultados significativos nesses programas, servindo de paradigma para os demais países.

Em 1992, o Congresso Americano editou nova lei energética (*Energy Politic Act - EPA*), que alterou profundamente as condições de operação do mercado elétrico naquele país. Essa legislação garantiu o acesso às redes de transporte para os geradores independentes de eletricidade, permitindo assim que sua energia pudesse ser diretamente negociada com os grandes consumidores. Em outras palavras, abriu-se o mercado elétrico à concorrência, passando as concessionárias estabelecidas a ter de competir com os geradores independentes na oferta de eletricidade para uma boa parte de seu mercado. Em contrapartida, as concessionárias viram reduzidas as amarras financeiras, previstas na legislação PUHCA, podendo gerir melhor seu fluxo de caixa.

Os efeitos dessa nova legislação foram enormes. O principal deles foi a rápida expansão da oferta independente de eletricidade, a custos sempre inferiores aos das

concessionárias, particularmente nos estados onde as tarifas eram muito elevadas. Livres dos controles dos reguladores, os geradores independentes lançaram-se na conquista de mercados cativos das concessionárias, explorando novas oportunidades oferecidas principalmente pela abertura do mercado do gás natural e pela tecnologia do ciclo combinado. Paulatinamente, a desverticalização das concessionárias americanas processou-se na prática e, rapidamente, constituiu um mercado não regulado para os geradores de eletricidade.

Essa nova situação constrangeu as concessionárias verticalizadas, que, por razões históricas, encontravam-se com altos custos de geração - comparados com os oferecidos pelos geradores independentes -, e enfrentavam uma difícil perspectiva financeira, já que boa parcela de seus investimentos tornou-se irrecuperável (*stranded costs*). Segundo Vieira (1998, p.145), tal situação gerou uma forte disputa entre concessionárias, reguladores, consumidores e geradores independentes sobre o ritmo e as condições econômicas que devem presidir a abertura das redes de transporte.

As concessionárias argumentavam, com legitimidade, que seus investimentos foram feitos de boa-fé, sob a supervisão dos reguladores, não sendo aceitável que novas regras de jogo viessem a impor pesados prejuízos a seus acionistas. Os pequenos consumidores reagiram à perspectiva de terem de assumir os custos irrecuperáveis, que elevariam suas tarifas. Os grandes consumidores, particularmente aqueles localizados nas regiões de custos elétricos elevados, argumentavam que suas tarifas não podiam permanecer elevadas, pois sua competitividade econômica foi colocada em risco (IPEA, 1997), citado por Vieira (1998, p.146).

Visando a equacionar o problema dos custos irrecuperáveis, foi também introduzida uma taxa transitória (*Competitive Transition Charge*) a ser paga por todos os consumidores, a qual deveria cobrir a diferença entre os custos contábeis das centrais de geração e o eventual preço de mercado da energia elétrica.

Além disso, o regulador federal (FERC), pressionava na direção da rápida abertura da rede, tendo emitido em abril de 1996 uma diretiva, que pretendia promover o incremento rápido dos fluxos de energia das regiões de baixo custo para as de alto custo, reduzindo as tarifas elétricas nessas últimas. Os reguladores estaduais, contudo, pressionados por seus constituintes locais, procuravam defender suas concessionárias do risco de prejuízos ou seus pequenos consumidores de aumentos tarifários. Esse conflito de interesses dificultou a aceleração do processo de reforma do setor elétrico nos Estados Unidos, a qual registrou disparidades entre os diferentes estados.

Exemplificando-se com o caso da Califórnia, depois de três anos de debate sobre a reforma de seu setor elétrico, em 1995 seu regulador emitiu diretiva que introduziu a concorrência no abastecimento dos consumidores finais. Para tanto, foram criados dois novos agentes setoriais: o Operador Independente do Sistema de Transmissão (*Independent System Operator- ISO*) e a Bolsa de Energia (*Power Exchange-PX*).

Segundo um modelo que em parte encontra similaridade no modelo brasileiro, o ISO passou a operar o conjunto das redes de transmissão das diversas concessionárias da Califórnia, que permaneceram proprietárias dos ativos, zelando por sua manutenção e sendo remuneradas pelo ISO. Sua característica era oferecer condições de acesso transparentes e não-discriminatórias, em termos econômicos, a todos os agentes do mercado, não tendo qualquer interesse financeiro na comercialização de energia, sendo sua regulação exercida em nível federal, pela FERC. O PX determinava o despacho econômico das centrais (*unconstrained dispatch*) com base nas propostas de preço (para cada meia ou uma hora), que lhes eram enviadas pelos geradores (oferta) e pelos consumidores/distribuidores (demanda).

Pode-se afirmar que, enquanto nos estados com tarifas elétricas elevadas os órgãos reguladores foram agressivos na reforma, nos de tarifas mais baixas estes adotaram posição conservadora, preferindo aguardar a consolidação das mudanças nos estados pioneiros.

Segundo Vieira (1998, p.147), os processos de desregulação nos EUA limitavam-se apenas a sete estados: Arizona, Califórnia, Massachussets, New Hampshire, New York, Pensilvânia e Rhode Island.

A dinâmica do processo, contudo, foi irreversível: as concessionárias integradas foram paulatinamente desengajando-se das atividades de geração, abrindo espaço crescente para os geradores independentes; os grandes consumidores, assim como as concessionárias de distribuição, buscaram novas fontes de suprimento elétrico, com preços competitivos; ocorreu uma forte diversificação nos serviços elétricos, com novos esquemas tarifários (IPEA, 1997), citado por Vieira (1998, p.148).

Deve-se ressaltar, entretanto, que as proposições do tipo "Estado mínimo" e os programas de privatização não foram instalados nos EUA, sobretudo em setores como o elétrico. Para o aperfeiçoamento de sua indústria de eletricidade, o que na realidade ocorreu no país, em vez da "desregulamentação", foi uma complexa "re-regulamentação". Nesta, de um lado, fomentou-se a competição e valorizou-se a regulação via "forças de mercado"; e, de outro, continuou-se a atuar, de forma direta e transparente, no controle dos custos das concessionárias, nas negociações envolvendo a minimização de impactos ambientais negativos das obras do setor e no fomento a programas de conservação de energia e modulação da curva de carga.

Na finalização do que foi exposto, pode-se dizer que a forma como o Estado influencia a dinâmica produtiva no capitalismo combina iniciativas ao longo de dois eixos principais, com interfaces diferenciadas frente ao mercado. No primeiro, o Estado define códigos e outros dispositivos legais, especificando a regulamentação básica que rege a apropriação e a alocação dos recursos produtivos, e cria agências e mecanismos operacionais para zelar por seu efetivo cumprimento. Pode-se dizer: a regulação estatal estabelece regras e requisitos técnicos para o desenvolvimento das atividades econômicas. Por outro lado, o Estado não só

influencia a dinâmica alocativa do mercado através do uso articulado de incentivos e restrições à atuação dos agentes que nele operam, como o suplementa. Dessa maneira, a atuação do Estado aproxima-se da idéia de governo assumindo o significado de uma autoridade formalmente constituída, com suas devidas atribuições (CARNEIRO, 2000, p.81).

2.5 Algumas observações sobre a Teoria dos Monopólios

Uma empresa detém um monopólio quando possui o controle exclusivo sobre a oferta de um produto ou serviço. Desse modo, ao fixar o seu preço não tem que considerar as decisões dos seus concorrentes.

Os monopólios naturais constituem uma estrutura de mercado em que os custos unitários diminuem à medida que a produção aumenta, até que se torne possível para uma empresa satisfazer a totalidade do mercado de uma forma viável; em outras palavras, uma única empresa pode abastecer todo o mercado a custos mais baixos do que duas empresas. No jargão econômico, a satisfação da procura do mercado deixa sempre de fora economias de escala por explorar. Normalmente, existem também fortes barreiras à entrada de competidores nesses setores como, por exemplo, domínio de tecnologia ou elevadas dimensão e intensidade de capital. A maioria das empresas de serviço público - como eletricidade¹², água, gás - são conceituadas como monopólios naturais (PASSOS; NOGAMI, 2003, p.328).

Nesse mesmo sentido, e enfatizando a questão das economias de escala, Kahn define que nos monopólios:

[...] seus custos serão menores se eles forem constituídos por um único supridor.
[...] um monopólio natural é uma indústria em que as economias de escala - ou seja, a tendência de custos médios decrescerem quanto maior for a produção da empresa - são contínuas até o ponto em que uma companhia supre a demanda inteira.
(VIEIRA, 1998, p.149)

¹² No modelo em transição visualiza-se a quebra desse monopólio natural, pois prevê-se a criação de nichos de competição.

Todavia, o fato de os custos médios serem decrescentes (o que significa que o custo unitário se reduz à medida do aumento da produção) representa uma condição suficiente para confirmar que os custos de produção serão menores quando uma única empresa suprir todo o mercado. Entretanto, esta não é uma condição necessária: o custo médio pode estar subindo mas o custo de produção de uma única empresa pode ser menor do que duas ou mais empresas no mesmo mercado.

Vieira (1998, p.150) abrange essas situações, em definições de monopólio, afirmando que uma função de custo é subaditiva quando o custo de produzir o todo é menor do que a soma dos custos de produção das partes. Toda empresa que satisfizer essa condição pode produzir com custos não maiores do que os incorridos por duas ou mais empresas cuja produção total seja igual ao produzido pela empresa única. Portanto, o monopólio natural está caracterizado, se, para todos os valores relevantes de produção, houver subaditividade em uma única empresa. Quando a minimização dos custos é obtida por um número pequeno de empresas, fala-se numa indústria naturalmente oligopolista. Quando os custos podem ser minimizados por um grande número de empresas, a indústria é dita como naturalmente concorrencial (SANTOS, 1997, p.12).

Partindo de uma visão crítica, John Stuart Mill (1983) afirmava:

O meio usual para fazer o preço subir artificialmente é o monopólio. Dar um monopólio a um produtor ou distribuidor, ou a um grupo de produtores ou distribuidores não demasiado numeroso para seus membros se associarem entre si, equivale a dar-lhes o poder de arrecadar qualquer montante de taxas da população, para seu benefício individual, o que, aliás, não fará a população passar sem a mercadoria. Quando os detentores do monopólio são tão numerosos e estão a tal ponto, espalhados, que não há possibilidade de se aliarem, o mal é bem menor. (MILL, 1983, p.388)

Dessas características surge a necessidade de regulação governamental. Embora defendendo o princípio da não interferência - baseado na doutrina de que o governo não tem condições de conduzir os negócios dos indivíduos tão bem quanto eles mesmos – Mill (1983, p.409) concorda que "disso não segue que o governo deva deixar de exercer qualquer

controle" sobre a maneira como esse trabalho é executado. Há muitos casos em que o órgão que executa um serviço com certeza é virtualmente único, devido à natureza do caso, e, sendo assim, é inevitável que surja um monopólio prático, com todo o poder que este tem de onerar a comunidade. Nos casos em que esses serviços são entregues à iniciativa privada, a comunidade precisa de alguma outra garantia, além do interesse dos administradores para assegurar a boa execução do serviço, e cabe ao governo impor condições razoáveis para assegurar o bem da comunidade, ou então reter um poder tal sobre a matéria, que os lucros advindos do monopólio, no mínimo, sejam creditados à comunidade (VIEIRA, 1998, p.151).

Carneiro (2000, p.53), em sua análise sobre o papel de mercado, em que o fundamento da idéia de auto-regulação está implícita na noção de “mão invisível”, afirma que a operacionalização do mercado não pode prescindir da ação do Estado, ainda que em termos mínimos, como os preconizados por determinados autores liberais como Mill. Assim, a intervenção estatal revela-se necessária para assegurar a autonomia e a igualdade dos agentes, suporte da deliberação livre e voluntária que fazem entre si.

Especificando um pouco mais a forma de atuação do Estado, Mill afirma que:

outorgar uma concessão por tempo limitado é geralmente justificável [...] contudo o Estado deve reservar-se a reversão da propriedade de tais obras públicas, ou então deve manter e exercer livremente o direito de fixar um teto máximo para taxas e encargos, e de alterar periodicamente esse máximo. (MILL, 1983, p.410)

Com relação especificamente ao monopólio estatal, a base teórica de sua sustentação, em alguns setores da economia, é a Teoria da Empresa Pública, a qual argumenta que a produção estatal é uma das principais alternativas em indústrias onde a competição é impossível ou indesejável, ou onde grandes externalidades ocorrem. Essa argumentação aplica-se especialmente aos casos de monopólio natural, ou seja, setores sujeitos a economias de escala que não se esgotam, ainda que uma única firma supra a demanda total do mercado. Nesses casos, mesmo quando a operação de muitas empresas é

sustentável, ou seja, a demanda agregada do setor sustenta rentabilidade positiva de empresas concorrentes, a duplicação de investimentos leva a grandes perdas de eficiência alocativa (do ponto de vista social).

Recomenda-se, portanto, a produção de uma única empresa e, particularmente, a produção de uma empresa estatal, que poderia fixar seus preços no nível de seus custos médios, eliminando, portanto, quaisquer ineficiências relacionadas à operação de muitas empresas privadas - duplicando elevados investimentos - ou mesmo à operação de um monopólio privado com lucros extorsivos. (GORINI, 1996, p.137).

Todavia, a crítica a essa proposição enfatiza que a produção estatal acaba por gerar outras ineficiências alocativas, em muitos casos suplantando as decorrentes da duplicação de investimentos. Para solucionar essas ineficiências, tal linha de pensamento defende a possibilidade de liberalização plena dos setores sujeitos ao monopólio natural. Nessa conformidade, a competição passa a ser vista como pólo propulsor da produção eficiente mesmo em setores com características de monopólio natural, os quais ficariam ou não sujeitos à regulação, dependendo de suas especificidades.

Para Carneiro (2000, p.47), o mercado requer para seu funcionamento um sistema uniforme de legislação garantindo a segurança da propriedade e o contrato, o que só pode ser assegurado por uma instância que se coloca acima dos indivíduos, representada pelo Estado.

Essa argumentação baseia-se especialmente na Teoria dos Mercados Contestáveis, que conforme Vieira (1998, p.152), foi formalizada por Baumol, Panzar e Willig (1982). Em linhas gerais, a idéia é de que a concorrência potencial ou virtual, em setores sujeitos a economias de escala significativas, atuaria como fator disciplinador, fazendo com que o monopolista ou o oligopolista privados operassem como se sujeitos à competição de fato.

Nesses casos, defendem que a melhor política seria a completa desregulamentação do setor, uma vez que o próprio mercado se encarregaria de coibir lucros monopolistas

extorsivos e outras ineficiências alocativas. Não obstante a lógica que preside tais raciocínios, há de se analisar os pressupostos em que tal teoria está fortemente ancorada:

- a) admite-se a inexistência de *sunk costs*, ou seja, uma empresa entrante poderia se desfazer de seus investimentos a custo zero;
- b) ao pressupor que as firmas concorram em mercados oligopolistas, ou seja, cada firma fixa o preço que maximiza seus lucros, tendo como fixos os preços das outras firmas, a teoria considera que o monopolista não vai alterar seus preços imediatamente após a entrada da empresa concorrente.

Em relação à primeira hipótese, considera-se que, em apenas casos excepcionais, uma empresa possa entrar e sair de um setor sem nenhum custo, o que dificulta, portanto, a possibilidade de ameaça efetiva ao monopolista já estabelecido. A segunda hipótese limita sobremaneira a atuação de uma empresa já estabelecida no mercado diante de competidores potenciais, desconsiderando suas possibilidades de reação. Além disso, desconsidera também o período de tempo necessário à implantação e à operação de novos investimentos, por parte dos novos entrantes, o que facilitaria retaliações por parte das firmas já estabelecidas.

Já Carneiro (2000, p.80) mostra que a presença do estado revela-se necessária no sentido de assegurar condições para que a livre iniciativa – entendida como requisito indispensável à alocação intertemporal eficiente de recursos – possa se expressar, proporcionando suporte institucional para o processo de produção e de distribuição dos resultados alocativos obtidos.

Gorini (1996, p.141), utilizando metodologia advinda da teoria dos jogos, realizou simulações através do modelo Cournot, que resultaram em: "se nenhuma regulação for

imposta e o setor operar livremente (como propõe a teoria dos Mercados Contestáveis), o modelo prevê entrada em excesso de firmas, em detrimento da eficiência econômica."

No que tange às simulações realizadas com conjecturas de Bertrand, "os resultados em longo prazo indicam que o mercado operando livremente alcançaria níveis ótimos de eficiência, ou seja, em equilíbrio, uma única firma operaria com preço equivalente ao seu custo médio, resultado que representa o ótimo social em casos de setores com rendimentos crescentes de escala."

Refutando a teoria dos Mercados Contestáveis, esses resultados reforçam a argumentação contrária, que defende que um monopólio tem maiores possibilidades de aproximar-se do ótimo coletivo. Ademais, observa-se que afirmações genéricas, como a de que "desregulamentação implica maior concorrência e que maior concorrência, por seu turno, significa preços mais baratos para todos", têm somado um número cada vez maior de críticos e de céticos. A análise de casos reais em que foi aplicada essa terapia apresenta resultados, no mínimo, ambíguos, podendo-se referenciar exemplos relevantes como o setor de transportes aéreos dos EUA (desregulamentado há cerca de 20 anos), o setor de telecomunicações dos EUA, desde 1984, e o setor de telecomunicações do Reino Unido, no início da década de 1980 (GORINI, 1996, p.140).

Na prática, parece ser uma hipótese apenas teórica a capacidade dos governos anularem as assimetrias entre os agentes econômicos, objetivando viabilizar uma competição equilibrada. É de ser considerada a possibilidade de que, nessa atuação, ocorram as recorrentemente citadas deficiências da atuação do Estado. Além disso, a dinâmica do mercado concorrencial, na maior parte das situações concretas, parece mais inclinada à formação de oligopólios e cartéis.

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Esta pesquisa utiliza-se de uma abordagem de natureza exploratório-descritiva. Por meio de uma revisão bibliográfica, consultas e análises de documentos sobre o setor, buscou-se descrever a trajetória do setor de energia elétrica até o contexto do modelo atual, no qual está inserido esse setor.

Para Luna,

Não há nada que impeça que um profissional pesquise uma realidade e, ao mesmo tempo, preste serviços aos envolvidos nela. [...] Ao se realizar uma pesquisa, espera-se que o ponto de partida identifique um problema cuja resposta não se encontre explicitamente na literatura; conseqüentemente, a resposta obtida ao final da pesquisa - constatada a correção metodológica - deve ser relevante para a comunidade científica, não apenas por se tratar de uma resposta, mas, principalmente, por se tratar de uma resposta importante de ser obtida. (LUNA, 2002, p.23)

Nesses termos, este trabalho tem um caráter exploratório descritivo de base qualitativa, porque se utiliza, como fontes de pesquisa, de depoimentos e análises de personalidades que participam do processo de reformulação do setor de energia elétrica no Brasil. Estes foram importantes para descrever a trajetória do setor de energia elétrica e o contexto atual no qual está inserido este setor, que passa por recentes transformações.

Segundo Bernardes (2003, p.79), documentos devem ser entendidos de uma “forma ampla, incluindo os materiais escritos (como por exemplo, jornais, revistas, diários, obras literárias, científicas e técnicas, cartas, memorandos, relatórios)”, além de gráficos, fotografias, mapas, filmes, etc.

Utilizando-se esse projeto, o conceito de documentos para analisar o processo de evolução e o momento atual do setor de energia elétrica, além da pesquisa em livros técnicos, as bibliotecas públicas dos órgãos reguladores (ONS, ELETROBRÁS, ANEEL, MME), outros livros e documentos possibilitaram a coleta de elementos para investigar o problema

proposto. Utilizaram-se, também, outros fóruns do setor elétrico, tais como Fundação do Patrimônio Histórico da Energia de São Paulo, Biblioteca do Patrimônio Histórico da Eletropaulo, *site* da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Instituto de Engenharia Elétrica - IEE e Universidade de São Paulo - USP.

A pesquisa qualitativa parte de problemáticas mais amplas e é definida à medida que o estudo vai-se desenvolvendo. Este trabalho é qualitativo porque utilizou-se de descrição detalhada e evidenciou a perspectiva dos atores participantes das mudanças ocorridas no setor elétrico brasileiro. Além disso, buscou-se descrever a trajetória do setor de energia elétrica através de inúmeras consultas, em especial ao Centro de Memória da Eletricidade no Brasil, buscando situar o contexto atual no qual está inserido esse setor e analisou fontes primárias, tais como leis, decretos, decretos-leis e resoluções que tratam do novo desenho da indústria de energia elétrica no Brasil.

Segundo Bernardes (2003, p.78), a abordagem qualitativa possibilita o melhor entendimento do fenômeno objeto de análise por captá-lo a partir da perspectiva das pessoas nele envolvidas e considerar os pontos de vista relevantes. Esse método é, em geral, conduzido por três tipos distintos de pesquisas: a pesquisa documental, o estudo de caso e a etnografia. Neste trabalho, efetua-se, em especial, a utilização de documentos como forma qualitativa de promover a análise proposta.

A utilização de jornais¹³ e boletins de empresas justifica-se porque, em pesquisas empíricas, a descrição e o enfoque exploratório devem ser evidenciados para se investigarem fenômenos atuais e que estão em andamento.

¹³ Há que se fazer uma crítica e cuidar para não repassar textos que carecem de credibilidade, o autor precisa de muito discernimento na seleção desse material.

A pesquisa qualitativa é usualmente exploratória ou diagnóstica. Envolve um pequeno número de pessoas que não são escolhidas em base probabilística. Elas podem, entretanto, ser selecionadas para representar diferentes categorias de pessoas de um dado mercado alvo ou seção da comunidade. (SAMPSON, 1996, citado por Bernardes, 2003, p.78)

Para dar sustentação e atingir os objetivos do trabalho, foi fundamental perseguir os seguintes objetivos específicos:

- a) apresentar retrospectiva e ordenar os aspectos relevantes da evolução do setor elétrico.
- b) analisar a evolução dos modelos institucionais praticados (construção institucional).
- c) apresentar as perspectivas de solução dos problemas através das análises evidenciadas dos problemas institucionais, diante das críticas oriundas dos impactos na administração das empresas participantes do setor elétrico, perante o novo modelo setorial.

A análise do marco regulatório e a reestruturação do Setor Elétrico brasileiro nortearam as **perguntas** a serem respondidas nesta pesquisa. As respostas foram obtidas diante da descrição da forma em que as empresas e o setor vinham operando a indústria de energia elétrica. Além disso, o estudo das razões que levaram à necessidade de mudanças do modelo anterior, através das privatizações, que culminaram na instauração de um novo modelo institucional, foi importante nessa análise.

Como **premissas de trabalho**, analisou-se como o papel do Estado no Brasil oscilava entre a posição de produtor e de regulador do setor de energia elétrica. As indefinições no papel do Estado e a falta de transparência da regulamentação são entraves importantes à promoção de investimentos no setor de energia elétrica no Brasil.

Para análise da questão da crise de energia em 2001 (Racionamento), foi consultado o relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (Relatório Kelman), criada por Decreto do Presidente da República, em 22/05/2001, cujo objetivo foi avaliar as razões da crise energética, os problemas setoriais e indicar soluções.

Para pesquisar a reestruturação do setor elétrico no Governo Lula, foram consultados especialistas do setor, possibilitando a análise de dimensão qualitativa deste trabalho, uma vez que utilizou-se dados aferidos via pesquisa exploratória, depoimento de especialistas do setor, pesquisas em livros, textos, periódicos, além da própria vivência de 25 anos do autor no setor elétrico.

Após a implantação do modelo para o setor no Governo Lula, seu teste inicial foi o resultado do primeiro leilão de energia existente. Para analisar seus resultados, além da pesquisa em documentos que definiram as regras do leilão, foram acompanhados e relatados os seus resultados e ouvidas as opiniões de especialistas representantes de várias correntes do setor.

Esta pesquisa foi realizada ao mesmo tempo em que as mudanças estavam ocorrendo no setor, o que em muitas vezes, dificultou uma visão mais nítida das questões abordadas e suas possíveis consequências.

Apesar disso, os impactos na administração das empresas distribuidoras de energia elétrica, foram identificados através de relatórios das empresas, setoriais e institucionais, além dos vivenciados pelo próprio autor.

Em suma, este capítulo buscou evidenciar as opções metodológicas da pesquisa, além de sistematizar os passos seguidos neste trabalho, com vistas a responder à questão proposta na pesquisa.

4 DISCUSSÃO DO SETOR ELÉTRICO NOS ANOS DE 1980 A 1990

4.1 Introdução

Visando caracterizar os aspectos gerais da história da energia no Brasil, descreve-se de forma pormenorizada a contribuição e a importância da energia elétrica e a formação desse setor. Foi realizado um apanhado que permite entender de que forma o setor elétrico se estruturou como também a sua atual configuração. Esse objetivo pode-se alcançar por meio da abordagem histórica, que permite não apenas compreender o que o Setor é, mas por que se constituiu de determinada forma, a maneira pela qual ele opera e, principalmente, os fatos que marcaram a trajetória do setor de energia elétrica no País. Por considerar-se de vital interesse esta discussão, apresentam-se no anexo, de maneira sucinta, as diferentes formas de energia utilizadas desde o contato com os colonizadores até o Império. Em seguida, descrevem-se os principais marcos no processo de disseminação de energia elétrica, desde suas primeiras utilizações práticas no final do século XIX. A abordagem dessa trajetória levou em conta os aspectos de organização institucional, de ordem legal e de desenvolvimento industrial.

Os principais aspectos abordados no Anexo, foram os seguintes:

- A Energia Elétrica no Brasil Colônia, no Império e o Surgimento da Eletricidade a partir dos meados do século XIX
- A chegada da *Light* e as Concessionárias de menor porte
- A Expansão da *Light* e a entrada da *AMFORP*
- A Revolução de 1930 e o Código das Águas
- O aumento da potência Instalada até 1945
- A construção da Usina de Paulo Afonso e os Planos de Eletrificação Estaduais

- O Governo Vargas e o Projeto da ELETROBRÁS
- Juscelino e a Meta de Energia Elétrica
- A Construção de FURNAS e a Constituição da Eletrobrás
- O Movimento de 1964: mudanças no Setor e o novo ciclo de expansão
- A Construção da Usina de Itaipu e Tucuruí

4.2 Operações Interligadas dos sistemas elétricos

Com o avanço da operação interligada (linhas de transmissão interligadas permitindo o transporte de energia entre regiões), era imperativo resolver a questão da unificação de frequências. A Lei n. 4.454, de novembro de 1964, estipulou o padrão de 60 Hz em substituição ao uso de 50 ou 60 Hz até então permitido. O processo de padronização teve início em 1965, no Rio de Janeiro, e só foi concluído no final da década de 1970, no Rio Grande do Sul.

Ao final da década de 1960, as principais concessionárias da região Sudeste já se reuniam regularmente para estudar e coordenar a operação interligada de seus sistemas. Em janeiro de 1969, o MME dispôs sobre a realização de reuniões de coordenação para a operação interligada. Em consequência, em julho do mesmo ano, nove empresas assinaram um acordo que oficializou o funcionamento do Comitê de Controle de Operações Interligadas - CCOI. Em 1971 foi criado um comitê análogo, congregando empresas da região Sul.

A operação dos sistemas elétricos interligados sofreu algumas mudanças importantes em 1973, com a assinatura do Tratado de Itaipu e a crise provocada pelo primeiro choque do petróleo. Em julho, a Lei n. 5.899 estabeleceu a compra compulsória de energia de Itaipu pelas principais concessionárias das regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, criando, no lugar do antigo CCOI, Grupo de Controle de Operações Interligadas - GCOI. Sob a direção da

ELETROBRÁS, o GCOI coordenou o uso racional dos reservatórios e das instalações geradoras e de transmissão dos sistemas interligados Sudeste e Sul, assumindo mais tarde a mesma função no sistema Norte-Nordeste.

Em setembro de 1989, a ELETROBRÁS inaugurou em Brasília o Comitê Nacional de Operações do Sistema - CNOS, ligado aos centros de operação das principais empresas de energia elétrica do país. O CNOS foi dotado de recursos computacionais e de telecomunicações que permitem a supervisão automática das instalações mais importantes do sistema elétrico brasileiro. A operação interligada possibilita o aproveitamento da diversidade hidrológica entre bacias e regiões, melhor utilização da capacidade de geração instalada e melhoria da qualidade dos serviços. Além disso, promove o intercâmbio de energia entre regiões, que ora assumem a posição de importadoras, ora de exportadoras, nos períodos de estiagem ou de chuvas intensas, respectivamente. O efeito sinérgico resulta em amplos benefícios econômicos, especialmente em sistemas predominantemente hidrelétricos, como o brasileiro. Graças à operação interligada, o País adiou vantajosamente investimentos em geração. Cerca de 24% da energia elétrica disponível no Brasil deve-se à operação integrada de usinas, linhas de transmissão e reservatórios (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.204).

4.3 Os problemas setoriais da década de 1980

Os problemas enfrentados pelo Brasil na década de 1980, diante da crise econômico-financeira, da alta dos juros no mercado internacional, do descontrole das contas externas e da aceleração inflacionária, limitaram a capacidade de investimento do Estado e do setor privado e, conseqüentemente, interferiram nas bases institucionais e financeiras do setor de energia elétrica.

No início da década, a utilização das tarifas como instrumento de política de combate à inflação penalizava as empresas de energia elétrica e suas possibilidades de autofinanciamento, afetando também as receitas do IUEE e do empréstimo compulsório. A manutenção do programa de investimento do setor de energia elétrica passa a depender em ampla medida dos financiamentos externos.

Dessa maneira, a dívida externa correspondente ao setor elétrico elevou-se consideravelmente¹⁴, e, nos primeiros anos do Governo Figueiredo (1979-1985), teve um comportamento crescente, devido ao fato de as autoridades econômicas utilizarem as empresas de energia elétrica como tomadoras de dinheiro à taxa de juros flutuantes, em empréstimos vinculados a obras, destinados essencialmente à cobertura do déficit da balança de pagamentos.

O período que se iniciou em 1983 foi marcado pela eclosão da crise de liquidez do mercado financeiro internacional, originado a partir da moratória do México em setembro de 1982. Essa crise provocou uma retração nos bancos privados internacionais quanto à concessão de novos empréstimos para o Brasil. Assim, pôs a termo o padrão de financiamento adotado pelo Estado brasileiro na década anterior.

Dessa maneira, a deterioração do mercado internacional de crédito e o problema de desequilíbrio externo conduziram à formalização de um acordo com o FMI no início de 1983. Esse acordo formaliza-se devido ao esgotamento da forma de financiamento adotado anteriormente, como também à interrupção dos fluxos internacionais de crédito.

Isto obrigou a ELETROBRÁS a adiar uma série de investimentos. De todo modo, o sistema elétrico brasileiro dispôs de uma certa folga na capacidade de geração até meados da década, em consequência da recessão e da conclusão de vários empreendimentos de grande porte, iniciados nos anos de 1970.

¹⁴ A dívida deste setor, em 1980, correspondia a 10 bilhões de dólares, segundo a *Memória da Eletricidade*, 2000, p. 216.

Apesar da conjuntura recessiva, o setor elétrico ainda sustentou expansão moderada dos investimentos até 1982. Todavia, a precária situação econômico-financeira em que se encontravam as empresas do Setor não possibilitava a continuidade da expansão, de tal modo que se observa um declínio dos investimentos do Setor Elétrico. Também ocorreu uma interferência no comportamento das receitas operacionais, em que a tarifa real do setor foi reajustada sistematicamente abaixo da inflação (FUNDAP, 1987, p.16).

Segundo Prado (1993, p.53), a evolução da estrutura do endividamento do setor elétrico e as altas taxas de juros interna e externa representaram uma restrição à gestão corrente e às políticas de financiamentos e crescimento das empresas entre 1982 e 1990, e a parcela das empresas estatais se reduz, em decorrência do processo de transferência da dívida para o Tesouro, ou seja, do que poderia ser chamado de “reestatização” da dívida externa.

Em 1984, Itaipu e Tucuruí foram inauguradas. A progressiva motorização das duas hidrelétricas contribuiria para o aumento da potência instalada no sistema elétrico brasileiro até o início da década de 1990. A construção da usina no Rio Paraná possibilitou o estabelecimento de uma importante interligação elétrica entre as regiões Sudeste e Sul, e o projeto de Tucuruí, a interligação entre as regiões Norte e Nordeste.

Com o Plano Cruzado, lançado em 1986, as tarifas foram congeladas, comprometendo as metas do Plano de Recuperação Setorial - PRS, formulado pela ELETROBRÁS. Apoiado pelo BIRD, o plano permitiu uma certa capitalização das empresas, assegurando recursos para obras prioritárias, como a hidrelétrica de Itaparica, da CHESF, no Rio São Francisco. A inauguração da usina no início de 1988 contribuiu para o fim de onze meses de racionamento em toda a região Nordeste e parte do Estado do Pará. Em 1986, os Estados da região Sul haviam passado também pela experiência do racionamento (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.219).

Nesse período, as concessionárias controladas pelos governos estaduais mobilizaram-se mais ativamente em defesa de seus interesses, questionando abertamente o modelo de gestão centralizado da ELETROBRÁS. Os conflitos giraram em torno do complexo sistema de redistribuição interna dos recursos tarifários. Para compensar a perda tarifária, as negociações entre o governo Federal e o BIRD, favoreceram a ELETROBRÁS com novos empréstimos contratados pela União, em detrimento das demais empresas do setor elétrico. Várias empresas das regiões Sul e Sudeste decidiram suspender em 1987 o recolhimento das cotas da Reserva Global de Reversão - RGR e da Reserva Global de Garantia - RGG, passando também a atrasar sistematicamente o pagamento da energia suprida pelas geradoras federais e pela Itaipu Binacional.

O que se destaca nesse período é que, quando do aprofundamento da crise, houve várias iniciativas da ELETROBRÁS na tentativa de adequar o funcionamento do sistema de transferências internas (RGR e RGG) ao quadro de escassez de recursos gerados internamente. O sistema de transferências intra-setorial era considerado viável quando os índices de remuneração eram positivos. Com a deterioração tarifária, o recolhimento das quotas de RGR e RGG passou a afetar negativamente a rentabilidade das empresas recolhedoras, haja vista que tais quotas eram definidas em função do capital investido, e não da receita tributária.

O período transcorrido de 1983 a 1987 foi marcado por conflitos entre a ELETROBRÁS e as concessionárias recolhedoras de recursos à RGR e RGG, que passaram a boicotar o sistema, acumulando débitos pela recusa em efetuar tais recolhimentos.

Em 1987, diante da necessidade de uma ampla revisão do modelo institucional do Setor, o MME apoiou a criação de um fórum de debates sobre os problemas do Setor, tendo em vista a definição de um novo modelo institucional para as atividades de energia elétrica,

englobando um novo modelo de financiamento. Assim, o governo Federal criou o plano de Revisão Institucional do Setor Elétrico - REVERSE, que tinha os seguintes objetivos:

- a) analisar o modelo institucional do Setor e suas políticas básicas;
- b) identificar as modificações desejáveis na atual estrutura do Setor, de modo a refletir mais apropriadamente as realidades políticas e regionais do País, inclusive a descentralização;
- c) explorar a possibilidade de maior participação da iniciativa privada no Setor, buscando formas e alternativas para sua atuação;
- d) reformular a estrutura institucional e política do Setor para a solução dos problemas diagnosticados.

As recomendações do REVERSE não chegaram a ser implementadas, pois o plano foi desenvolvido por dois anos somente; contudo, pode-se dizer que seus estudos serviram de base para importantes mudanças verificadas posteriormente na legislação do Setor.

Após a promulgação da Constituição de 1988, assistiu-se ao acirramento dos conflitos entre interesses estaduais e federais. A extinção do IUEE, determinada pela nova Carta, agravou a situação financeira das empresas estatais de energia elétrica. A Constituição também estabeleceu o fim do empréstimo compulsório para a ELETROBRÁS no prazo de cinco anos, elevou o imposto de renda das empresas do setor e criou compensações financeiras para os estados e municípios pela utilização de recursos hídricos em seus territórios. Tudo isso acarretou um aumento substancial no custo operacional das empresas (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.220).

A precariedade da situação financeira pode ser visualizada na TAB. 1, que demonstra o declínio da utilização de recursos próprios do setor elétrico.

TABELA 1
Fontes de Recursos do Setor Elétrico – Participação Percentual

Itens	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Total das Fontes	100	100	100	100	100	100	100
RECURSOS PRÓPRIOS	69	40	41	53	57	31	20
Geração Interna de Recursos	36	17	23	25	29	19	8
IUEE + RGR + E. Compulsório	18	15	13	11	9	3	3
Aportes Governo Federal	8	5	0	11	11	8	2
Aportes Governos Estaduais	1	1	1	1	1	0	2
Outros	6	2	4	5	7	1	5
RECURSOS TERCEIROS	31	60	59	47	43	69	80
Emprest/financ. Nacionais	3	9	7	9	3	3	6
Emprest/financ. Estrangeiros	26	51	51	36	39	65	74
Emprest. Res. 63	2	0	1	2	1	1	0

Fonte: ELETROBRÁS – Setor de Energia Elétrica: Fontes e Usos de Recursos; diversos anos. IBGE, 1989..

Com relação aos Usos de Recursos, vale ressaltar que, a partir de 1983, o serviço da dívida passa a ser sistematicamente superior ao montante de investimentos. Esse comportamento, visualizado na TAB. 2, mostra uma situação em que o principal item de aplicação de recursos é destinado ao atendimento de compromissos com instituições financeiras, em vez do cumprimento do serviço de energia elétrica.

TABELA 2
Usos de Recursos do Setor Elétrico – Participação Percentual

Itens	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Total dos Usos	100	100	100	100	100	100	100
INVESTIMENTOS	54	37	40	35	43	29	25
SERVIÇO DA DÍVIDA	48	46	68	60	66	88	98
Amortizações	18	19	34	31	31	58	63
Juros	30	27	34	29	35	30	35
OUTROS USOS	-2	17	-8	5	-9	-17	-23

Fonte: ELETROBRÁS – Setor de Energia Elétrica: Fontes e Usos de Recursos; diversos anos. IBGE, 1989.

Assim, verifica-se que o serviço da dívida interferiu na recuperação do nível de investimentos do setor elétrico.

Dessa maneira, no final dos anos de 1980, os problemas evidenciados no setor de energia elétrica, responsável por percentual abrangente no atendimento de serviço público no País, foram justificativas para amplas reformas que foram iniciadas na década de 1990.

4.4 Os problemas setoriais da década de 1990 e a busca de um novo modelo

O setor brasileiro de energia elétrica passou por profundas transformações na década de 1990, em conformidade com uma política de redução da presença empresarial do Estado na economia e de estímulo à competição em atividades virtualmente monopolizadas por empresas públicas.

A reforma do Setor de energia elétrica tinha como principais objetivos a privatização da maioria das concessionárias federais e estaduais, a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição, a licitação das concessões para expansão dos sistemas e a reformulação das entidades especializadas nas funções de regulação, planejamento da expansão, operação dos sistemas interligados e financiamento do setor.

A busca de um novo modelo institucional também foi motivada pelo esgotamento da capacidade de investimento das empresas estatais de energia elétrica. No início da década de 1990, os pilares da estrutura de financiamento do setor estavam inteiramente comprometidos, em decorrência do elevado volume de dívidas das empresas e da política de contenção tarifária adotada pelas autoridades econômicas desde o Governo Ernesto Geisel (1974-1979). Nessas condições, as concessionárias de energia elétrica, a exemplo da maioria das empresas estatais, foram compelidas a reduzir significativamente suas aplicações.

Durante o Governo Fernando Collor de Melo (1990-1992), assistiu-se a uma desarticulação financeira com a generalização da inadimplência entre geradoras e distribuidoras de energia elétrica. Alegando que as tarifas fixadas pelo governo federal eram insuficientes para fazer frente ao custo do serviço, as empresas estaduais atrasaram sistematicamente o pagamento da energia suprida pelas federais e pela Itaipu Binacional. A quase totalidade das obras teve seu ritmo de construção desacelerado, algumas com paralisação total, o que levou ao aumento do custo financeiro da obra.

A agenda do programa de privatização das empresas estatais brasileiras passou a abranger o Setor de energia elétrica em junho de 1992. Nessa ocasião, duas empresas controladas pela ELETROBRÁS foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização - PND: a *LIGHT* Serviços de Eletricidade e a Espírito Santo Centrais Elétricas -ESCELSA, atuantes na área de distribuição dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, respectivamente.

A reforma da legislação dos serviços de eletricidade começou no Governo Itamar Franco (1992-1994) com a promulgação da Lei n. 8.631, em março de 1993. A lei suprimiu o regime de remuneração garantida e a equalização tarifária, permitindo ainda uma conciliação de débitos e créditos intra-setoriais e do setor com a União, com o objetivo de estancar a inadimplência das empresas de energia elétrica.

O primeiro Governo Fernando Henrique Cardoso (1995-1998) acelerou o processo de mudanças institucionais, promovendo ampla abertura do setor ao capital privado, mediante a venda das empresas estatais e a licitação de concessões.

Em 1995, o quadro regulador do setor sofreu importantes alterações. Em fevereiro, a Lei n. 8.987 condicionou a outorga da concessão de serviços públicos à sua licitação. Em julho, a Lei n. 9.074 fixou regras específicas para a concessão de serviços públicos de eletricidade, reconhecendo a figura do Produtor Independente de Energia - PIE, liberando os

grandes consumidores do monopólio comercial das concessionárias e assegurando livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

Em paralelo, o programa de privatizações passou a incluir a ELETROBRÁS e suas quatro empresas geradoras de âmbito regional. *Holding*, CHESF, FURNAS, ELETROSUL e ELETRONORTE foram incluídas no PND em maio de 1995, com a promulgação do Decreto n. 1.503. Em junho, o leilão da ESCELSA inaugurou a venda das concessionárias públicas de energia elétrica do país.

A desestatização do setor, gerenciada na esfera federal pelo BNDES, prosseguiu com a venda da *LIGHT*, em maio de 1996. Em novembro, a CERJ foi leiloada pelo governo fluminense. A CERJ foi a primeira concessionária estadual de eletricidade a ser negociada.

Em 1997, as privatizações foram intensificadas com a venda de nove concessionárias estaduais. A primeira foi a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA, leiloada em julho. As demais também eram distribuidoras, com exceção das Centrais Elétricas de Cachoeira Dourada, geradora oriunda da cisão das Centrais Elétricas de Goiás - CELG e alienada em setembro. O Governo do Rio Grande do Sul promoveu em outubro a venda da Companhia Centro-Oeste de Distribuição (atual AES Sul Distribuidora Gaúcha) e da Companhia Norte-Nordeste de Distribuição (hoje Rio Grande Energia - RGE), ambas resultantes da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE. Em novembro, foram desestatizadas a Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL, a Empresa Energética do Mato Grosso do Sul - ENERSUL, as Centrais Elétricas Matogrossenses - CEMAT e, finalmente, em dezembro, a Empresa Energética de Sergipe - ENERGIPE e a Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN.

O governo mineiro negociou em maio de 1997 um terço das ações ordinárias da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, passando a compartilhar a administração da empresa com uma companhia norte-americana, a AES.

Os estudos para redefinição do modelo institucional da indústria de energia elétrica brasileira foram praticamente concluídos em agosto de 1997, com a apresentação do relatório final dos consultores internacionais contratados pelo Ministério de Minas e Energia. Como já comentado anteriormente, o trabalho dos consultores, coordenado pela empresa inglesa *Coopers and Lybrand*, contou com o apoio da ELETROBRÁS e da Secretaria Nacional de Energia do Ministério. Suas recomendações balizaram as ações voltadas para a reformulação do setor e a privatização das quatro geradoras controladas pela *holding* federal.

O primeiro passo para a privatização de FURNAS consistiu na transferência de seus ativos de geração nuclear para outra empresa estatal, tendo em vista o monopólio constitucional da União sobre as atividades nucleares. Em agosto de 1997, foi criada a Eletrobrás Termonuclear - ELETRONUCLEAR, como resultado da cisão do segmento nuclear de FURNAS e sua fusão com a Nuclebrás Engenharia - NUCLEN. A ELETRONUCLEAR integrou de imediato o quadro de empresas controladas pela *holding* federal, tornando-se responsável pela operação da usina de Angra I e pela conclusão das obras de Angra II.

Ainda em 1997, o governo iniciou o processo de reestruturação das empresas de âmbito regional do grupo ELETROBRÁS. Em novembro, os ativos de geração da ELETROSUL foram transferidos para uma nova empresa, denominada Centrais Geradoras do Sul do Brasil - GERASUL. A ELETROSUL transformou-se assim numa empresa exclusivamente de transmissão. Em dezembro, a ELETRONORTE também foi cindida, sendo criadas duas empresas subsidiárias, a Manaus Energia e a Boa Vista Energia.

A reforma do setor implicou também a criação de um novo órgão regulador e fiscalizador das atividades de energia elétrica no País. Instituída pela Lei n. 9.427, aprovada em dezembro de 1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL começou a funcionar um ano depois como autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de

Minas e Energia, assumindo as funções do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, extinto no final de 1997.

Em maio de 1998, a Lei n. 9.648 instituiu o Mercado Atacadista de Energia - MAE para a livre negociação da energia do sistema interligado e o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, organismo encarregado da coordenação e controle da operação das instalações do sistema interligado. Em agosto, foi dado o primeiro passo para a implantação do MAE com a assinatura do Acordo de Mercado entre os agentes de produção e consumo do setor. No mesmo mês, o ONS foi constituído como pessoa jurídica de direito privado em assembléia que contou com a participação de mais de cinquenta empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres. O ONS assumiu progressivamente as funções do Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI, extinto um ano depois da promulgação da Lei n. 9.648.

A mesma lei referendou a cisão da ELETROSUL, propondo a divisão de FURNAS e da CHESF em duas empresas de geração e uma de transmissão, cada uma, e a criação de até seis empresas a partir da reestruturação da ELETRONORTE.

O ano de 1998 foi marcado pela venda de cinco empresas distribuidoras e pela privatização da primeira geradora de grande porte do país. Efetivada em setembro com o leilão da GERASUL, detentora de 3.680 MW nos Estados da região Sul. O capital privado assumiu a quase totalidade dos serviços de distribuição no território paulista com a venda de mais três empresas: a ELETROPAULO Metropolitana - Eletricidade de São Paulo e a Empresa Bandeirante de Energia, ambas criadas a partir da reestruturação da ELETROPAULO - Eletricidade de São Paulo, e a ELEKTRO - Eletricidade e Serviços, resultante da cisão da Companhia Energética de São Paulo - CESP. A Metropolitana foi leiloada em abril, a ELEKTRO em julho e a Bandeirante em setembro. As demais empresas

privatizadas foram a Companhia Energética do Ceará - COELCE, em abril, e as Centrais Elétricas do Pará - CELPA, em julho.

Segundo a *Memória da Eletricidade* (2000, p.229), o programa de privatização das empresas de energia elétrica gerou uma receita de aproximadamente 22 bilhões de dólares para a União e os Estados até o final de 1998. Essa receita correspondeu a mais de um terço do montante arrecadado com as privatizações no País desde o começo da década de 1990.

A composição da estrutura de propriedade do setor foi bastante alterada, principalmente na área de distribuição. No início do primeiro Governo Fernando Henrique Cardoso, as concessionárias públicas respondiam por cerca de 97% da distribuição de energia elétrica do país. No final de 1998, as empresas privadas nacionais e estrangeiras já eram responsáveis por mais da metade dessa atividade.

Na área de geração, as concessionárias privadas também ganharam terreno. Sua participação na capacidade geradora do sistema elétrico brasileiro, praticamente residual no início da década, chegou a cerca de 10% no final de 1998. Esse percentual não considera a contribuição de autoprodutores e de empresas privadas em obras realizadas na forma de consórcio com concessionárias públicas.

O segmento de transmissão permaneceu integralmente sob o controle estatal até o final do primeiro Governo Fernando Henrique Cardoso. Em 1999, no início do segundo mandato do Presidente, o Ministério de Minas e Energia anunciou a intenção de incluir os sistemas de transmissão no programa de privatizações.

Segundo a *Memória da Eletricidade* (2000, p. 230), somando a capacidade geradora das controladas CHESF, FURNAS, ELETRONORTE e ELETRONUCLEAR com a parcela da potência de Itaipu pertencente ao Brasil, a ELETROBRÁS detinha a propriedade de 52% da potência instalada do sistema elétrico nacional no final de 1998. No segmento de transmissão, sua presença também era expressiva. CHESF, FURNAS, ELETRONORTE E

ELETROSUL operavam cerca de 41 mil quilômetros de linhas em tensão igual ou superior a 230 kV, vale dizer, cerca de dois terços da malha principal de transmissão de energia elétrica. O governo paulista adotou a estratégia de segmentar as usinas da CESP por bacias hidrográficas, tendo em vista a privatização do grande parque gerador da empresa. A cisão da CESP foi efetivada em abril de 1999, dando origem a três empresas. A Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP recebeu os ativos de transmissão, permanecendo sob controle estatal. A Companhia de Geração de Energia Elétrica do Paranapanema reuniu seis usinas com 2.300 MW, sendo vendida três meses depois. A Companhia de Geração de Energia Elétrica do Tietê foi composta por nove hidrelétricas com capacidade de 2.640 MW, sendo leiloada em outubro de 1999. A CESP remanescente ficou com seis usinas, entre as quais, Jupia e Ilha Solteira.

O crescimento da oferta de energia elétrica no País na década de 1990 foi assegurado basicamente pelas empresas públicas, mediante a conclusão de vários empreendimentos, como Itaipu, Tucuruí e outros de menor porte, assim como a entrada em operação de novas usinas, como Segredo, Xingó e Serra da Mesa; esta em parceria com o capital privado.

Itaipu acionou as três últimas unidades geradoras originalmente programadas, atingindo 12.600 MW de potência em 1991. As duas últimas máquinas da primeira etapa do aproveitamento de Tucuruí também foram instaladas, ampliando a capacidade da usina para 4.200 MW em 1992. Além disso, a Eletronorte concluiu a motorização das usinas de Balbina, em 1990, e Samuel, em 1996, que alcançaram assim a potência final de 250 MW e 216 MW, respectivamente. Já a CHESF acionou a última máquina de 250 MW de Itaparica em 1990.

O maior investimento da Eletrobrás na primeira metade da década foi destinado à usina de Xingó, obra da CHESF no Rio São Francisco. A hidrelétrica foi inaugurada em 1994, atingindo três anos depois a potência instalada de 3.000 MW.

A ELETROSUL ampliou em apenas 350 MW de sua capacidade instalada, concluindo em 1997 a implantação da usina termelétrica de Jorge Lacerda IV, em Santa Catarina.

No mesmo ano, FURNAS inaugurou em Goiás a usina de Corumbá, situada no rio de mesmo nome, acrescentando 375 MW ao seu parque gerador. Em parceria com a iniciativa privada, FURNAS colocou em operação em 1998 a usina de Serra da Mesa, no Rio Tocantins, com 1.275 MW. No final desse ano, FURNAS e ELETRONORTE concluíram a chamada interligação Norte-Sul, mediante a implantação de 1.300 quilômetros de linhas de transmissão entre as subestações de Imperatriz, no Maranhão, e Samambaia, no Distrito Federal.

A COPEL consolidou seu lugar entre as principais empresas estaduais do país, realizando dois aproveitamentos de grande porte no Rio Iguaçu. Inaugurada em 1992, a usina de Segredo adicionou 1.260 MW à capacidade geradora da companhia paranaense. Em 1999, entrou em operação a hidrelétrica de Salto Caxias, com potência de 1.240 MW.

A CESP completou a motorização da usina de Rosana e colocou em operação mais três hidrelétricas. Taquaruçu, no Rio Paranapanema, com 555 MW de potência, entrou em funcionamento em 1992. Três Irmãos, inaugurada em 1993 e concluída em 1999, depois de exitosa parceria com o Grupo Votorantim, através da Cia. Brasileira de Alumínio - CBA, que permitiu a alavancagem dos recursos para o comissionamento das duas últimas máquinas de 160MW, acrescentou mais 800 MW, constituindo o maior aproveitamento do Rio Tietê. A usina de Rosana foi concluída em 1996, atingindo, no ano seguinte, a capacidade de 372 MW com o repotenciamento de suas quatro unidades geradoras. Com potência final prevista de 1.800 MW, a usina de Porto Primavera, no Rio Paraná, oficialmente denominada engenheiro Sérgio Mota, começou a gerar energia em 1999, após quase vinte anos de obras.

Uma parceria entre a empresa paulista e a CBA, do grupo Votorantim, assegurou a retomada das obras e a conclusão das Usinas de Canoas I e Canoas II, no Rio Paranapanema.

Incorporado à Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema, o complexo de Canoas com 150 MW de potência foi concluído em 1999.

A CEMIG também ampliou suas fontes geradoras. As usinas de Nova Ponte com 510 MW e Miranda com 390 MW, ambas situadas no Rio Araguari, entraram em operação em 1994 e 1999, respectivamente. Além disso, numa iniciativa pioneira de parceria com grandes consumidores de energia elétrica, como a Companhia Siderúrgica Nacional - CSN e a Companhia Vale do Rio Doce - CVRD, a empresa mineira levou adiante a construção da hidrelétrica de Igarapava, no Rio Grande. Com capacidade de 210 MW, a usina foi inaugurada em 1998.

A necessidade de ajustar o processo de planejamento do setor ao novo contexto institucional, em especial às disposições da Lei n. 9.648, levou o governo federal a instituir o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão - CCPE, por meio da Portaria n. 150, promulgada pelo Ministério de Minas e Energia em maio de 1999. O CCPE foi encarregado de coordenar a elaboração do planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, assumindo assim as atribuições do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS, cuja extinção foi prevista para o ano 2000.

As diretrizes gerais de planejamento para o período 1999/2008 apontam para uma expansão da oferta de energia elétrica com a participação da iniciativa privada, utilizando-se o potencial hidrelétrico concomitantemente com a construção de novas usinas térmicas. Essa expansão termelétrica deverá se apoiar fundamentalmente no aproveitamento do gás natural e do carvão mineral e, no caso dos sistemas isolados, dos derivados de petróleo e gás natural, principalmente do campo de Urucu.

4.5 A Organização Institucional do Setor Elétrico antes do Novo Modelo

O processo de reestruturação do Setor Elétrico brasileiro tem como pano de fundo a promulgação da Constituição Federal de 1988 e recebeu enorme impulso a partir de 1993, quando as principais regras de seu funcionamento passaram por modificações importantes.

Diversas agências públicas e privadas participavam do planejamento e da operação do sistema brasileiro. A seguir apresenta-se um resumo das atividades e das responsabilidades dos principais agentes.

4.5.1 Governo Federal

De acordo com a Constituição de 1988, o governo federal é o único responsável pela exploração direta da eletricidade, também através de autorizações ou concessões dos serviços e das instalações de eletricidade, bem como pela utilização do potencial energético dos rios, em articulação com os estados onde os mesmos estão localizados.

O Agente responsável por essas atribuições é o MME, com as seguintes responsabilidades: formulação, coordenação e implementação da política energética nacional; orientação e supervisão de todas as atividades do governo nessa área, com três Departamentos com as seguintes atividades energéticas:

- a) DNAEE – responsável por: autorizar concessões e permissões para os serviços de energia elétrica; supervisionar e controlar as concessionárias; definir a estrutura tarifária; e aprovar os níveis tarifários. Esses níveis são propostos pelas concessionárias ou pela ELETROBRÁS, no caso das subsidiárias regionais;
- b) DNDE - responsável pelo planejamento energético global, em coordenação com os demais departamentos, com o objetivo de assegurar o desenvolvimento da estratégia energética nacional;

c) DNC - responsável pelas tarifas dos setores petróleo, carvão e álcool.

4.5.2 A ELETROBRÁS e as Empresas Concessionárias antes da mudança do modelo setorial (privatização)

O setor elétrico brasileiro se compunha da ELETROBRÁS, das quatro subsidiárias regionais e em torno de 80 concessionárias, que pertenciam aos governos federal e estaduais e a investidores privados.

Como já mencionado, a ELETROBRÁS, *holding* de quatro concessionárias regionais, engloba: ELETRONORTE, operando na região Norte do País mais os Estados do Maranhão e Mato Grosso; CHESF, operando na região Nordeste (com exceção do Estado do Maranhão); FURNAS, nas regiões Sudeste e Centro-Oeste (com exceção dos Estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul); e ELETROSUL, na região Sul do País (mais o estado do Mato Grosso do Sul).

A ELETROBRÁS também controlava as seguintes companhias: ITAIPU Binacional (em partes iguais com o Paraguai); NUCLEN, uma companhia de engenharia nuclear; e o CEPEL, Centro de Investigações em Energia Elétrica. A ELETROBRÁS também controlou a ESCELSA, companhia de distribuição do Estado do Espírito Santo e a *LIGHT*, Companhia de Distribuição da cidade do Rio de Janeiro (privatizadas).

As companhias estaduais eram controladas pelos governos de seus estados respectivos, com exceção da CELTINS (privada), no Estado do Tocantins. A maioria dessas companhias era de distribuição, entretanto algumas das mais importantes (São Paulo, Minas Gerais, etc.) com uma geração significativa. As demais companhias tipicamente administravam seus sistemas instalados e eram municipais ou privadas.

A FIG.1 ilustra a hierarquia de comando do Setor Elétrico brasileiro, à época.

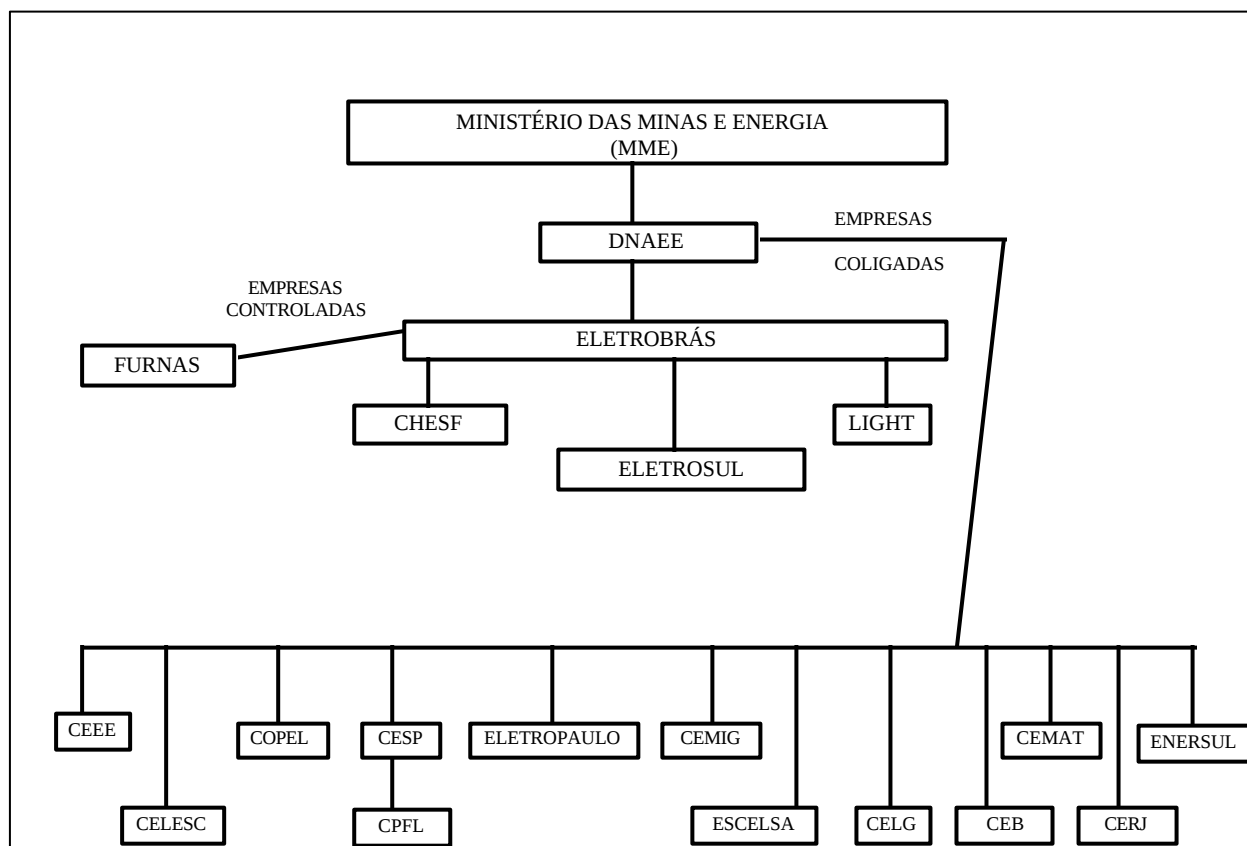


FIGURA 1 - Sistema Elétrico Brasileiro

Fonte: RAMOS, 2002. Grupo EDP/Bandeirante – Relatório Inteno.

4.5.3 Características Gerais do Sistema Elétrico Brasileiro

A indústria de energia elétrica contempla os segmentos de geração, transmissão e distribuição. As empresas podem ser organizadas, produzindo energia elétrica, fazendo sua transmissão e vendendo para o consumidor final (distribuição) localizado em sua área de concessão, ou podem atuar em alguns desses segmentos, como no caso de geradoras de energia elétrica, que produzem, transmitem e vendem sua energia às distribuidoras, e também o de empresas distribuidoras, que adquirem a energia das geradoras e a comercializam a consumidores em sua área de concessão.

Alguns países adotaram estruturas verticalizadas, em que uma única empresa é responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, como é o caso da França; e outros adotaram monopólios regionais integrados, que interligam os seus sistemas de transmissão para atendimento mútuo, através da efetivação de intercâmbios de energia.

Uma forma tradicional de organização, com empresas de propriedade estatal ou privada, prevaleceu durante muitos anos em todo o mundo, destacando-se como sua característica principal a completa ausência de concorrência na prestação dos serviços. A localização geográfica da usina ou da carga constitui o fator que determina a propriedade da usina ou a responsabilidade pelo atendimento ao consumidor.

Como já mencionado, o Sistema Elétrico brasileiro apresenta dois grandes sistemas interligados: o Sul/Sudeste/Centro-Oeste e o Norte/Nordeste, os quais tendem a se interligar futuramente. Cada um deles é composto de cargas e usinas interligadas, através de linhas de transmissão, permitindo uma operação integrada elétrica e energeticamente, de forma a assegurar a confiabilidade e a otimização do conjunto.

Devido à predominância hidrelétrica (cerca de 97%) e à existência de grandes reservatórios de acumulação, as usinas dimensionadas e operadas de forma interligada e concatenadas permitem o aproveitamento da diversidade hidrológica entre bacias, a economia de combustíveis na geração termelétrica, a troca de energia entre as usinas e a minimização dos vertimentos dos reservatórios, resultando numa maior capacidade de atendimento firme à carga do que se as usinas operassem de forma isolada.

Comercialmente, cada Empresa Distribuidora recebe energia da Empresa Supridora de Área ou da Supridora Regional. As Supridoras de Área podem intercambiar energia com a Supridora Regional das suas áreas de atuação. Os intercâmbios entre as regiões são efetuados entre as Supridoras Regionais.

A comercialização da energia se realiza através da execução de contratos de suprimento entre as empresas supridoras (geradoras) e as empresas distribuidoras, e contratos de fornecimento entre empresas distribuidoras e grandes consumidores de energia. Esses contratos visam a estabelecer garantias mínimas às concessionárias para permitir as decisões pelos investimentos na expansão do sistema, e são executados em prazos compatíveis com a maturação desses investimentos.

4.5.4 A reestruturação organizacional do Setor Elétrico

A ausência da concorrência e a contenção tarifária levaram os setores de energia elétrica de vários países a apresentarem custos crescentes de serviços deficientes aos consumidores. Como já identificado anteriormente, a partir do início da década de 70, diversos fatores fizeram com que os governos se dedicassem a estudar novas formas de organização do setor elétrico.

Os principais fatores foram: a crise do petróleo – que implicou o desenvolvimento de tarifas que transferissem aos consumidores finais os acréscimos de preços dos combustíveis; a crise financeira – que elevou a taxa de juros, desestimulando investimentos de longa maturação; e as modificações tecnológicas decorrentes da introdução, em larga escala, de informática na indústria.

Ao lado desses agiram, ainda, uma crescente consciência ecológica, que resultou num questionamento geral sobre a necessidade de novas instalações de suprimento (usinas, linhas de transmissão) e uma tendência geral – principalmente nos países desenvolvidos – a favor da conservação de energia.

A resposta desses estudos, tanto nos países onde o setor é estatizado como naqueles onde no setor atuam empresas privadas, foi a mesma: introdução de mecanismos de

competição entre os agentes, de modo que as forças de mercado substituíssem, ou complementassem, o que não era assegurado pela super-regulamentação ou mesmo pelo planejamento centralizado.

A introdução dos mecanismos de competição no setor elétrico foi viabilizada pela chamada “desverticalização” do sistema, reconhecendo no sistema de transmissão um papel de ordenador desse novo modelo. Assim, as empresas de distribuição ou os grandes consumidores podem ter assegurado o acesso à energia de qualquer fonte nacional ou, no futuro, internacional, através desse sistema aberto (*open-access*) de transmissão. Por outro lado, fica mais fácil organizar a competição na geração, pois os acréscimos de carga passam a ser atendidos por quem venha oferecer o melhor preço de geração, estando ou não na mesma área geográfica.

Os agentes de transmissão nortearam-se pelos seguintes fundamentos básicos:

- permitir o livre acesso de todos os geradores ao mercado;
- tornar os encargos de transporte econômicos e eficientes;
- permitir um sistema não discriminatório – comercialmente neutro;
- estimular o ingresso de novos geradores e consumidores;
- orientar a expansão do sistema de forma eficiente;
- condicionar a entrada de novos projetos de transmissão a licitação

Esse desmonte de reservas de mercado, que levam as empresas não competitivas a se preocuparem em preservar suas participações, favorece os interesses dos consumidores, que poderão ter acesso a uma “energia nova” com preços mais acessíveis. Não há necessidade desse processo ser seguido da privatização, como ocorreu em muitos países, que simultaneamente questionaram a conveniência ou mesmo a competência do Estado em gerir

estruturas empresariais. Entretanto, sem privatização, a competição é muito restrita, até que novos entrantes privados adquiram proporção importante no “mix” de participação. Por conseguinte, na prática a privatização é pré-condição para o funcionamento a curto e médio prazos do modelo.

O sucesso que vem sendo obtido na implantação desse tipo de modelo permite caracterizá-lo como tendência mundial, porquanto, além de estabelecer competitividade na geração, favorece a maior participação de capital privado nos investimentos do setor, através da participação efetiva de auto-produtores e produtores independentes, e a ampliação de instalações de cogeração, além de possibilitar, também, maior flexibilidade na comercialização de energia.

5 MODELO DOS ANOS DE 1990

5.1 A necessidade de implantar um novo modelo para o setor elétrico nacional

O governo federal, desde 1993, vem implantando uma série de medidas que visam à recuperação das características do Setor Elétrico, separando os papéis do Estado e da empresa, aumentando a competição intra-setorial e melhorando a eficiência das empresas. Uma das maiores motivações dessas medidas foi a grande crise financeira e institucional que envolveu esse setor, tendo sua origem desde 1977 (como já identificado anteriormente), quando o Governo, visando ao controle inflacionário, passou a praticar uma política de redução contínua das tarifas setoriais, levando à descapitalização e ao posterior endividamento das empresas para financiar suas expansões.

Essa política, agravada pela elevação dos custos do capital internacional e pela gestão dos recursos empresariais decorrentes de ingerências políticas, conduziu o setor a uma crise financeira, que evoluiu para uma crise institucional, caracterizada pela chamada “ciranda do calote”: as empresas distribuidoras deixaram de pagar suas compras de energia às supridoras, e estas, por consequência, para Itaipu. A situação atingiu tal gravidade que se impôs o início de uma grande reforma institucional e a alteração profunda nas diretrizes estatizantes que sempre nortearam a expansão do setor.

Durante o final dos anos de 1970, até o início dos anos de 1990, o país vivenciou uma considerável crise econômica, com sucessivos insucessos nas tentativas de estabilização da economia, que conduziu a uma contínua degradação das funções sociais do Estado: saúde, educação, saneamento, etc. O déficit do setor público passou a ser apontado como o grande vilão, que impedia a redução inflacionária e a organização da economia.

Cresceu, assim, a justificativa para a privatização do setor público estatal como forma de reduzir os débitos do Estado e focalizar os esforços governamentais nas áreas sociais. A

privatização iniciou pelas empresas estatais ligadas à siderurgia, petroquímica e transporte, e, só mais recentemente, o Setor Elétrico foi incluído no programa, motivado também pelas experiências internacionais de privatização desse setor e pelas pressões dos organismos de financiamento internacional.

Em 1993, com a Lei n. 8.631/93, o governo permitiu um amplo encontro de contas, em que se admitiu a utilização dos créditos registrados na Conta de Resultados a Compensar - CRC (conta contábil em que eram registrados os valores a serem remunerados por lei às empresas do setor, 10 a 12% ao ano) para efeito de pagamento das dívidas e uma recuperação tarifária, em termos reais, no período de 1994 a 1996, com percentual diferenciado por empresa. As medidas provisórias, que dispuseram sobre o Plano Real, no entanto, determinaram que o reajuste e a revisão dos preços e tarifas de serviços públicos se fariam através de atos, normas, e critérios fixados pelo Ministério da Fazenda, e que os aludidos reajustes seriam anuais. Com isso se criou uma nova contenção tarifária que se prolongou até o reajuste verificado no mês de dezembro de 1995. Paralelamente, o governo vinha implementando uma série de medidas legais e administrativas objetivando ganhos de produtividade e permitindo a entrada de novos agentes, visando ao aumento da competitividade no Setor Elétrico (RAMOS, 2002. *Relatório Interno do Grupo EDP/Bandeirante*).

A queda da inflação provocou impactos positivos, neutralizando, parcialmente, a perda de receita com o congelamento das tarifas, decretadas pelo Plano Real. O nível de investimento, entretanto, manteve-se ainda baixo, enquanto se observava a recuperação do mercado, à medida que se ampliava o ritmo de atividades da economia. Por outro lado, a definição do modelo institucional para o Setor Elétrico, embora tenha evoluído, ainda não se encontrava perfeitamente delineado, gerando inseguranças nos investidores privados.

Uma análise da evolução dos investimentos realizados pelo setor elétrico no período 1980/1994 demonstra que os valores máximos alcançaram cerca de US\$ 9 bilhões em alguns anos da década de 1980, declinando a partir de 1987 e reduzindo-se para cerca de US\$ 4 bilhões em 1994. Na próxima década, esse setor necessitaria de grandes investimentos em geração e transmissão, da ordem de US\$ 6 bilhões/ano, para fazer frente à crescente demanda que requereria a sociedade, qualquer que fosse o cenário que se verificasse, constituindo, na época, o grande desafio para o setor elétrico (RAMOS, 2002, p.13).

Segundo Ramos (2002, p.15), com investimentos reduzidos por parte do setor estatal e a ainda pequena participação do setor privado, os riscos de déficit de energia elétrica para os próximos anos já se mostravam bastante elevados, da ordem de 11%, observando-se ainda alguns estrangulamentos nas áreas de transmissão e distribuição.

5.2 A reestruturação do Setor Elétrico brasileiro: motivações e justificativas

O governo federal, com a reestruturação do Setor, pretendia estabelecer um novo modelo institucional, comercial e regulatório com a possibilidade de criar bases sólidas para o futuro desenvolvimento do Setor Elétrico. Dessa forma, o governo federal esperava alcançar os seguintes objetivos:

- a) garantir uma oferta de eletricidade segura e confiável para o país e prover energia elétrica para os consumidores ainda não atendidos;
- b) criar condições para aumentar a eficiência econômica em todos os segmentos do Setor, introduzindo competição onde possível, delineando o quadro regulatório apropriado;
- c) manter o desenvolvimento de plantas hidrelétricas econômicas;

- d) criar condições para manter o programa de privatizações e tornar os novos investimentos mais atrativos para o setor privado, através de uma adequada alocação de riscos;
- e) possibilitar um modelo de baixo risco para menor tarifa possível ao consumidor final.

No entanto, importantes fatores restringiram o cumprimento desses objetivos:

- a) necessidade de promover moderados aumentos tarifários para não prejudicar o programa de combate à inflação e, paralelamente, manter a confiança dos consumidores no programa de reforma do Setor;
- b) aumento das restrições ambientais aos projetos de geração e transmissão de energia, principalmente quando envolvem área inundada, realocação de população e geração térmica nuclear;
- c) passado de dificuldades financeiras do Brasil, que colocava os bancos receosos de lhe emprestar recursos, especialmente financiamento de longo prazo;
- d) dificuldade e lentidão para se conseguirem mudanças legislativas significativas.

Com a privatização das empresas, iniciada em 1995, e com a reestruturação do setor, buscou-se estabelecer na geração e comercialização de energia elétrica a livre concorrência, através do MAE¹⁵, abrindo espaço para a livre competição, monitorada por regulação específica onde necessária.

¹⁵ MAE – Verificar item 5.8.8 deste capítulo 5

5.3 Histórico da legislação setorial

Como já referenciado, a base legal desse setor remonta ao Código de Águas, Decreto n. 24.643, de 1934, que entre vários preceitos para o uso das águas estabeleceu:

- a) concessões para aproveitamentos hidrelétricos outorgadas por decreto presidencial;
- b) condições, obrigações e prazos das concessões;
- c) fixação do preço com base no custo do serviço, que incluía: despesas operacionais, tributos, despesas de depreciação e justa remuneração do investimento, fixada em 10% pelo Decreto n. 3.128/34.

O Decreto n. 41.019/57 criou a Quota de Reversão, impondo uma contribuição das concessionárias de 3% do investimento reversível a um fundo setorial, que passou a ser usado para financiar a expansão. Inicialmente, esse fundo era usado pela própria concessionária, na forma de empréstimo, e, em 1971, com a Lei n. 5.655, passou a ser administrado pela ELETROBRÁS.

Mesmo promovendo-se uma análise desses aspectos no capítulo 4, vale ressaltar os aspectos importantes desse período. Um aspecto importante do modelo foi o regime de remuneração garantida, que nos termos da Lei n. 5.655, de 1971, passou a ser fixado entre 10 e 12% a.a. sobre o ativo imobilizado em serviço. As diferenças de remuneração em relação ao garantido legalmente eram depositadas (se positivas) ou registradas (se negativas) na Conta de Resultados a Compensar - CRC. Uma vez que a expansão se dava com aproveitamentos cada vez mais distantes e caros, esse modelo se justificava, pois impedia a concentração dos recursos em áreas de concessão mais rentáveis, diluindo-os entre as demais.

Na prática, a CRC passou a constituir um crédito das concessionárias contra a União, que se avolumou, na medida em que o Poder Concedente não estabelecia tarifas em níveis suficientes para garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias.

Outro marco importante para configuração centralizada do Setor foi o Tratado de Itaipu, Lei n. 5.899, de 1973. Por esse Tratado, toda a energia produzida por Itaipu, não utilizada pelo Paraguai, seria adquirida compulsoriamente pelas concessionárias distribuidoras das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste do País, em quotas proporcionais aos seus respectivos mercados. A Lei também criou a figura das Supridoras Regionais, caracterizadas por FURNAS e ELETROSUL, com as seguintes funções:

- a) desenvolvimento dos sistemas de transmissão em extra alta-tensão;
- b) aquisição e repasse da energia de Itaipu às distribuidoras estaduais;
- c) suprimento prioritário de energia às distribuidoras de suas áreas de atuação:
ELETROSUL na Região Sul e FURNAS na Região Sudeste.

Essa Lei também criou o - Grupo Coordenador da Operação Interligada - GCOI, firmando o conceito da operação coordenada para os sistemas interligados Sul/Sudeste, assegurando:

- a) “que os ônus e vantagens das variações de condições hidrológicas em relação ao período hidrológico crítico sejam rateados entre todas as empresas concessionárias daqueles sistemas, de acordo com critérios que serão estabelecidos pelo Poder Executivo”;
- b) “que os ônus e vantagens decorrentes do consumo dos combustíveis fósseis, para atender às necessidades dos sistemas interligados ou por interesse nacional, sejam

rateados entre todas as empresas concessionárias daqueles sistemas, de acordo com critérios que serão estabelecidos pelo Poder Concedente”, que constitui a chamada CCC - Conta de Consumo de Combustível.

O Decreto Lei n. 1.383, de 1974, instituiu a equalização tarifária em todo o território nacional, implicando uma elevação das tarifas das regiões Sul e Sudeste, visando a transferência do excesso de remuneração, acima da média, para as empresas do Norte, Nordeste e Centro-Oeste. Os recolhimentos eram efetuados em conta administrada pela ELETROBRÁS denominada Reserva Global de Garantia - RGG, substituída em 1988, através do Decreto Lei n. 2.432, pela chamada Reserva Nacional de Compensação de Remuneração - RENCOR, que condicionou o recolhimento à obtenção de remuneração acima de 12% a.a.

A Constituição Federal de 1988 estabeleceu no Artigo 21 que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos d'água são de competência da União, que pode explorá-los diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão. Por seu Artigo 175, a Constituição federal obriga ainda a que, no caso dos serviços públicos, estes sejam prestados diretamente pelo poder público, ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, estando previsto no parágrafo único desse artigo sua regulamentação por lei específica.

Entende-se que, para o setor elétrico, não apenas o fornecimento direto de eletricidade ao consumidor seja um serviço público, como toda a cadeia de atividades necessárias a esse atendimento, incluindo as etapas de geração e transmissão. Desse modo, a exploração dos serviços de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica continua dependendo de concessões, porém a partir de então com a realização obrigatória de licitações, às quais deverão poder concorrer indiferentemente empresas públicas e privadas, iniciando-se a colocação da dimensão de competitividade, que vem delineando alterações profundas no

desenho do setor elétrico, na medida em que somente recentemente o Artigo 175 foi regulamentado pelas Leis n. 8.987/95 e n. 9074/95.

Em linhas gerais, este foi o arcabouço legal que deu forma ao modelo institucional do setor elétrico. Pode-se dizer que o primeiro passo efetivo rumo ao atual modelo desse setor elétrico ocorreu na sua organização financeira, com a Lei n. 8.631, de março de 1993, regulamentada pelo Decreto n. 774/93, que estabeleceu os seguintes pontos:

a) desqualização tarifária e extinção da remuneração garantida - as concessionárias continuam a ter suas tarifas, definidas em função do custo do serviço, mas sem uma taxa de remuneração garantida. O grau de remuneração fica, portanto, dependente da eficiência empresarial. Os concessionários propõem tarifas de três em três anos, as quais, após homologadas pelo DNAEE, somente poderão ser revistas quando fatores relevantes assim exigirem. As tarifas são também reajustadas de acordo com fórmula paramétrica para refletir a variação dos custos mensalmente. Na composição do custo do serviço, além dos custos operacionais e tributos, foi reativada a contribuição para a Reserva Global de Reversão - RGR, que havia sido cancelada, e a contribuição à Conta de Consumo de Combustível - CCC foi ampliada em nível nacional, incorporando os gastos com geração térmica nos sistemas isolados. Foi acordado entre o governo federal e as concessionárias um programa de recuperação a curto prazo das tarifas. Só se beneficiariam, entretanto, desse acordo os concessionários que firmassem contratos de suprimento de energia com os seus fornecedores;

b) contratos de suprimento - os contratos de energia entre supridor e distribuidor passaram a ser feitos com base no maior entre dois valores de suprimento: os definidos

pelo Grupo Coordenador de Planejamento Setorial - GCPS, para os dez anos seguintes, em que os valores até o 4º ano passavam a representar compromissos firmes (do 5º ano em diante poderiam ser aditivados nos anos seguintes); e os determinados pelo GCOI para o ano seguinte. O contrato de potência seria estabelecido com base nos valores definidos pelo GCOI para o próximo ano;

c) acerto de contas da CRC - com a extinção da remuneração garantida, extinguiu-se também a Conta de Resultados a Compensar - CRC, que registrava as insuficiências de remuneração das concessionárias. Os créditos da CRC, acumulados até então num total de US\$ 26,4 bilhões, foram utilizados pelas concessionárias para compensação dos débitos com compras de energia; de contratos firmados com a ELETROBRÁS e com a CCC; da Compensação Financeira pelo uso de recursos hídricos (royalties); da RENCOR; e de tributos federais. Para o acerto de contas, também foi condição básica a celebração de contratos com as supridoras até 30 de junho de 1993. Os saldos de CRC não compensados nessa fase (US\$ 8 bilhões) terão utilização futura, segundo forma e fins estabelecidos pelo Ministério da Fazenda;

d) Conselho de consumidores - a ser criado em cada área de concessão de distribuição, composto por representante de todas as classes tarifárias, em igual número, tem caráter consultivo e volta-se para orientação, análise e avaliação das questões ligadas ao fornecimento, tarifas e adequação dos serviços prestados ao consumidor final.

Devido à grande quantidade de obras atrasadas no setor elétrico, com as concessionárias públicas não dispondo de recursos para sua conclusão e praticamente

impossibilitadas de obtê-los através de órgãos de financiamento, e, também, devido a interesses de consumidores eletrointensivos na autoprodução de energia elétrica, que visavam a assegurar-se em quantidade e preços competitivos para o futuro, o governo federal autoriza, através do Decreto n. 915/93, a formação de consórcios entre autoprodutores, ou entre concessionárias e autoprodutores, para exploração de aproveitamentos hidrelétricos já existentes e usar linhas de transmissão pública no transporte da energia produzida.

Um novo e importante passo na aceleração do processo de reformulação institucional do setor deu-se com a criação do Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL, através do Decreto N. 1009/93. Esse sistema englobou as redes de transmissão de diversas concessionárias e teve por objetivo permitir o livre acesso à rede de transmissão aos autoprodutores, produtores independentes e concessionários em geral, mediante determinado preço ou pedágio e critérios de disponibilização.

Sua implementação buscou acelerar o processo de atração de investimentos privados na área de geração ao ampliar a atratividade da autoprodução, a realização de parcerias e a competitividade na geração; sinalizar a segregação dos custos para permitir a segmentação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição; ensejar novas formas de comercializar energia, viabilizando ao mercado “spot” e uma postura empresarial mais agressiva; e, em última instância, reduzir o preço da energia para os consumidores finais.

A constituição do SINTREL teve como foco central representar uma resposta efetiva aos anseios de práticas mais avançadas no planejamento, na expansão e na operação dos sistemas de transporte e comercialização de energia elétrica e no sentido de facilitar a regulamentação do Artigo 175 da Constituição Federal de 1988.

Em virtude das dificuldades técnicas para o funcionamento do SINTREL, optou-se por outra abordagem para tarifas e livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de

energia elétrica, o que culminou na publicação do Decreto n. 1.717/95, que definiu as instalações para compor a Rede Básica e garantiu o livre acesso às redes de transmissão.

A portaria DNAEE 459 de 10/11/1997, estabeleceu as condições gerais de acesso aos sistemas de transmissão, levando em consideração a posição do consumidor em relação ao gerador, ou seja, considerava as variações de preços em função da distância dos geradores em relação aos consumidores, viabilizando os geradores localizados nos grandes centros de carga.

Além disso, não permitia que os novos investidores estimassem o preço de venda de sua energia, uma vez que não conheciam a localização de seus futuros consumidores. Podendo-se concluir, portanto, que essas medidas não estimulavam a competição na geração.

O Decreto n. 1.503, de maio de 1995, inclui o sistema ELETROBRÁS no Programa Nacional de Desestatização - PND, orientando a privatização dos segmentos de geração e distribuição desse sistema.

A Lei n. 8.987/95 (Lei das Concessões de Serviços Públicos) e a Lei n. 9.074/95 (que a complementa no que diz respeito aos serviços públicos de energia elétrica) regulamentam o Artigo 175 da Constituição Federal de 1988, o qual estabelece a outorga de concessão de serviços públicos de energia elétrica condicionada à sua licitação.

Essas leis tiveram como objetivo principal o aumento da competição no mercado de energia elétrica e a atração de novos agentes investidores na geração. Demonstravam, também, claramente, a preocupação quanto às perspectivas de atendimento futuro ao mercado consumidor, dando mais liberdade ao mercado e definindo as condições de manutenção dos agentes da época, quanto às concessões existentes.

Em síntese, as Leis obrigavam à licitação das outorgas de concessão de geração, transmissão e distribuição, criavam a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica - PIE, liberavam grandes consumidores de energia para adquirir energia livremente no mercado e não somente das concessionárias distribuidoras de sua área, assegurando o livre acesso aos

sistemas de transmissão e de distribuição, reforçando a legalidade da formação de consórcios de geração entre a iniciativa privada e as concessionárias estatais. Estabeleciam, complementadas pelo Decreto n. 1.717 de novembro de 1995, as regras para a prorrogação das atuais concessões de serviços públicos.

As Leis n. 8.987/95 e n. 9.074/95, além do regime de direitos e deveres dos concessionários, estabeleceram:

- a) **concessão para serviço público de energia elétrica se dará através de licitação** - o julgamento será com base no menor preço do serviço ou na maior oferta (nos casos de pagamento ao Poder Concedente pela outorga da concessão) ou por critério misto. No primeiro caso, a tarifa a ser paga pelo usuário do serviço corresponderá, neste caso, ao valor cotado na proposta (regime pelo preço), e poderá ser revista visando a manter o equilíbrio econômico-financeiro das condições iniciais do contrato. Apresentavam também critérios de reajuste em função da variação dos preços dos insumos;
- b) **prazos da concessão** - fixavam os prazos máximos para a amortização dos investimentos, iniciando-se na data da assinatura do contrato de concessão, sendo de 35 anos para concessões de geração e de 30 anos para transmissão e distribuição de energia elétrica. Podem ser prorrogados no máximo por igual período, a critério do Poder Concedente;
- c) **consórcios** - autorizavam a formação de consórcios na geração para fins de serviço público, para uso exclusivo dos consorciados, para produção independente ou para atividades associadas, conservando o regime legal próprio de cada uma;

d) prorrogação das atuais concessões de geração

- **outorgadas antes da CF de 88:** todas essas concessões, incluindo aquelas em caráter precário, com prazo vencido ou indeterminado, poderão ser prorrogadas por 20 anos, desde que os serviços e obras tenham sido iniciados e não paralisados;
- **outorgadas após a CF de 1988:** extinguíram todas aquelas outorgadas sem licitação, exceto se as obras estiverem em andamento. Se outorgadas mediante licitação, permaneceram válidas pelo prazo de outorga;
- **obras iniciadas:** prorrogaram por prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 anos, as concessões de obras já iniciadas, sujeitando-se à apresentação ao Poder Concedente de plano de conclusão das obras num prazo de 180 dias, com o compromisso de participação privada superior a um terço dos recursos necessários à sua conclusão. Caso esse Plano não fosse apresentado ou aceito, a concessão seria extinta;

e) prorrogação das atuais concessões de distribuição - permitiram a prorrogação das atuais concessões, outorgadas antes da CF de 88, desde que reagrupadas segundo critérios de racionalidade operacional e econômica. Extinguiram-se as concessões outorgadas sem licitação após a CF de 88;

f) prorrogação das atuais concessões de transmissão da rede básica - foram utilizados os critérios definidos para geração ou distribuição, no que couber;

g) reorganização das Concessões de Serviços Públicos - autorizaram a União a promover cisões, fusões, incorporações societárias dos concessionários de serviço

público sob o seu controle; aprovar cisões, fusões e transferência de concessões e permitir as subconcessões mediante licitação; cobrar pelo direito de exploração de serviços públicos, nas condições estabelecidas no Edital de Licitação;

h) privatização com concessão (Decreto n. 150) - permitiram privatizar os serviços públicos sob controle da União, simultaneamente com a outorga da concessão, utilizando licitação nas modalidades de leilão ou concorrência, fixando valores mínimos;

i) consumidor “livre” - é o consumidor que, segundo determinadas condições, se libera da compra compulsória da concessionária local de distribuição, podendo buscar outras opções de suprimento. Tornavam-se livres :

- **os consumidores existentes com carga ³ 10 MW e tensão de fornecimento ³ 69 kV:** após concluídos os contratos vigentes com as concessionárias, poderão comprar de produtores independentes de energia elétrica. Após 07 de julho de 1998 foram autorizados a estender a opção de compra para qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do mesmo sistema interligado, excluídas as supridoras regionais. Após 07 de julho de 2000, foram autorizados também a comprar energia das Supridoras Regionais do mesmo sistema interligado;
- **os novos consumidores com carga ³ 3 MW** - estão desde então totalmente liberados em suas opções de compra.

Entretanto a migração efetiva de consumidores somente começou a ocorrer após a publicação da resolução ANEEL 286 de 01/10/1999, que de fato liberou esse mercado, estabelecendo as tarifas de uso dos sistemas de distribuição de

energia elétrica para cada empresa de distribuição, permitiu que cada agente do mercado livre (Cliente livre, Distribuidora, Comercializadora e Geradora) pudesse fazer seus cálculos de venda e compra de energia, com suas margens variadas de lucro dependendo de cada negócio, estimulando com isso a competição.

j) produtor Independente de energia (PIE) - criaram este novo agente, como pessoa jurídica única ou em forma de consórcio, que recebem concessão ou autorização do Poder Concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco, estando sujeito a regras operacionais e comerciais próprias. A venda de energia pode ser feita para concessionário de serviço público; para consumidores “livres”; para consumidores industriais ou comerciais, para os quais também forneça vapor de cogeração; e para consumidores finais, caso o concessionário local de distribuição concorde ou caso este não lhe assegure o fornecimento de energia elétrica;

k) livre acesso à rede de transmissão - assegura aos consumidores e fornecedores o livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão das concessionárias e permissionários de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido. O Poder Concedente deveria definir as instalações para compor a rede básica dos sistemas interligados. As novas instalações da rede básica passaram a ser objeto de concessão mediante licitação. As instalações da rede básica deveriam funcionar integradas aos sistemas, com regras operativas definidas de forma a assegurar a otimização dos recursos.

O Decreto n. 1717, de 24 de novembro de 1995, estabeleceu procedimentos para prorrogação das concessões dos serviços públicos de energia elétrica de que trata a Lei n. 9.074 e definiu as instalações básicas que compõem a rede básica.

Com essa nova estrutura legal para produtores de energia e concessão de serviços públicos, inicia-se em 1995 o processo de privatização de empresas geradoras federais com o leilão do controle acionário da GERASUL (Resultante da cisão da geração da ELETROSUL, já sob a ótica da desverticalização das empresas), bem como a alienação do controle de distribuidoras de energia, como a *LIGHT* e a *CERJ*.

No ano seguinte (1996), o Decreto n. 2.003 veio regulamentar a produção de energia elétrica por produtor independente e por auto-produtor.

A opção lógica para a reestruturação do setor e a implementação de um mercado competitivo deveria ser a concepção do modelo, a implantação de um órgão regulador forte e independente e a implementação do modelo propriamente dito, com a privatização das empresas e a adoção de medidas que garantam a concorrência comercial e o fornecimento de energia elétrica. No decorrer do processo, essas etapas foram sendo cumpridas simultaneamente.

A intenção do Estado era se manter apenas no papel de regulador, fiscalizador e formulador de políticas, afastando-se da função de gestor do sistema, o que somente veio a ocorrer no final de 1996, com a Lei n. 9.427, que extinguiu o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, criando a ANEEL com a missão de defesa do interesse público por meio de concessão e regulamentação e fiscalização dos serviços elétricos.

Em 1997, a Portaria n. 459 regulou as condições para o acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Essa portaria foi revogada pela Resolução n. 281, de outubro de 1999, que regulamenta a adoção da tarifa nodal, disciplinando a aplicação do encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição e dispõe sobre os encargos de

conexão e as condições gerais de contratação de conexão e uso do sistema de transmissão e distribuição.

Com o propósito de estruturar o novo modelo para o setor elétrico, compatível com a política geral de desestatização, houve a realização de estudos básicos (denominado projeto RE-SEB), a cargo de uma consultoria contratada pelo MME – consórcio liderado pela Coopers & Lybrand (C&L) que recomendou, entre outras, as seguintes medidas:

- a)** a venda de ativos federais de geração e distribuição elétrica para empresas privadas diferentes para promover a concorrência no setor;
- b)** a criação do Operador Nacional do Sistema - ONS¹⁶, de caráter independente, e do Mercado Atacadista de Energia - MAE, como parte de uma estratégia para assegurar a concorrência no suprimento e a eficiência na operação interligada;
- c)** o desmembramento da ELETROBRÁS, com a criação de novas empresas e entidades para desempenhar os papéis de:
 - 1) operação interligada do sistema nacional;
 - 2) controle das empresas que não podem ser desestatizadas (Itaipu Binacional e Eletronuclear) e das empresas federais de transmissão;
 - 3) prestação de serviços de planejamento indicativo e de serviços complementares de apoio ao setor elétrico, à pesquisa e desenvolvimento tecnológico, ao treinamento, à padronização técnica e às atividades correlatas.

Atendendo às recomendações do modelo proposto, em maio de 1998 foi promulgada a Lei n. 9.648 que autorizou o Poder Executivo a promover a reestruturação da ELETROBRÁS

¹⁶ ONS – Verificar item 5.8.8 deste capítulo 5

de suas subsidiárias, mediante operações de fusão, cisão, incorporação, redução de capital, ou constituição de subsidiárias integrais.

Essa mesma lei constitui o ONS, pessoa jurídica de direito privado, e define a transferência progressiva das atividades e atribuições até então exercidas pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI, criado pela Lei n. 5.899 de 1973, e a parte correspondente desenvolvida pelo Comitê Coordenador de Operações do Norte/Nordeste – CCON.

Institui, também, o MAE, sendo de competência da ANEEL a função de definir as regras no MAE, bem como os mecanismos de proteção aos consumidores.

A ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, edita as seguintes resoluções:

- a) **Resolução n. 248 (agosto/98)** – Estabelece as condições gerais da prestação de serviços de transmissão, de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão de energia elétrica, vinculadas à celebração de contratos iniciais de que trata o art. 26 do Decreto n. 2.655, de 2 de julho de 1998;
- b) **Resolução n. 249 (agosto /1998)** – Estabelece as condições de participação dos agentes no mercado atacadista de energia elétrica e diretrizes para o estabelecimento do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE¹⁷, de que trata o Decreto n. 2.655/98;
- c) **Resolução n. 261 (agosto/1998)** - Estabelece que a redução no reembolso do custo do consumo de combustíveis fósseis, previsto na sistemática da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, para as usinas termelétricas em operação em 6 de fevereiro de 1998, situadas nas regiões abrangidas pelos

¹⁷ ONS – Verificar item 5.8.8 deste capítulo 5

sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, deverá observar os percentuais, em relação ao total da energia produzida nas usinas termelétricas, a seguir definidos:

I - no ano de 2003 – redução de 25% (vinte e cinco por cento);

II - no ano de 2004 redução de 50% (cinquenta por cento);

III - no ano de 2005 redução de 75% (setenta e cinco por cento).

A partir de 1º de janeiro de 2006, fica extinto o benefício da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados, salvo o disposto no § 2º do art. 11 da Lei n. 9.648, de 27 de maio de 1998.

a) Resolução n. 264 (agosto/1998) – estabelece as condições para contratação de energia elétrica pelos consumidores livres.

b) Resolução n. 265 (agosto/1998) – estabelece as condições para o exercício da atividade de comercialização de energia.

O Ministro de Estado de Minas e Energia, considerando a necessidade de ajustar o processo de planejamento do Setor Elétrico brasileiro ao novo contexto institucional, em especial às disposições estabelecidas pela Lei n. 9.648, segundo a qual o planejamento da expansão da geração passou a ser indicativo, resolve criar, através da Portaria n. 150, o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, com a atribuição de coordenar a elaboração do planejamento da expansão dos sistemas elétricos

brasileiros, de caráter indicativo para a geração, consubstanciado nos Planos Decenais de Expansão e nos Planos Nacionais de Energia Elétrica de longo prazo.

A Portaria n. 391, de outubro de 1999, com base na Lei n. 9.478, que dispõe sobre a política energética nacional e cria o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, cria o Comitê de Acompanhamento da Expansão Termelétrica – CAET, com atribuição de acompanhar a implantação das usinas termelétricas, indicadas no Plano Decenal de Expansão – PDE e contempladas no Plano Plurianual – PPA, bem como contribuir para a solução de continuidade das ações dos agentes setoriais envolvidos.

A Resolução ANEEL n. 281, de outubro de 1999, complementada pela resolução 282 de 01/10/1999, regulamentam dentre outros institutos, a adoção da tarifa nodal, disciplinando a aplicação do encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição e dispondo sobre os encargos de conexão e as condições gerais de contratação de conexão e uso do sistema de transmissão e distribuição.

Também em 1999, foi instituída a Administradora de Serviços do MAE, a ASMAE, para realizar as atividades técnicas e jurídicas inerentes ao MAE.

Em abril de 2000, a ASMAE enviou, para homologação da ANEEL, as Regras do MAE que visavam a disciplinar a definição do preço de curto prazo, a liquidação dos montantes de energia não contratada, entre outros aspectos.

Considerando-se a necessidade de rever, atualizar e aprimorar as disposições para contratação de energia elétrica por consumidores livres, a necessidade de ampliar o número de consumidores que poderão optar por comprar energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do sistema elétrico interligado, a partir de 2003, e promover uma maior competitividade no setor de energia elétrica nacional, foi editada a Resolução da Aneel que estabeleceu as condições para contratação de energia elétrica por consumidores livres.

Buscou-se, dentro desse esforço por parte do governo, garantir o fornecimento futuro de energia elétrica e a eficiência no setor elétrico, através de um ambiente competitivo, onde fosse possível e de regulamentação onde fosse necessária.

5.4 A configuração institucional

No contexto da nova configuração institucional do Setor Elétrico, na sua fase de consolidação e implementação, foram revistas as responsabilidades existentes e criadas novas atribuições adequadas ao ambiente competitivo nos segmentos de produção e comercialização de energia, característica essa que se constitui a coluna de sustentação do novo modelo. As diversas prerrogativas e responsabilidades correspondentes foram alocadas aos agentes institucionais definidos no modelo, como ANEEL, ONS, MAE e, por último, CCPE.

Verificou-se, entretanto, particularmente no momento de transição que vinha sendo vivenciado pelo setor elétrico, a necessidade de esforços complementares orientados para a regulamentação adequada das atribuições pertinentes a cada agente, em um contexto caracterizado pela premência de uma atuação rigorosamente articulada entre as referidas entidades, visando-se a uma atuação setorial sincronizada e sem superposição de atividades, evitando-se a pulverização de esforços e recursos.

Embora alguns possam ter a impressão de que o setor elétrico brasileiro não estava evoluindo institucionalmente, nele vinha ocorrendo, de fato, grandes avanços. A velocidade só não foi maior porque as regras comerciais dentro do setor ainda não estavam suficientemente claras e estáveis, pois o Poder Concedente não abria mão de manter sob controle as tarifas de serviço público e havia grande complexidade para implementar um mecanismo de competição efetivo e auto-sustentável.

Com a extinção do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica e a instituição da ANEEL, foram as seguintes as atribuições outorgadas a esse órgão, visando a implantar o novo modelo do setor elétrico Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996:

- a) implantar políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e aproveitamento dos potenciais hidráulicos;
- b) promover licitações;
- c) celebrar e gerir os contratos de concessão ou de permissão, inclusive exercer a fiscalização;
- d) dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionárias permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores;
- e) fixar os critérios para o cálculo do preço do transporte, estabelecido na Lei n. 9.074, e arbitrar seus valores nos casos de negociações frustradas entre os envolvidos;
- f) convocar audiências públicas;
- g) estabelecer a taxa de fiscalização, atualmente de 0,5% do faturamento, conforme fórmula específica, que será deduzida da Reserva Global de Reversão – RGR, que será extinta em 31 de dezembro de 2002;
- h) promover a descentralização aos Estados, por convênio, para a realização de atividades complementares de regulação, controle e fiscalização, com transferência de parte da taxa de fiscalização.

Conforme acima descrito, foi criado também o MAE, com as seguintes atribuições:

- a) realizar as transações de compra e venda de energia nos sistemas interligados, mediante ACORDO DE MERCADO firmado entre os interessados;
- b) avaliar e precificar a compra e a venda de energia elétrica que não for objeto de contratos bilaterais, fixando preços determinados conforme as regras do ACORDO DE MERCADO.

Além disso, convém destacar que:

- a) a ANEEL definiria as regras de participação no MAE e os mecanismos de proteção aos consumidores;
- b) o ACORDO DE MERCADO, que seria submetido à homologação da ANEEL, estabelecerá as regras comerciais e os critérios de rateio dos custos administrativos de suas atividades, assim como a forma de solução de eventuais divergências entre os agentes integrantes, sem prejuízo da competência da ANEEL para dirimir os impasses;
- c) o MAE substituiria o vigente sistema de preços regulamentados de geração e os contratos renováveis de suprimento.

O ONS, outra entidade oriunda do novo modelo, seria responsável pela coordenação e controle da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, sendo integrado por titulares de concessão, permissão, autorização e consumidores livres a que se referem os Art. 15 e 16 da Lei n. 9.074 de 1995.

5.5 A estrutura do Setor Elétrico brasileiro

A opção pela intensa utilização do potencial hidroelétrico do país determinou as características singulares do sistema. As usinas desse tipo são construídas onde melhor se pode aproveitar as afluições e os desníveis dos rios, muitas vezes em locais distantes dos centros consumidores. Assim, para atender ao mercado, foi necessário desenvolver um extenso sistema de transmissão, em que as linhas criam uma complexa rede de caminhos alternativos para escoar com segurança a energia produzida até os centros de consumo. Existem quatro grandes subsistemas interligados e alguns sistemas isolados na região norte. A participação de cada submercado no consumo de energia elétrica é mostrado na TAB.3. e na FIG. 2 a seguir:

TABELA 3

Participação de cada submercado no consumo de energia elétrica no Brasil

Participação de cada submercado no consumo de energia elétrica no Brasil	
SUDESTE/CENTRO-OESTE	61,4%
NORDESTE	16,0%
SUL	15,6%
NORTE	5,0%

Fonte: RAMOS, 2002. Relatório Interno do Grupo EDP/Bandeirante – Regulação e Tarifas

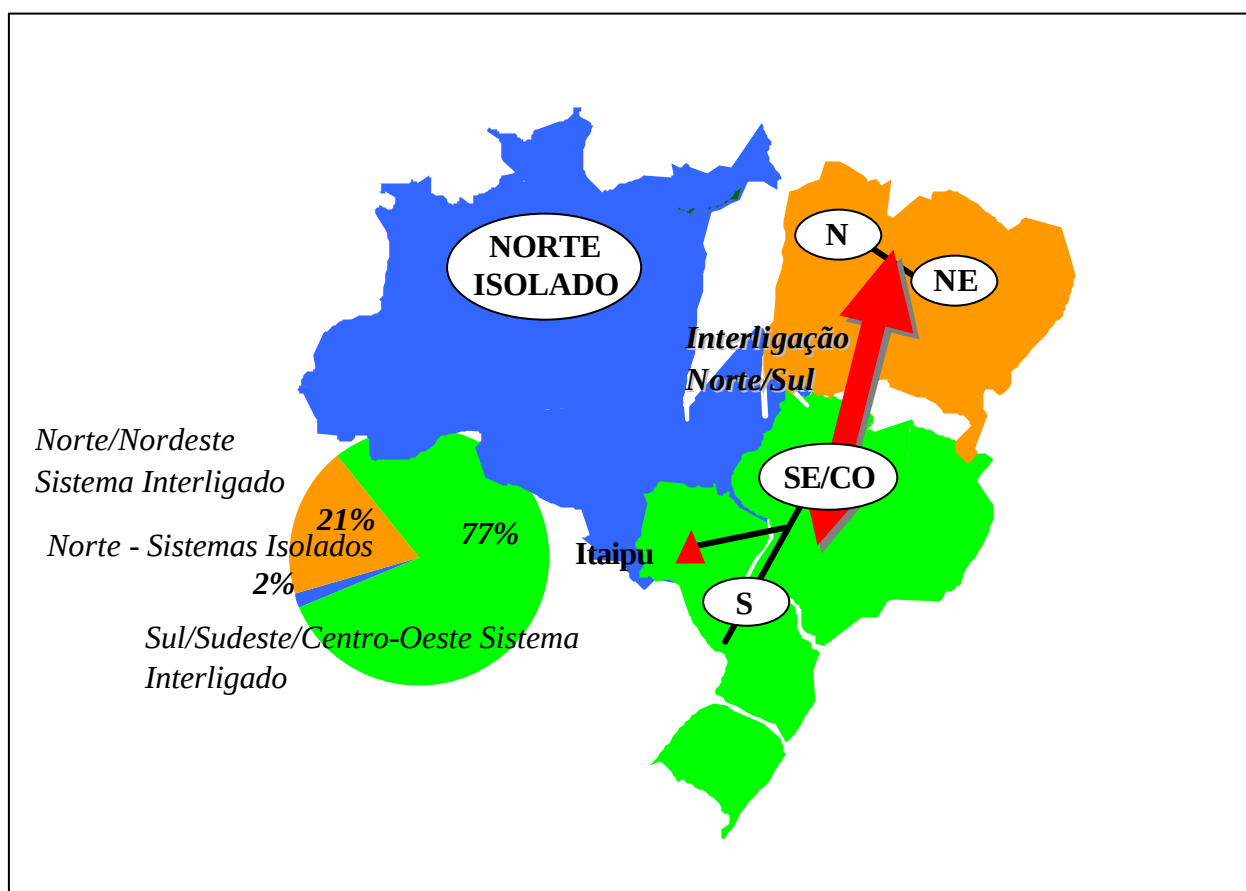


FIGURA 2: Brasil: consumo regional de energia

Fonte: RAMOS, 2002. Relatório Grupo Interno do EDP/Bandeirante – Regulação e Tarifas.

Cada subsistema é composto de consumidores e usinas interligadas, através de linhas de transmissão, permitindo uma operação integrada elétrica e energeticamente, de forma a assegurar a confiabilidade e a otimização do conjunto, ou seja, possibilitar a integração entre as regiões, de forma que os consumidores sejam beneficiados pela diversidade do comportamento das hidrologias entre rios de diferentes bacias hidrográficas. Em fevereiro de 1999, os subsistemas Norte e Sul foram unidos por uma linha de transmissão com 1000 MW de capacidade, a Interligação Norte/Sul, passando a formar um único sistema interligado.

Foram realizados estudos técnicos e econômicos detalhados para determinação das características da Interligação do Sistema Elétrico Brasileiro. Como resultado desses estudos, foi decidido que a "Interligação Norte-Sul" teria como pontos terminais as subestações de

Imperatriz (no Estado do Maranhão) e Samambaia (no Distrito Federal), envolvendo a construção de cinco trechos de linha de transmissão em 500 kV e de três novas subestações - Colinas, Miracema e Gurupi, no Estado do Tocantins - além das ampliações nas subestações Imperatriz (Maranhão), Presidente Dutra (Maranhão), Marabá (Pará), Serra da Mesa (Goiás) e Samambaia (DF). O traçado foi escolhido de forma a permitir a integração das usinas a serem construídas no Rio Tocantins (*Relatório Grupo EDP/Bandeirante*, 2002).

Ainda segundo o mesmo relatório, estudos realizados em 1997 comprovaram que a operação integrada acrescia 24% à disponibilidade de energia do parque gerador, sem investir em novas usinas e equipamentos, em relação ao que se teria se cada empresa operasse suas usinas isoladamente.

Os ganhos energéticos decorrentes da diversidade hidrológica e obtidos com a otimização da operação dos sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste propiciados pela Interligação Norte-Sul atingem a cerca de 600 MW médios anuais e, por si só, justificavam o empreendimento.

Os sistemas isolados da Região Norte, formados na sua grande maioria por usinas térmicas, respondem por 2% das vendas de energia elétrica do país, segundo dados do Plano Decenal de Expansão 1999-2008 da ELETROBRÁS. Essa geração é subsidiada pela CCC (*Relatório Grupo EDP/Bandeirante*, 2002).

Diante do processo de desverticalização e privatização das empresas, o número de agentes aumentou significativamente, bem como o nível de competição entre eles. As TAB. 4 e 5 apresentam a participação atual de empresas distribuidoras e geradoras em estatais e privadas no conjunto das empresas do setor elétrico por região geográfica.

TABELA 4

Empresas Geradoras – Participação Privada x Estatal – Capacidade instalada

Participação de empresas privadas no setor elétrico por região geográfica – Capacidade Instalada (%)					
Região	Hidráulica		Térmica		Total
	Privada	Estatal	Privada	Estatal	
Norte	5,31%	73,82%	13,73%	7,14%	10,28%
Nordeste	0,46%	96,72%	0,09%	2,73%	18,79%
Centro-Oeste	82,57%	0,00%	17,43%	0,00%	4,50%
Sudeste	52,51%	40,57%	4,09%	2,83%	49,33%
Sul	37,68%	46,50%	15,62%	0,21%	17,09%
Total	36,69%	53,73%	6,90%	2,68%	100,00%

Fonte: RAMOS, 2002. Relatório Interno do Grupo EDP/Bandeirante.

TABELA 5

Empresas Distribuidoras – Participação Privada x Estatal - Mercado

Participação de empresas privadas no setor elétrico por região geográfica – Mercado - %			
Região	Privada	Estatal	Total
Norte	57,1%	42,9%	4,9%
Nordeste	73,3%	26,7%	16,5%
Centro-Oeste	100,0%	0,0%	5,5%
Sudeste	78,8%	21,2%	57,5%
Sul	100,0%	0,0%	15,6%
Total	81,3%	18,7%	100,0%

Fonte: RAMOS, 2002. Relatório Interno do Grupo EDP/Bandeirante..

A estrutura da indústria era formada por diversas empresas que atuavam em vários segmentos específicos e por outras verticalmente integradas. Estas foram desmembradas e privatizadas, no sentido de separar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização como atividades distintas, sendo esta a principal característica dessa reforma

institucional: a separação entre transporte e produto para o caso da energia elétrica. A FIG. 3, apresenta a nova estrutura do Setor Elétrico.

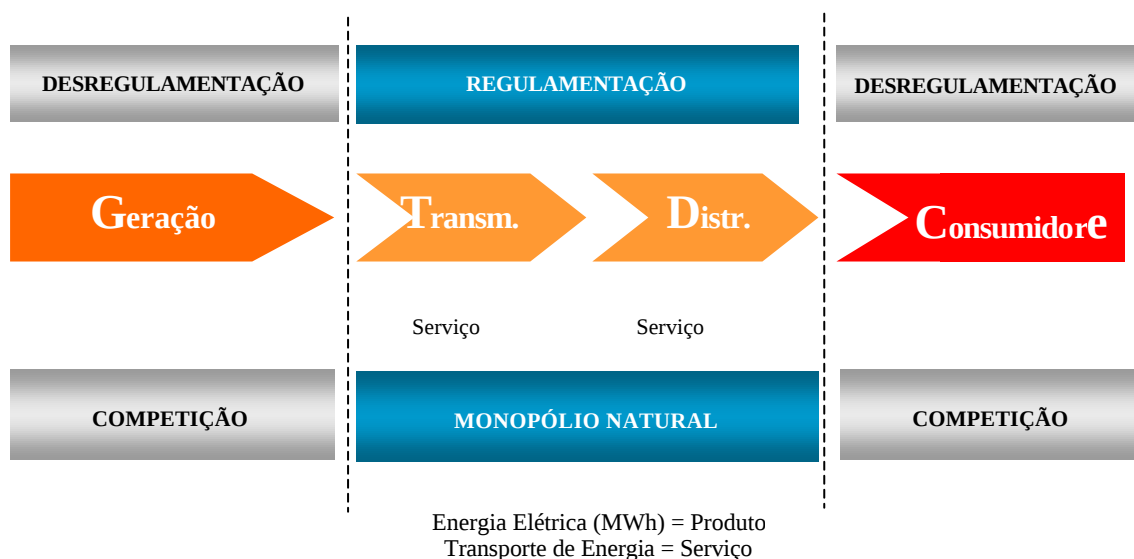


FIGURA 3: Novo Modelo Institucional – separação entre produto e serviço
Fonte: RAMOS, 2002. Relatório Interno do Grupo EDP/Bandeirante..

5.6 A Concepção do Novo Modelo

O processo de reestruturação teve como pontos principais a desverticalização das empresas, a implantação de um modelo comercial competitivo, a garantia do livre acesso à rede de transmissão e distribuição de energia elétrica e a redução do papel do Estado nas funções empresariais no setor, o que ocorreu com a privatização das empresas existentes e a licitação da expansão.

Também faz parte do novo modelo a instituição de entidades especializadas para executar as funções de regulação, planejamento da expansão, operação e financiamento do setor. As principais alterações com relação ao modelo anterior, necessárias para incentivar a concorrência, foram:

- a) desverticalização das empresas do Setor Elétrico;
- b) criação do Operador Nacional do Sistema;
- c) instituição do Mercado Atacadista de Energia;
- d) limitações ao poder de empresa e de mercado;
- e) compra de energia pela ELETROBRÁS;
- f) comercialização de energia;
- g) livre acesso à transmissão e distribuição;
- h) proibição do comportamento anticompetitivo.

Dentro dessa perspectiva, o principal paradigma da reforma setorial está ilustrado pela

FIG 4 a seguir:



Figura 4 – Paradigma do Novo Modelo Setorial

Fonte: RAMOS, 2002. Relatório Interno do Grupo EDP/Bandeirante...

O objetivo central do novo modelo, desde o início de sua concepção, foi assegurar a eficiência no Setor Elétrico através da competição, onde possível, e da regulamentação onde necessária. No novo modelo, a concorrência ocorreria nas seguintes áreas¹⁸:

- a)** no mercado atacadista (energias não contratadas);
- b)** na comercialização para os consumidores livres;
- c)** na comercialização para as distribuidoras;
- d)** na outorga de concessões;
- e)** no fornecimento, construção e montagem.

O sistema de transmissão deverá permitir o livre acesso dos geradores aos consumidores, enquanto o sistema de geração deverá ser operado com base na otimização global, que fica a cargo do ONS. A FIG 5 apresenta a relação entre produção e comercialização de energia no novo modelo institucional do setor elétrico.

¹⁸ Condições essas criadas pela seguinte legislação do setor publicada à época: Lei 9.074, de 09 de julho/95; Lei 9.648, de 27 de maio/98; Portaria MME 150, de 10/05/99; Resolução ANEEL 264, de 14 de agosto/98

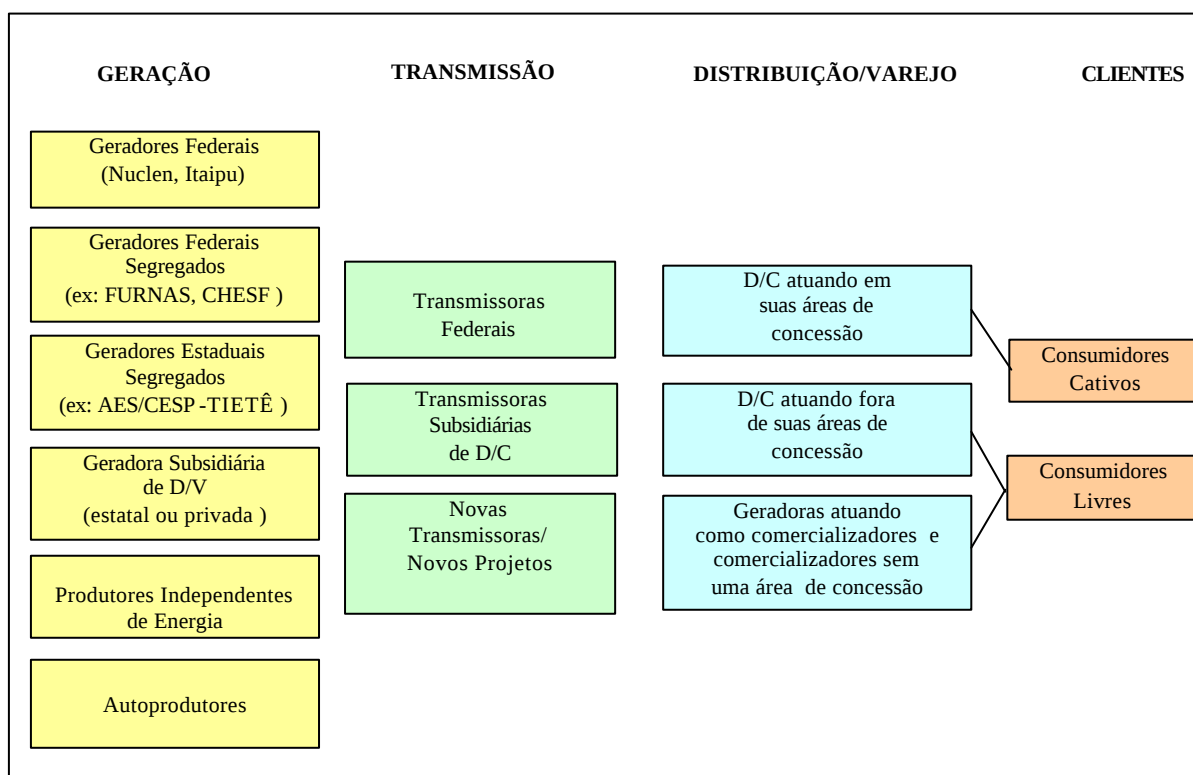


FIGURA 5 - Relação entre geração e comercialização no novo modelo
 Fonte: Fonte: RAMOS, 2002. Relatório Interno do Grupo EDP/Bandeirante..

No que se refere à regulamentação, para incentivo à concorrência com relação à produção de energia elétrica, a Lei n. 9.074/95 e o Decreto n. 2.003/96 estabeleceram normas relativas às concessões e permissões de geração e incluíram a participação dos Produtores Independentes de Energia - PIE e os Autoprodutores - APE. Assim, a geração elétrica ocorreria com a participação intensa de concessionárias privadas, públicas, produtores independentes e autoprodutores, em um ambiente competitivo.

Com relação à transmissão de energia elétrica, houve uma separação dos ativos de geração dos ativos de transmissão (tensões de 230 kV ou superiores), constituindo a Rede Básica (Decreto n. 1.717/95), com o objetivo de garantir o livre acesso ao sistema de transporte de energia por todos os agentes interessados.

As empresas com ativos de transmissão (federais e estaduais) foram obrigadas pela Lei n. 9.074/95 a criarem subsidiárias específicas e a transferir para estas seus ativos de

transmissão, constituindo as empresas de transmissão de energia elétrica. Todas as empresas proprietárias das instalações de transmissão e distribuição deverão propiciar, assim, o livre acesso aos usuários que deveriam ser comercialmente neutras, isto é, não podem comprar ou vender energia, mas apenas oferecer o serviço de rede. A Lei 10.848 de 15/03/04, dentre outras definições, altera esse critério de empresas específicas para a função de transmissão, permitindo novamente a existência de empresas verticalizadas na geração/transmissão.

Existem já no setor várias empresas de distribuição/comercialização (Empresas D/C), e outras estão sendo criadas pela divisão de algumas das maiores empresas de D/C. Estas são divididas em: empresas D/C, atuando em suas áreas de concessão; C, atuando fora de suas áreas de concessão; geradoras, atuando como comercializadores; e comercializadores, atuando sem uma área de concessão.

Do ponto de vista do mercado, o novo marco regulatório setorial cria as figuras do “Mercado Livre”, “Mercado Cativo” e o “Mercado de Atacado de Energia”. O “Mercado Livre” é representado pelos consumidores livres, constituindo os consumidores que podem escolher seus fornecedores de energia elétrica.

O “Mercado Cativo” é representado pelos consumidores que não têm conexão com rede de transmissão ou possuem reduzida capacidade instalada e, nesse caso, estão obrigados a ser atendidos pelo concessionário local, e o Poder Concedente exerce um papel regulador e fiscalizador para preservar os interesses desses consumidores. As tarifas dos consumidores cativos são reguladas pela ANEEL. Criou-se também um Conselho de Consumidores, com o objetivo de prover mais transparência ao processo decisório no setor elétrico.

Uma característica central do novo modelo comercial foi a criação do MAE. O MAE é o ambiente virtual em que todos os compradores e vendedores de eletricidade podem negociar seus contratos de compra e venda de energia, e em que será determinado o preço de curto

prazo ("preço spot") da energia elétrica. Será comercializada no MAE toda a energia elétrica que não for coberta por contratos bilaterais entre os produtores e os comercializadores.

5.7 O quadro institucional

O Estado, dentro do novo contexto institucional passa a ser gestor do setor. A FIG. 6 apresenta o quadro institucional com a reestruturação do setor elétrico.

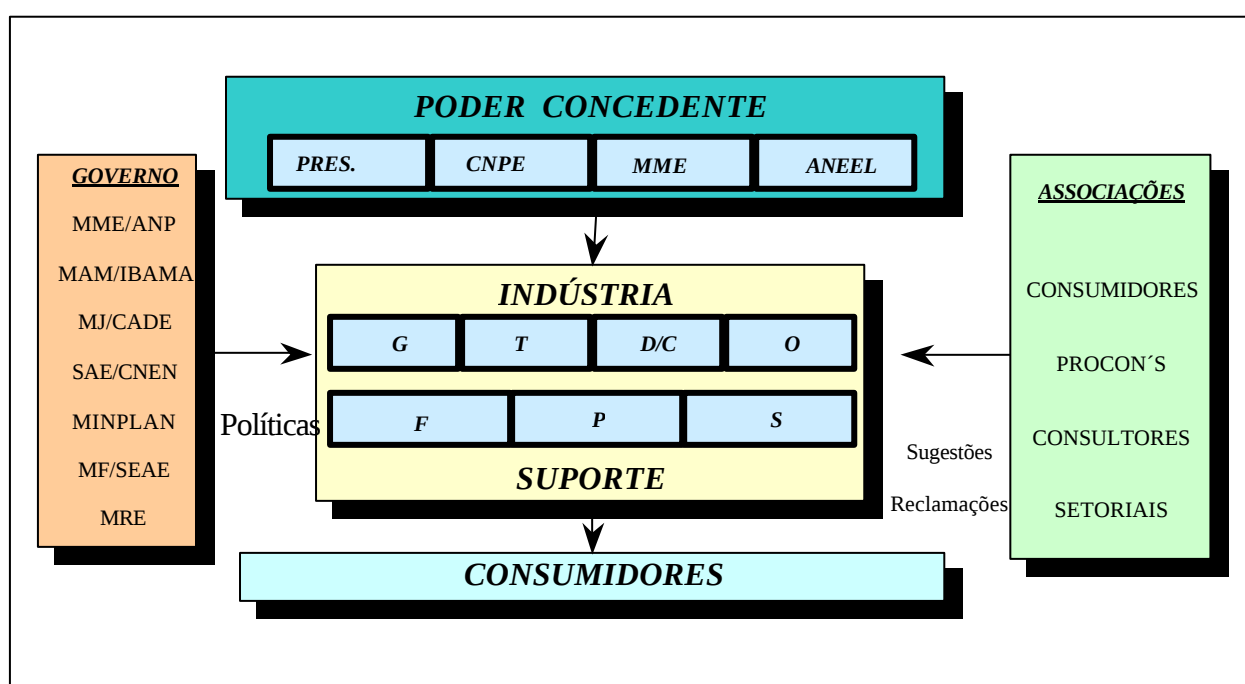


FIGURA 6 - Quadro Institucional

Fonte: RAMOS, 2002. Relatório Interno do Grupo EDP/Bandeirante..

Dessa forma, o Poder Concedente, constituído pela Presidência da República e pelo Ministério de Minas e Energia, passou a ser responsável pela política energética nacional e passou a ter como função, através de seus instrumentos legais, promover o desenvolvimento da indústria de energia elétrica no país, de acordo com os interesses públicos. Subordinado à Presidência da República, o Ministério de Minas e Energia, para a execução de suas atribuições, passou a possuir diversos órgãos para implementar políticas na área energética, no país, como o CNPE, CCPE e ANEEL.

O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, criado pela Lei n. 9.478, órgão de assessoramento do Presidente da República para a formulação de políticas e diretrizes de energia, em conformidade com o disposto na legislação aplicável, destinada-se a:

- a)** promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País;
- b)** assegurar, de acordo com as características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional;
- c)** rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;
- d)** estabelecer diretrizes para programas específicos como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear;
- e)** estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado;
- f)** assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis.

O MME é responsável pela formulação de políticas e diretrizes destinadas a promover o aproveitamento dos recursos energéticos do país.

A ANEEL é o órgão regulador responsável pela fiscalização e regulação da indústria de energia elétrica no país. Embora seja vinculada ao MME, a ANEEL não está subordinada ao Ministério. Para sinalizar ao mercado as tendências do mesmo e a possibilidade de expansão, foi criado o Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão - CCPE, subordinado ao MME, para executar o planejamento indicativo da expansão do setor e o planejamento determinativo da transmissão, para assegurar a concorrência no MAE.

A indústria de energia elétrica está dividida em geração, transmissão distribuição e comercialização de energia. Um operador independente, o ONS, garante a operação integrada dos diversos submercados. Como agentes que executam atividades integrativas e de suporte a esta indústria, estão a ELETROBRÁS e o BNDES que fazem o suporte financeiro ao setor.

O sistema ELETROBRÁS, atuando como agente do governo federal, exercendo as funções empresariais de cunho institucional e de coordenação e integração do setor é subordinada à Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia. A ELETROBRÁS constitui uma empresa de economia mista com atuação em todo território nacional, através de empresas subsidiárias (ELETROSUL, FURNAS, ELETRONORTE E CHESF), como acionista da ELETRONUCLEAR – ELETROBRÁS Termonuclear S.A, empresa resultante da cisão do ativo nuclear de FURNAS, e mantenedora do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, responsável pelo desenvolvimento tecnológico e pelo aprimoramento de equipamentos e materiais do Setor.

Participava com quase 60% da geração de energia elétrica no país, incluindo a UHE Itaipu com 12.600 MW, e com 64% da transmissão em linhas de tensão superior a 230kV. Atua, também, no relacionamento internacional, na gestão ambiental, sendo responsável pela elaboração e coordenação da política do Meio Ambiente do Setor Elétrico, e em programas de

Combate ao Desperdício de Energia Elétrica – PROCEL (*Relatório Grupo EDP/Bandeirante*, 2002).

Principal financiadora da indústria de eletricidade, a ELETROBRÁS acumulou uma carteira que é de cerca de 60% do ativo total do setor. Em parceria com os governos estaduais e o BNDES, a ELETROBRÁS tem participação na administração de empresas concessionárias de energia, com gestão vinculada ao objetivo empresarial, otimizando as condições de privatização das mesmas (*Relatório Grupo EDP/Bandeirante*, 2002).

No antigo modelo, o planejamento da expansão da oferta de energia elétrica era realizado pelo Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS da ELETROBRÁS, de maneira normativa ou, conforme também se está habituado a designar no jargão do Setor, de forma determinativa, ou seja, elaborava-se um plano de expansão, com horizonte de dez anos (Planos Decenais), das obras que deveriam entrar em operação em determinadas datas para garantir o suprimento de energia dentro do critério de 5% de risco de déficit. Assim as obras começavam a ser construídas com maciço aporte de recursos financeiros da máquina estatal (*Relatório Grupo EDP/Bandeirante*, 2002).

Os planos decenais eram elaborados anualmente pelo GCPS/ELETROBRAS em atendimento ao Decreto n. 96.652/88, e, a partir da nova regulamentação e legislação do setor elétrico, o plano passou a ter um caráter indicativo, apontando a seqüência indicativa de projetos, sem definir, *a priori*, no caso de projetos sem concessão ou autorização, qual o agente responsável pela sua implementação, além do que outros projetos, de interesse de mercado, podem ser viabilizados pela atuação dos agentes interessados.

No novo modelo, o modelo de comercialização de energia no setor preconiza a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, com a garantia do livre acesso de agentes geradores e consumidores ao sistema de transmissão, que deverá permanecer regulado, por constituir um monopólio natural.

O novo ambiente de concorrência, tanto na geração, como na comercialização de energia, introduziu novos paradigmas para a atividade de planejamento, devendo ser reestruturados os estudos de mercado (informações antes compartilhadas sem restrições), as premissas e os objetivos do planejamento de expansão da oferta, tornando-o indicativo, segundo a premissa de maior participação da iniciativa privada nos empreendimentos de geração. Esse planejamento deverá ser realizado de forma compartilhada com os agentes ONS e ANEEL, no âmbito do CCPE.

De acordo com a Portaria n. 150, do MME, de maio de 1999, coube ao Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão - CCPE coordenar a execução do Plano Decenal de Expansão e apresentar, sempre que necessário, propostas para a correção dos desvios observados, de forma a garantir o suprimento ao mercado nacional. Agindo de forma a contribuir com a política energética e realizando ações coordenadas pelo poder executivo, outros órgãos de governo colaboram com o setor elétrico, entre eles as diversas agências reguladoras, em especial, a Agência Nacional de Petróleo - ANP, e as agências estaduais de regulação, que executam algumas atividades em conjunto com a ANEEL, os Ministérios do Planejamento, Fazenda, Justiça, Meio Ambiente, Relações Exteriores, além de outros órgãos do governo como o Conselho Nacional de Energia Nuclear – *CNEN*.

Do lado do consumo, organizações não governamentais como: associações de consumidores, organismos de proteção ao consumidor (PROCONs), consultores de setores específicos, entre outros, atuam em defesa dos interesses dos diversos consumidores, avaliando e orientando questões ligadas a fornecimento, tarifas e adequidades dos serviços prestados ao consumidor.

5.8 Os agentes de Setor Elétrico

A reestruturação do Setor Elétrico brasileiro permitiu o surgimento de inúmeros agentes, muitos dos quais recebendo funções específicas diferentemente da estrutura anterior, de maneira a garantir um ambiente concorrencial na geração e na comercialização de energia.

A nova modelagem proposta para o Setor é bastante abrangente. Contempla rearranjos na estrutura comercial do setor; mudanças no aparato legal (contratos, entidades legais envolvidas, documentação etc.); alterações na regulamentação econômica, técnica e qualidade na prestação do serviço; mudanças institucionais; reorganização das atribuições e funções da ELETROBRÁS e do órgão regulador; redefinição do agente financeiro; levantamento e alocação dos riscos dos negócios envolvidos na indústria; e definição das taxas de retorno apropriadas para os investimentos, de acordo com os riscos envolvidos nos negócios.

A seguir, apresentam-se as funções e as definições dos principais órgãos e agentes do setor elétrico.

5.8.1 Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

A regulação pode ser definida como o conjunto de leis, ações e controles administrativos que se originam do governo e afetam o funcionamento dos mercados, interferindo, desse modo, na eficiência interna e alocativa de empresas e setores da economia.

A regulação é necessária para suprir diferentes tipos de deficiências na operação dos mercados. Entre as diferentes razões básicas que explicam as deficiências de mercado, destacam-se:

- a)** existência de externalidades;
- b)** concentração e poder de mercado;
- c)** existência de subsídios cruzados;
- d)** dificuldade para mobilização de fundos para investimentos de baixa rentabilidade.

Para garantir condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade, foi criada, em 26 de dezembro de 1996, a ANEEL, que substituiu o DNAEE. É o órgão chave no funcionamento da nova estrutura do setor. Suas principais responsabilidades são:

- a)** licitação de concessões de geração em nome do poder concedente;
- b)** aprovação de alterações nos contratos estabelecidos no âmbito do MAE;
- c)** análise e aprovação do plano de transmissão ONS;
- d)** aplicação de regulamentação de preços em segmentos de mercado não competitivos;
- e)** administração de sistema de informações;
- f)** equacionamento de conflitos entre agentes;
- g)** delegação de funções e fiscalização de agências estaduais;
- h)** regulação técnica e econômica;
- i)** regulação das funções integrativas e de suporte.

Com essas responsabilidades, a ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

5.8.2 Operador Nacional do Sistema – ONS

A natureza peculiar do sistema de geração de energia elétrica no Brasil, que é predominantemente hidráulico, com múltiplos reservatórios de grande capacidade de armazenamento, leva a função de produção desse sistema a ser essencialmente estocástica.

Para buscar a maximização da produção de energia do sistema de geração como um todo, a operação do sistema é coordenada por um Operador Nacional do Sistema, o ONS.

O ONS foi criado para substituir a estrutura cooperativa de coordenação da operação existente (antigo GCOI), responsabilizando-se por manter os ganhos sinérgicos resultantes da otimização da operação dos sistemas de transmissão e geração de energia elétrica e por viabilizar a expansão do sistema de transmissão a mínimo custo.

O ONS é uma entidade privada, criada em 26 de agosto de 1998, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros. O ONS é uma associação civil, cujos integrantes são as empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica, e consumidores livres, tendo o MME como membro participante, com poder de veto em questões que conflitem com as diretrizes e as políticas governamentais para o setor. Também tomam parte nessa associação os Conselhos de Consumidores.

São atribuições do ONS:

- a) planejamento e programação da operação e despacho centralizado da geração;
- b) supervisão e coordenação dos centros de operação dos sistemas elétricos;
- c) supervisão e controle da operação dos sistemas eletro-energéticos nacionais e das interligações internacionais;

- d) contratação e administração dos serviços de transmissão, do acesso à rede e dos serviços ancilares;
- e) Proposição à ANEEL, em articulação com o CCPE, do Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica de Transmissão;
- f) definição de regras para a operação da rede básica de transmissão, a serem aprovadas pela ANEEL.

5.8.3 Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão - CCPE

O planejamento da expansão da geração, antes realizado pelo GCPS da ELETROBRÁS, passou a ser indicativo, segundo as disposições estabelecidas pela Lei n. 9.648, de 27 de maio de 1998.

O CCPE passou a ser a entidade responsável pelo planejamento da expansão do sistema elétrico, criado pela Portaria n. 150, do MME, de 10 de maio de 1999, cuja estrutura, organização e forma de funcionamento foram aprovadas pela Portaria n. 485, do MME, de 16 de dezembro de 1999, entrando em funcionamento efetivo em maio de 2000.

Além do planejamento indicativo da expansão da geração, o CCPE, responsável por um programa determinativo da transmissão, quer seja a referência para a programação das ampliações da Rede Básica de Transmissão, através de licitações das concessões, ou ainda autorizações pelo Poder Concedente, para situações peculiares em que se possa dispensar o processo licitatório.

O CCPE, na elaboração do planejamento indicativo da expansão e determinativo da transmissão, executava também as seguintes atividades:

- a) manutenção de inventários e estudos de viabilidade;
- b) elaboração de banco de dados dos sistemas;
- c) integração com o Agente Operador (ONS).

5.8.4 Agente Financeiro Setorial – AFS

O AFS seria responsável pelo financiamento dos investimentos no setor elétrico e pela prestação de garantias para mitigação de riscos (construtivos e ambientais) a empreendedores de projetos hidrelétricos. Poderia ter como fonte de financiamentos: receitas da Reserva Global de Reversão - RGR, recursos de organismos externos, serviços da dívida de ITAIPU, impostos, entre outros.

A ELETROBRÁS, tendo experiência como agente financiador, desempenharia esse papel, principalmente no que diz respeito a financiamentos de usinas hidrelétricas, sistemas isolados e eletrificação rural, que são sistemas que poderão encontrar maior dificuldade para obter investimento do setor privado.

Em última instância, a ELETROBRÁS, como comercializadora de energia no MAE, poderia comprar e vender energia no mercado para garantir a correção de eventuais assimetrias de mercado.

5.8.5 Produtor Independente de Energia Elétrica - PIE

O Produtor Independente de Energia é definido como a pessoa jurídica ou conjunto de empresas reunidas em consórcio que podem receber concessão ou autorização para produzir energia elétrica e comercializá-la, toda ou apenas uma parte, por sua conta e risco.

O PIE fica sujeito a regras operacionais e comerciais próprias, desde que atendidas As especificações previstas na legislação em vigor e no contrato de concessão ou ato de autorização. A venda de energia elétrica por produtor independente poderá ser feita para:

- a) concessionário de serviço público de energia elétrica;
- b) consumidor de energia elétrica, conforme legislação vigente;
- c) consumidores de energia elétrica, integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de cogeração;
- d) conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;
- e) qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até cento e oitenta dias contado da respectiva solicitação.

5.8.6 Autoprodutor de Energia Elétrica

Autoprodutor é a pessoa jurídica ou conjunto de empresas reunidas em consórcio que podem receber concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

A outorga de concessão ou de autorização a autoprodutor estará condicionada à demonstração, perante a ANEEL, de que a energia elétrica a ser produzida será destinada a consumo próprio, atual ou projetado.

É facultada ao autoprodutor, com devida autorização prévia da ANEEL:

- a) a cessão e permuta de energia e potência entre autoprodutores consorciados em um mesmo empreendimento, na barra da usina;
- b) a compra, por concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, do excedente da energia produzida;
- c) a permuta de energia, em montantes economicamente equivalentes, explicitando os custos das transações de transmissão envolvidos, com concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, para possibilitar o consumo em instalações industriais do autoprodutor em local diverso daquele onde ocorre a geração.

A parcela de energia produzida por autoprodutor que operar usinas térmicas em sistemas isolados, adquirida por concessionário ou permissionário do serviço público de distribuição, segundo legislação vigente, fará jus ao ressarcimento do custo de combustíveis instituído na CCC, mediante autorização da ANEEL.

5.8.7 Consumidor Livre e Comercializador de Energia

Os Consumidores Livres são consumidores que têm a opção de escolher o seu fornecedor de energia. As condições de contratação de energia elétrica por consumidores livres estão estabelecidas na Resolução n. 264/98 da ANEEL.

Num primeiro momento, os consumidores livres eram os consumidores com demanda contratada superior a 10 MW e atendidos em tensão superior a 69 kV ou novos consumidores com demanda superior a 3 MW, que podiam selecionar seus fornecedores, independente da área de concessão, utilizando a facilidade do livre acesso à rede de transmissão (*Relatório Grupo EDP/Bandeirante*, 2002).

Consumidores acima de 500kW podem comprar energia diretamente de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH, usina hidrelétrica com potência instalada inferior a 30MW, usinas que utilizam fontes renováveis e cogeração abaixo de 30MW). O limite de demanda para consumidores atendidos com tensão igual ou superior a 69kV foi reduzido para 3 MW. Segundo a ANEEL, com essa redução, ocorrida em 10 de julho de 2000, o número de consumidores potencialmente livres, passou a ser em torno de 1.100. Nessa resolução a ANEEL sinalizou que em 2005 todos os consumidores, inclusive os residenciais, poderiam optar por serem livres (*Relatório Grupo EDP/Bandeirante*, 2002) o que de fato acabou não ocorrendo.

É importante ressaltar que, mesmo atendendo aos critérios estabelecidos na legislação vigente, o consumidor não é obrigado a tornar-se livre. A Resolução n. 249 dispõe no Art. 4 que qualquer consumidor livre poderá participar do MAE, desde que representado por agente integrante da mesma categoria, através de formalização expressa do MAE.

O Comercializador de Energia ou Agente Comercializador é um agente de mercado titular de autorização outorgada pela ANEEL para vender energia elétrica a consumidores finais e para comprar e vender energia elétrica no âmbito do MAE.

A Resolução n. 265/98, regulamentou as condições para o exercício da atividade de comercialização de energia elétrica. Para autorização dessa atividade, o requerente deverá comprovar capacidade jurídica, regularidade fiscal e idoneidade econômico-financeira.

O Agente Comercializador que não participar do MAE deverá apresentar garantias através da contratação de seguros ou fiança bancária de valor equivalente a, no mínimo, 50% do volume de vendas anuais que estará autorizado a comercializar.

A comercialização de energia elétrica, no âmbito do mercado de livre negociação, poderá ser exercida por:

- a) agente comercializador;
- b) detentores de autorização para importar e exportar energia elétrica;
- c) produtores independentes;
- d) concessionários de geração.

Assim, a atividade de comercialização de energia elétrica compreende a compra, a importação, a exportação e a venda de energia elétrica a outros comercializadores, ou a consumidores que tenham livre opção de escolha do fornecedor.

Os comercializadores de energia elétrica estão obrigados a:

- a) recolher a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica, nas condições e prazos estabelecidos pela ANEEL;
- b) observar a legislação atual e superveniente, aplicável à atividade de comercialização de energia elétrica;
- c) participar do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, nos termos da regulamentação específica.

5.8.8 Mercado Atacadista de Energia

A nova realidade da área de comercialização de energia elétrica no Brasil estabeleceu uma grande mudança em sua estrutura, quando se compara com a antiga forma de relacionamento comercial entre os agentes do setor. No novo contexto desenhado para a indústria de eletricidade do Brasil, a produção de energia elétrica foi definida como sendo um mercado concorrencial. A seguir, é apresentada uma descrição geral do MAE.

A criação do MAE foi a principal novidade do modelo. Nesse mercado seriam realizadas todas as transações de compra e venda de energia de cada sistema interligado entre produtores, empresas comercializadoras, distribuidores e grandes consumidores.

Os principais objetivos do MAE são:

- a) estabelecer um preço que reflita, a qualquer instante, o custo marginal da energia no sistema;
- b) estabelecer um preço que possa ser usado para balizar os contratos bilaterais de longo prazo;
- c) prover um mercado em que geradores e distribuidores possam comercializar sua energia não contratada;
- d) criar um ambiente multilateral, em que distribuidores e consumidores livres possam comprar energia de qualquer produtor e os geradores possam vender a qualquer comprador.

O planejamento operacional, a programação e o despacho de carga deverão ser realizados pelo ONS, através dos dados recebidos das empresas sobre afluências hídricas, níveis dos reservatórios, disponibilidade de usinas e custos de combustíveis, assegurando a otimização hidrotérmica.

Os sistemas de transmissão e distribuição deverão permitir o livre acesso tanto de consumidores, como de geradores, havendo legislação específica para regular esses procedimentos. Os consumidores que não puderem participar desse mercado, chamados de consumidores cativos, são supridos por concessionárias de distribuição com preços regulados pela ANEEL. Os consumidores livres poderão ser supridos por qualquer comercializador de energia, tendo liberdade de escolha. Para a distribuidora local, fica preservada a função de

entrega da energia elétrica, devendo esta ser remunerada por esse consumidor, através de uma tarifa de transporte. É facultado, dentro de certos limites, ao consumidor ser livre ou cativo, não havendo nenhuma obrigação legal dessa escolha. O consumidor pode ainda ser parcialmente cativo e ter uma parcela de contrato livre. Assim, o mercado das distribuidoras está dividido em consumidores cativos e consumidores livres.

Aos geradores é facultado o estabelecimento ou não de contratos de longo prazo para comercialização da totalidade de suas energias asseguradas. A geração poderá variar frente à energia assegurada das usinas.

Se a geração estiver abaixo da energia assegurada contratada, os geradores serão obrigados a comprar energia no mercado de curto prazo para satisfazer os contratos de longo prazo bilateralmente, estabelecidos com empresas distribuidoras e comercializadoras de energia elétrica. Assim, os geradores estariam expostos ao preço do mercado de curto prazo.

Para reduzir a exposição dos geradores, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. O intuito do MRE é ratear as sobras e déficits de energia entre geradores em diferentes situações hidrológicas, minimizando os riscos relativos aos aspectos da hidrologia das usinas hidrelétricas. Esses riscos são resultantes das variações de preços devidas à diversidade de condições hidrológicas, que são inerentes ao sistema hidrotérmico brasileiro, predominantemente hidráulico.

A FIG. 7 apresenta o ambiente físico de operação do novo modelo e também os fluxos de energia elétrica do gerador à carga, bem como dos fluxos de informações necessários para a operação do sistema de forma econômica e segura.

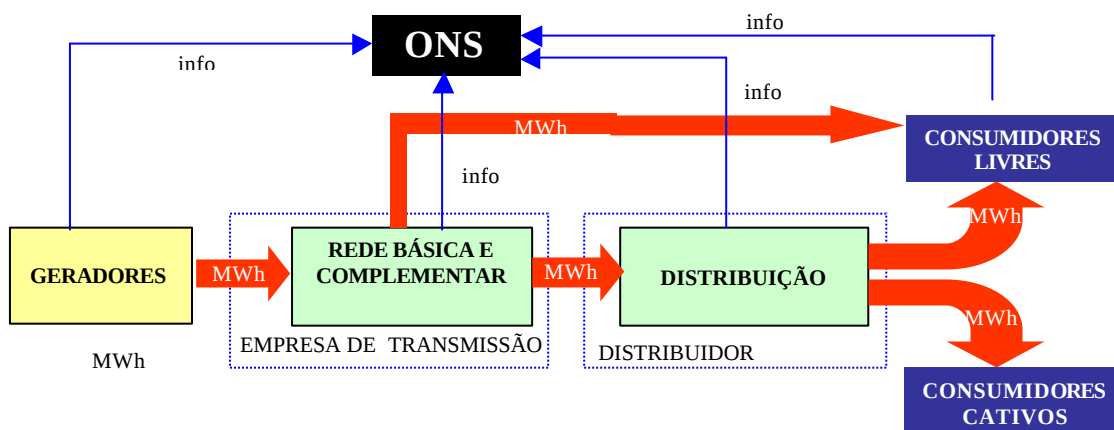


FIGURA 7: Modelo Institucional – Ambiente Físico

Fonte: RAMOS, 2002. Relatório Interno do Grupo EDP/Bandeirante..

Observe-se que as mudanças no Setor foram de cunho institucional e comercial. A estrutura física de geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica continua sem alterações. Do ponto de vista comercial, a estrutura de compra e venda de energia mudou consideravelmente. A FIG. 8 apresenta o novo modelo comercial do setor elétrico brasileiro, destacando os fluxos financeiros entre os agentes.

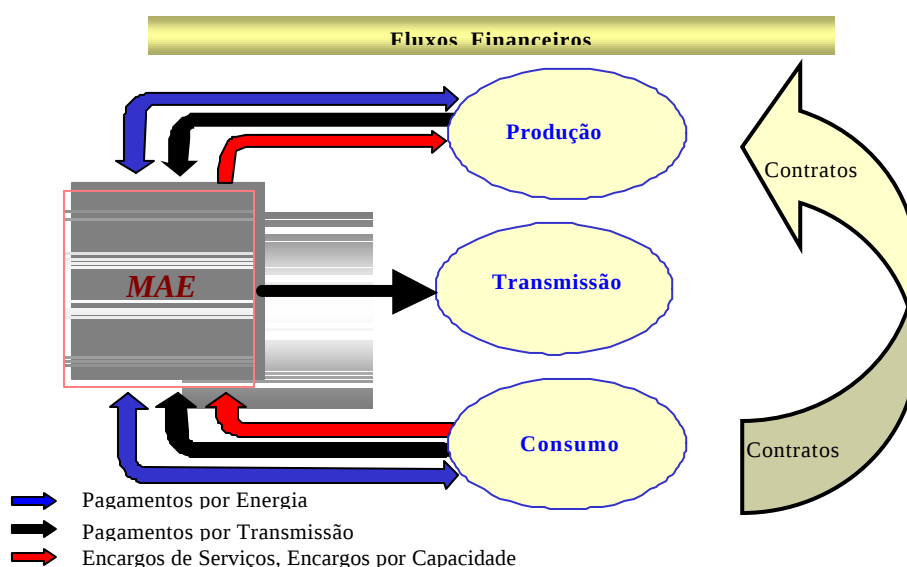


FIGURA 8: Modelo Institucional – Arranjo Comercial – Re-seb

Fonte: RAMOS, 2002. Relatório Interno do Grupo EDP/Bandeirante..

Toda a energia elétrica gerada e comercializada pelos membros do MAE será administrada no âmbito do MAE. Agentes de comercialização poderão, entretanto, adquirir energia fora do MAE, de geradores conectados diretamente às redes de distribuição.

A energia que não for comercializada em contratos de longo prazo será negociada no mercado de curto prazo.

5.8.9 Participantes do MAE

O Acordo de Mercado determina quem deve participar do MAE. São agentes compulsórios do MAE:

- a)** titulares de concessão ou autorização para exploração de serviços de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW;
- b)** titulares de concessão, permissão ou autorização para exercício de atividades de comercialização de energia elétrica com mercado igual ou superior a 300 GWh/ano;
- c)** titulares de autorização para importação ou exportação de energia elétrica em montante igual ou superior a 50 MW;

Vários outros agentes podem participar do MAE:

- a)** demais titulares de concessão ou autorização para exploração de serviços de geração;
- b)** demais titulares de concessão, permissão ou autorização para exercício de atividades de comercialização de energia elétrica;
- c)** demais titulares de autorização para importação ou exportação de energia elétrica;

d) consumidores livres.

Será facultativa a participação no MAE para os titulares de autorização para autoprodução com central geradora de capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, desde que suas instalações de geração estejam diretamente conectadas a suas instalações de consumo e não sejam despachadas centralizadamente pelo ONS, por não terem influência significativa no processo de otimização energética dos sistemas elétricos interligados.

Qualquer agente do MAE poderá ser representado por outro agente, integrante da mesma categoria, se assim o desejar, através de formalização expressa ao MAE.

A admissão de novo membro no MAE está condicionada ao cumprimento de requisitos técnicos, regulamentares e econômicos, inclusive a assinatura de termo de adesão ao Acordo de Mercado.

6 O RACIONAMENTO E AS MEDIDAS DE REVITALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO FINAL DO GOVERNO FHC¹⁹

Neste capítulo apresentam-se os principais tópicos e as conclusões do Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica brasileiro. Esse relatório é rico em informações e extenso diante de uma análise profunda do sistema elétrico brasileiro. Os itens identificados e destacados foram os aspectos relevantes com relação à estrutura operacional do sistema elétrico brasileiro no final do Governo FHC. É fato que os principais acontecimentos de relevância do setor elétrico no Governo de FHC foram as privatizações e o racionamento de energia. Assim, delineiam-se as conclusões e análises julgadas relevantes que caracterizam esse período, foco deste tópico.

6.1 Racionamento - aspectos relevantes do “Relatório Kelman” sobre a crise energética

A Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica foi criada por decreto do Presidente da República, em 22 de maio de 2001. O objetivo definido para a Comissão foi o de avaliar, no prazo de sessenta dias, a política de produção energética e identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia.

O Presidente da República, na mesma data, assinou o decreto, designando os seguintes membros para compor a Comissão: Jerson Kelman, Diretor-Presidente da Agência Nacional de Águas – ANA, como coordenador; Altino Ventura Filho, Diretor-Técnico-Executivo da Itaipu Binacional; Sérgio Valdir Bajay, Professor da Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP; João Camilo Penna, Conselheiro do Conselho de Administração da Itaipu Binacional; e Cláudio Luiz da Silva Haddad, Presidente do IBMEC Educacional S.A.

¹⁹ Este capítulo é fundamentado no “Relatório Kelman” (KELMAN, J., 2001).

A Comissão contou com o apoio logístico e operacional da Agência Nacional de Águas - ANA e realizou dez reuniões em Brasília, São Paulo e Rio de Janeiro. Foi secretariada por Bruno Pagnoccheschi, Secretário-Geral da ANA, e contou com a consultoria de Mário Veiga Ferraz Pereira, Frederico Gomes e José Rosenblatt.

O presente documento constitui o relatório da Comissão, que inclui onze anexos técnicos, nomeados de A a K, além do Anexo L, que reúne as informações acerca do desenvolvimento do trabalho.

Como já foi ressaltado, estes anexos contêm uma análise extensa e profunda sobre o sistema elétrico brasileiro, a qual complementa as análises e conclusões do relatório da Comissão que aqui se delineia. Como o relatório é de fácil acesso e extenso, citam-se, em alguns momentos, os anexos que podem ser consultados pelo leitor para melhor visualização e análise do enfoque citado.

O Relatório Kelman foi divulgado em 25 de julho de 2001, com destaque para os pontos abaixo relacionados.

A Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico investigou as seguintes questões:

- Quais foram os fatores físicos e regulatórios que levaram à crise de suprimento de energia elétrica e em que proporção cada fator contribuiu para sua severidade?
- O MME e a ANEEL estavam cientes da gravidade da crise que se avizinhava? Em caso afirmativo, foram tomadas iniciativas para amenizá-la?
- Houve fluxo de informação adequado entre o ONS, a ANEEL, o MME e o alto escalão do governo com relação à probabilidade de ocorrência e a severidade da crise de suprimento?
- Quais as causas institucionais e normativas que contribuíram para a crise?

- A Comissão tem recomendações para equacionar os principais problemas encontrados?

a) Quais foram os fatores físicos e regulatórios que levaram à crise de suprimento de energia elétrica e em que proporção cada fator contribuiu para sua severidade?

Segundo o relatório, o sistema hidrelétrico brasileiro foi projetado para atender ao consumo de energia na hipótese de ocorrência de períodos hidrológicos secos por vários anos consecutivos. Se o sistema estiver "equilibrado", somente secas excepcionais resultarão em problemas de suprimento. Quando "desequilibrado", o sistema passa a depender de ocorrência de condições hidrológicas favoráveis.

Diante de um estudo retirado da Nota Técnica ONS-DPP 059/1999, os pesquisadores ilustram esse conceito. Essa Nota Técnica mostra quais poderiam ter sido as evoluções do armazenamento de energia da região Sudeste, ao longo do ano de 2000, na hipótese de ocorrência de sessenta e seis cenários hidrológicos, cada um deles correspondente a um ano da série histórica de vazões. Todas as evoluções partem da situação real existente em 30 de novembro de 1999, quando o estoque de energia era excepcionalmente baixo: cerca de 20% do armazenamento máximo. Tal estudo mostrou a imensa variabilidade no estoque de energia, haja vista que a energia armazenada atingiria 100% ainda em fevereiro de 2000. Para a pior das evoluções, a energia armazenada seria nula (0%) em junho, o que resultaria em prolongado racionamento energético (KELMAN, J.,2001).

O que se menciona também na Nota Técnica, é que a energia armazenada também ficaria nula em nove evoluções, significando que a possibilidade de racionamento em 2000 não poderia, em novembro de 1999, ter sido descartada.

Segundo o relatório, a probabilidade de déficit energético para o ano 2000 poderia ter sido estimada, em novembro de 1999, em cerca de 14%, valor muito superior ao adotado

tradicionalmente pelo Setor Elétrico, de 5%. Essa vulnerabilidade poderia ter deflagrado medidas preventivas, pelo MME, já em novembro de 1999. Caso as condições hidrológicas verificadas em 2001 tivessem ocorrido em 2000, teria sido deflagrado um racionamento, em 2000, mais severo do que o País enfrentou em 2001.

A condição de armazenamento do sistema, em novembro de 1999, era excepcionalmente desfavorável devido ao desequilíbrio do sistema, que resultou em uso excessivo da água armazenada nos reservatórios. Caso a energia armazenada, em novembro de 1999, fosse superior a 70% da energia armazenada máxima, que é um valor típico para um sistema equilibrado, um novo cenário mostraria que nenhuma das evoluções teria implicado em déficit energético.

Estando o sistema desequilibrado, a hidrologia desfavorável dos últimos anos teve o efeito de precipitar a crise. Ou seja, se as vazões afluentes às usinas nos últimos anos não tivessem sido adversas, a crise não teria se materializado, mesmo estando o sistema desequilibrado

As vazões afluentes em anos recentes às usinas de FURNAS e Itumbiara, respectivamente no Rio Grande e Rio Paranaíba, que são reservatórios representativos da Região Sudeste, configuravam uma situação de hidrologia moderadamente adversa. A seca do período analisado foi a quarta pior de uma série histórica de setenta anos, sob a ótica de garantia da vazão firme.

No caso da usina de Sobradinho, no Rio São Francisco, o maior e mais representativo reservatório da Região Nordeste, enfrentava-se, também sob a ótica de garantia da vazão firme, a pior seca da série histórica, que é um pouco mais adversa do que as duas piores secas até então registradas na série histórica ocorrida entre maio de 1970 e novembro de 1971 e entre maio de 1994 e novembro de 1996. No entanto, mesmo na Região Nordeste, a hidrologia adversa não explica a severidade do racionamento. A vazão firme de Sobradinho,

igual a 1870 metros cúbicos por segundo, é inferior em 30 metros cúbicos por segundo à vazão firme que havia sido calculada com a série histórica terminando em 1995. Trata-se de uma pequena diferença que, acumulada de maio de 2000 a abril de 2001 e transformada em energia pelas usinas da CHESF, corresponderia a apenas 2% do estoque máximo de energia da Região Nordeste.

Assim, segundo a Comissão, “a hidrologia desfavorável precipitou uma crise que só poderia ocorrer, com a severidade que ocorreu, devido à interveniência de outros fatores. A hidrologia adversa, por si só, não teria sido suficiente para causar a crise”.

Foram investigados também os fatores que levaram o sistema ao desequilíbrio. Do lado do consumo, poderia ser decorrente de requisitos de energia mais elevados do que os previstos. Entretanto, mostra-se que, para o período de 1998 a 2000, a diferença entre o consumo de energia, previsto no Plano Decenal de Expansão 1998-2007 (PD/98-07), e o montante efetivamente observado era inferior a 1%. Análise semelhante a partir do PD/95-04 revelaria resultados semelhantes.

Para a Comissão o aumento do consumo de energia correspondeu aos valores previstos e não teve qualquer influência na crise de suprimento.

A análise da não materialização do aumento da oferta de energia, a partir de 1998, quando foram implementadas reformas no setor elétrico, foi devido a dois problemas: atraso na entrada de obras de geração e transmissão programadas e efetivamente inauguradas no período 1998-2001; e a não construção de obras de geração adicionais, previstas em planos decenais, em particular PD/98-07, mas não inauguradas no período.

As obras que não foram implementadas, mas constavam do PD/98-07 e em PD's anteriores, eram essenciais para compensar a defasagem de investimentos que ocorreu desde o início dos anos de 1990. Embora as condições de armazenamento energético fossem satisfatórias por ocasião da formulação do PD/98-07, constava do Plano uma alta

probabilidade, igual a 8%, de que em 1999 haveria um racionamento maior ou igual a 10% da demanda energética.

Dessa maneira, a Comissão chega à conclusão de que houve desequilíbrio entre oferta e demanda na partida da implementação do novo modelo para o setor elétrico.

A energia que seria aportada no período 1998-2001 pela geração das usinas não implementadas representou cerca de 40 mil GWh. Essa energia adicional correspondia a 26% da capacidade de armazenamento conjunta das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Se somada ao armazenamento de 32% em maio de 2001, teria sido alcançado um armazenamento de 58%.

Em resumo, o efeito sobre o nível de armazenamento, em maio de 2001, foi devido ao atraso de obras programadas e da não construção de obras previstas nos PD's. O efeito agregado de ambos os fatores seria suficiente para elevar o nível de armazenamento das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste a 73%. Esse armazenamento era bem superior ao nível de segurança do sistema, o que teria evitado o racionamento em 2001, segundo a Comissão.

Outro aspecto importante de análise, contido no relatório, é que, antes de 1998, a expansão da geração obedecia a uma lógica de planejamento centralizado. A oferta de energia deveria ser continuamente aumentada para acompanhar o crescimento da demanda energética, basicamente através de investimentos das empresas estatais, com o objetivo de manter em até 5% a probabilidade de algum racionamento, em cada ano.

A partir de 1998, com a implantação do novo modelo para o setor elétrico, a expansão da geração passou a depender primordialmente da celebração de contratos bilaterais de compra e venda de energia entre as empresas distribuidoras ou os consumidores livres com as empresas geradoras. Nesses contratos, as partes negociavam a quantidade (MWh) e o preço (R\$/MWh) da energia a ser suprida. Qualquer diferença entre o montante de energia

produzido da geradora e o contratado com a distribuidora era compensada através de compras ou vendas no MAE.

Se um gerador produzia mais energia do que o montante contratado, estaria vendendo automaticamente esse excesso ao MAE e recebendo uma remuneração adicional por essa venda. Se, por outro lado, produzia menos do que o contratado, estaria comprando a diferença e pagando por ela, no MAE. O preço de compra/venda de energia no MAE refletia as condições de atendimento a curto prazo do sistema. Se os reservatórios estavam mais vazios, o preço do MAE era mais alto. No outro extremo, caso os reservatórios estivessem vertendo, o preço do MAE caía para um valor próximo de zero.

A remuneração de um gerador, após a reforma do setor, foi a combinação de uma renda estável, que correspondia ao pagamento dos contratos bilaterais de longo prazo *Power Purchase Agreement* - PPAs, com uma renda/pagamento variável, que correspondia à parcela da energia produzida/contratada que era vendida/comprada no MAE.

Como os preços do MAE apresentavam fortes oscilações, as distribuidoras procuravam estar quase 100% contratadas, para evitar essas oscilações e para atender a uma exigência regulatória, que impunha um nível mínimo de contratação de 85% da demanda energética agregada. Os geradores procuravam também minimizar a parcela variável de sua remuneração através de PPAs que cobriam quase toda sua capacidade de geração.

Na análise da Comissão, o fluxo de caixa desses contratos era peça-chave para o *project finance* de novas usinas. Na maioria dos casos, uma usina não se viabiliza financeiramente quando não existe um PPA, devido à alta variabilidade de preços no MAE, típica de um sistema predominantemente hidroelétrico, como é o sistema brasileiro. Essa alta variabilidade de preços no MAE também explica por que não houve interesse por parte de

usinas *merchant*²⁰ em entrar no sistema, mesmo quando os preços do MAE subiram, ao contrário do que se imaginava por ocasião da formulação do modelo do Setor.

Na transição para o novo modelo, a ampliação da capacidade de geração deixou de ser uma responsabilidade das empresas geradoras que seguiam um planejamento centralizado, procurando manter o risco de algum racionamento em até 5%. A expansão da oferta energética passaria a ser efetuada a partir da iniciativa das empresas distribuidoras, que teriam interesse em contratar energia a longo prazo por intermédio de PPA's, para atender à demanda energética crescente de seus consumidores.

Com o objetivo de incentivar a construção de novas usinas, evitando contratos especulativos que poderiam diminuir a confiabilidade de atendimento, a nova regulamentação exigiu que a energia (MWh) e a potência (MW) contratadas teriam o *respaldo* de uma geração física capaz de assegurar os respectivos suprimentos. No caso de geração hidrelétrica, esse respaldo correspondia à energia assegurada da usina. No caso de usinas térmicas, o respaldo era dado pela capacidade de produção contínua da usina (inferior à capacidade instalada).

A exigência de um respaldo físico, aliada à evidência, discutida na seção anterior, de que não foi construída a geração adicional que seria necessária para o atendimento confiável do consumo, permitiu à Comissão concluir: parte do consumo previsto das distribuidoras não poderia estar contratado na transição para o novo modelo setorial, já que a oferta existente era insuficiente. No entanto, será mostrado a seguir que o consumo previsto das distribuidoras estava integralmente contratado nos três primeiros anos de vigência do novo modelo setorial.

A partir de 1999, todos os contratos entre geradores e distribuidoras foram substituídos pelos Contratos Iniciais. Esses contratos têm validade de 1999 a 2006, reduzindo-se os montantes contratos em 25% por ano a partir de 2003. Os Contratos Iniciais cobriram praticamente 100% dos requisitos das distribuidoras no período 1999-2001.

²⁰ *Merchant* – Usinas que vendem somente no mercado “spot”, sem recorrer a contratos de longo prazo

Como os requisitos energéticos estavam praticamente 100% "cobertos" por contratos, as distribuidoras não tiveram incentivo para promover a expansão da oferta que compensasse o desequilíbrio inicial na transição para o novo modelo.

A constatação de que o consumo estava 100% contratado levou a um aparente paradoxo. Como todo contrato deveria ser respaldado por uma geração física, conclui-se (a Comissão) que a geração existente antes de 1998 mais a efetivamente construída no período 1998-2001 deveria ser suficiente para atender à carga demandada pelo sistema neste período. Se assim fosse, os 40 mil GWh de geração adicional que, de acordo com os estudos de planejamento da expansão, eram necessários para o suprimento confiável do consumo, seriam supérfluos.

Como a realidade é que o consumo não foi atendido, segundo a comissão, a geração adicional era necessária, ou seja, o respaldo de geração dos contratos iniciais era insuficiente para oferecer uma cobertura total ao consumo, dentro do nível de confiabilidade adequado. Isto explica o aparente paradoxo.

Assim, as energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais foram superdimensionadas, resultando numa sinalização equivocada para a contratação de nova geração. Estando as distribuidoras 100% contratadas, o ônus financeiro de falta de capacidade de geração cairia sobre as geradoras, que teriam de adquirir energia no MAE. Apesar de elas terem manifestado interesse em investir na expansão da geração no período em análise, a Comissão não tinha evidências de que a perspectiva de estarem expostas a perdas financeiras, decorrentes de desvios significativos entre os montantes gerados e os compromissos contratuais assumidos, tenha feito parte de seu processo decisório.

No que se refere às geradoras de controle federal, seus investimentos, assim como todos os demais do setor público federal, foram analisados e consolidados pelo Ministério do Planejamento no Orçamento da União, que foi posteriormente discutido e aprovado no

Congresso Nacional. Existem metas de política econômica quanto ao resultado final das contas públicas e, em nível micro, respeitadas essas metas, cada projeto é avaliado por seus próprios méritos. Nesse contexto, a Comissão não teve conhecimento de que a possibilidade das geradoras poderia estar exposta a graves perdas financeiras, tenha feito parte daquela análise ou da discussão do Orçamento.

Assim sendo, para a Comissão, houve falhas no processo de transição do modelo anterior – que identificou a necessidade de novos investimentos nos estudos de planejamento de expansão – para o novo modelo setorial. No novo ambiente, as distribuidoras não tiveram razões para promover a expansão porque os Contratos Iniciais cobriram 100% do consumo previsto, sem que existisse respaldo físico adequado. Por sua vez, as geradoras, embora expostas a perdas financeiras, tampouco investiram.

b) O MME e a ANEEL estavam cientes da gravidade da crise que se avizinhava? Em caso afirmativo, foram tomadas iniciativas para amenizá-la?

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

- **Geração Emergencial** - Em meados de 1999, a Eletrobrás realizou uma série de gestões para identificar e contratar geração emergencial (em particular, usinas térmicas montadas em barcas, que podem ser conectadas à rede elétrica nos portos), com o objetivo de compensar parte do atraso antevisto de Angra II, programada para entrar em operação em setembro de 1999. Foram identificados geradores no montante de algumas centenas de MW que poderiam ser alugados;

- **Programa Prioritário de Termoelétricas** - O PPT, criado em fevereiro de 2000, era visto como "a única saída para resolver o problema", tornando-se assim o principal foco de preocupações do Ministério. Data dessa época a identificação das quarenta e nove térmicas e a oferta de condições especiais para os equipamentos que entrassem em operação antes de 2003.
- **Programa Emergencial de Termoelétricas** - Embora o nome "Programa Emergencial" nunca tenha sido oficializado, ele é usado para marcar uma reorientação do PPT feita no início do ano 2000, em que os esforços foram concentrados em cerca de quinze projetos, com entrada antecipada da parcela de ciclo simples em algumas usinas. Nessa época, a Petrobrás foi vista como a solução para o andamento garantido do Programa.

A Medida Provisória no. 2149 de 29/05/01, autorizou a criação de um mecanismo de compensação destinado a viabilizar a manutenção dos preços do gás natural, cobrado em dólares à época, em um valor constante em reais, por um período consecutivo de doze meses, destinado ao programa prioritário de termoelétricas – PPT. Já a portaria interministerial no. 176 de 01/06/2001, cria a conta de compensação e a parcela compensatória, destinadas a viabilizar a manutenção de preços constantes dos contratos de suprimento de gás natural, destinados à produção de energia elétrica, eliminando o risco cambial e as variações de preços de petróleo.
- **Leilão de Capacidade** - Em fins do ano 2000, a Resolução n. 560 da ANEEL estabeleceu os critérios e as diretrizes para o processo competitivo de seleção das ofertas de potência adicional de 2500 MW e determinou que o MAE promovesse a

compra emergencial dessa capacidade térmica, cujos custos seriam repassados diretamente aos consumidores através do encargo de serviços do sistema.

O que é observado pela Comissão, é que nenhuma dessas iniciativas se concretizou.

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

No caso do PPT e do Programa Emergencial, suas implementações foram prejudicadas principalmente porque houve um longo impasse entre o MME, ANEEL, Ministério da Fazenda e a Petrobrás com relação ao repasse aos consumidores da variação cambial do preço do gás no intervalo entre reajustes anuais de tarifas. O problema estava na dificuldade de compensar o preço do gás, que é em dólar, quando a legislação do Setor Elétrico só permite o reajuste anual da tarifa, em obediência à Lei do Real.

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

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

Mais especificamente, houve descoordenação entre os setores de eletricidade, petróleo/gás e área econômica. Dentro do Setor Elétrico, houve difusão e indefinição de responsabilidades entre o MME e a ANEEL, que poderiam ter sido solucionadas pelo Contrato de Gestão entre as duas instituições, mas não foram. Cada agente atuou de acordo com sua interpretação de seu mandato legal e com lógica própria, utilizando os instrumentos

de ação disponíveis. O somatório de ações com lógicas individuais levou à lentidão e à ineficiência do processo decisório, impedindo que medidas corretivas pudessem ser tomadas a tempo.

c) Houve fluxo de informação adequado entre o ONS, a ANEEL, o MME e o alto escalão do governo com relação à probabilidade de ocorrência e severidade da crise de suprimento?

Tanto em 1999 como em 2000, o armazenamento dos reservatórios chegou a níveis críticos, sinalizando um risco de déficit elevado e a possibilidade de um racionamento muito severo. Em ambas as ocasiões, estes seriam justificados alertas ao mais alto nível do governo e à ativação de planos de contingência com opções de geração emergencial e/ou racionamento. Entretanto, a informações não fluíram de maneira adequada.

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

Houve deficiências importantes de comunicação entre o MME e o restante do alto escalão do governo. Em reunião de 26 de julho de 2000, entre o então Ministro das 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 afluições superiores a

85% da MLT (média de longo prazo)". O Ministro informou ainda, na ocasião, que essas condições hidrológicas teriam probabilidade de ocorrência superior a 90% (KELMAN, 2001).

Na visão da Comissão, a linguagem adotada teria induzido não-especialistas a concluir que não havia razões para alarme que justificassem a deflagração de ações corretivas imediatas. Assim, não teria sido devidamente sinalizada, naquela ocasião, ao Presidente da República, a possibilidade de um racionamento profundo, como o que o País enfrentou em 2001. Ainda, o fluxo de informação entre o ONS, a ANEEL, o MME e a Presidência da República foi inadequado para transmitir ao alto escalão do governo qual o risco e qual a severidade da crise de suprimento que se avizinhava.

No entendimento da Comissão houve ambigüidade no uso dos conceitos de risco e profundidade de racionamento. Em diversos relatórios do ONS havia referências à probabilidade de 5% de racionamento acima de 5% da carga, quando o critério tradicionalmente utilizado pelo setor era de probabilidade de até 5% para qualquer racionamento. Além disso, não ocorreu divulgação sistemática do risco de racionamentos mais severos, por exemplo, superiores a 10 ou 20% da carga. Finalmente, faltou a tradução em termos de impacto econômico desses diversos índices de risco e profundidade de déficit. A função de custo de déficit que deveria exercer esse papel não foi calculada com base em fundamentos econômicos

Em dezembro de 2000, o ONS apontava a possibilidade de uma situação mais favorável de suprimento em 2001 do que em 2000. Dois meses depois, em função da hidrologia desfavorável nesse período, novo relatório indicou uma mudança radical de perspectivas. Em março de 2001, o ONS solicitou ao poder concedente o contingenciamento de 20% da carga (Nota Técnica ONS 019/2001). A ANEEL, na ocasião, propôs o Plano de Redução do Consumo e Aumento da Oferta - RECAO, que se revelou insuficiente para a gravidade da situação. Destaca-se que não existia um 'Plano B', que detalhasse a logística do

acionamento. Caberia ao MME dispor desse Plano, mas toda a atenção, a partir de 1999, havia estado focada na viabilização do programa das térmicas, que afastaria a possibilidade de racionamento. Não se cogitou que o programa de térmicas poderia não ser bem sucedido. A combinação desses dois fatores, inexistência de um “Plano B” e do RECAO, levou a um atraso suplementar de um mês na implementação do racionamento.

Assim, para a Comissão, a ausência de um plano alternativo sobre o que fazer em situações hidrológicas adversas (Plano B), contribuiu para o adiamento e a lentidão de decisões, agravando a profundidade do racionamento de energia.

d) Quais as causas institucionais e normativas que contribuíram para a crise?

A Comissão identificou as seguintes causas:

- a)** lacunas de atribuições e de atuação do CNPE e do MME/Secretaria de Energia;
- b)** dificuldades da ANEEL na implantação de um ambiente regulatório adequado;
- c)** desobediência a condições contratuais;
- d)** legislação incompleta e insuficiente.

O relatório afirma que muitas dessas causas foram provocadas por atrasos e insuficiências na implementação do novo modelo setorial. Delineiam-se, abaixo, os comentários a respeito das causas institucionais.

a) Lacunas de atribuições e de atuação do CNPE e do MME/Secretaria de Energia

Embora o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, que seria o encarregado da política energética, tivesse sido criado em lei de agosto de 1997, sua regulamentação só ocorreu em decreto de junho de 2000. Portanto, até a data deste decreto, algumas de suas

atribuições eram exercidas pelo MME/Secretaria de Energia. Por sua vez, as atribuições do antigo GCPS, que concentrava o conhecimento de planejamento do Setor, foram formalmente transferidas para o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE, subordinado à Secretaria de Energia. No entanto, nem a Secretaria nem o CCPE estavam aparelhados em termos de recursos técnicos e humanos para exercer plenamente essas funções. A Secretaria de Energia teve que depender do apoio da ELETROBRÁS, cujos profissionais estavam saindo para o setor privado ou se aposentando.

Uma das claras razões, de caráter institucional, de ter eclodido a crise de abastecimento de eletricidade no País em 2001, deveu-se ao fato de se ter demorado muito para se implantar o CNPE e terem ocorrido poucas reuniões, neste período, do Conselho. As falhas de comunicação, coordenação e decisão entre o MME e outros ministérios afetos à questão, a ANEEL, o ONS e o BNDES, teriam tido bem menos chance de ocorrer com a existência e funcionamento regular do Conselho.

Não havia nenhuma lei estabelecendo a responsabilidade pelo planejamento de expansão do Setor Elétrico. A legislação vigente se resumia a portarias do MME.

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

b) Dificuldades da ANEEL na implantação de um ambiente regulatório adequado

Em todo o processo de transição para o novo ambiente, a ANEEL enfatizou os aspectos tarifários, com preocupação de evitar o aumento de tarifas para o consumidor. Sob esse aspecto, era fundamental a existência de um arcabouço regulatório adequado e estável, condição básica para que os investidores iniciassem as obras necessárias à expansão do Setor.

Sem remuneração adequada não ocorreriam investimentos e as aparentes vantagens de uma tarifa inferior à necessária teriam de ser pesadas contra a possibilidade de falta de energia, mais danosa ao consumidor.

O relatório da Comissão enfatiza que a regulação não se caracterizou por regras estáveis, claras e concisas de forma a criar um ambiente de credibilidade que tivesse propiciado o investimento contemplando, ao mesmo tempo, o interesse do consumidor.

c) Desobediência a condições contratuais

Para delinear esta questão, a Comissão se baseia na seguinte análise: o bom funcionamento da economia tem como um dos fundamentos o cumprimento das relações contratuais livremente negociadas, de acordo com a Lei. A quebra de contratos, ou a arbitrariedade na interpretação dos mesmos, tem no mínimo duas consequências severas para o funcionamento de qualquer setor. A primeira é o efeito "em cascata" nas falhas de relações contratuais. A divergência quanto aos compromissos contratuais de Angra II²¹, que levou à paralisação das atividades de contabilização e liquidação do MAE por um ano, resultou em perda de confiança dos agentes no mercado atacadista, fundamental para o funcionamento do Setor. A segunda consequência negativa é o desincentivo a uma avaliação realista de riscos e benefícios por parte dos agentes na negociação dos contratos. Ao avaliar que estes possam não ser integralmente cumpridos, o agente pode se comportar de uma maneira prejudicial ao bom funcionamento do sistema e aos interesses da sociedade.

Assim, para a Comissão faltou a percepção dos agentes, públicos e privados, de que os contratos seriam honrados.

²¹ Devido ao atraso da entrada em operação da Usina de Angra II e a responsabilidade de Furnas em comercializar os montantes de energias oriundas das eletro nucleares para cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos iniciais, houve a necessidade de Furnas comprar energia no mercado livre (MAE), cujo preço à época já era alto haja visto a proximidade do racionamento. O não cumprimento e não pagamento por parte de Furnas ao MAE, gerou um desconforto ao setor e falta de credibilidade dos demais agentes no modelo, levando ao não cumprimento de suas obrigações contratuais, ficando o MAE somente contabilizando os montantes de energia transacionados, porém, sem acerto financeiro.

d) Legislação incompleta e insuficiente

Para a Comissão, o governo geria o Setor Elétrico utilizando três instrumentos bem distintos e complementares: políticas públicas, planejamento e regulação. Através de políticas públicas, o governo sinalizava à sociedade suas prioridades e diretrizes para o desenvolvimento do Setor Elétrico. O planejamento permitia que se propusessem metas de desenvolvimento para o Setor, alinhadas com as políticas energéticas vigentes. A regulação era o elo entre a legislação setorial vigente e os mecanismos de mercado. Esses três instrumentos deveriam ser desenvolvidos de forma autônoma entre si, mas fortemente complementar. Isso não ocorreu, sendo uma grande causa institucional da crise setorial.

Assim, a legislação existente naquele momento, algumas vezes era vaga e conflitante. Nem sempre definia com clareza as atribuições de cada instituição e nem alocava responsabilidades específicas na gestão do Setor.

e) A Comissão tem recomendações para equacionar os principais problemas encontrados?

O QUADRO 1 apresenta um sumário dos principais problemas encontrados pela Comissão e sugere alguns temas que merecem investigação na busca de possíveis soluções. A pretensão desta lista foi apenas ser uma contribuição ao trabalho do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, criado pela Resolução n. 18 da Câmara de Gestão da Crise de Energia, de 22 de junho de 2001.

QUADRO 1

Problemas do Setor Elétrico

PROBLEMAS	TEMAS QUE MERECEM APROFUNDAMENTO
Insuficiência nos sinais econômicos para viabilização de investimentos	Revisão de critérios e periodicidade de cálculo dos certificados de energia assegurada das usinas hidrelétricas e dos limites de contratação para termelétricas, levando em consideração a dinâmica do uso múltiplo dos recursos hídricos. Criação de um ambiente regulatório estável, claro e conciso, em particular no que se refere ao VN-Valor Normativo, à revisão tarifária e ao repasse de custos não gerenciáveis. Aumento do requisito mínimo de contratação para as distribuidoras. Liberação compulsória de grandes consumidores. Exame do impacto dos consumidores livres no planejamento econômico-financeiro das distribuidoras. Estabelecimento de compensações financeiras para consumidores não atendidos dentro das obrigações contratuais. Revisão de rateios e de subsídios cruzados
Ineficácia na ação governamental	Agilização da atuação do CNPE para garantir eficácia da ação intragovernamental. Fortalecimento da capacidade de ação do MME/Secretaria de Energia/CCPE. Aperfeiçoamento e valorização do contrato de gestão entre ANEEL e MME. Criação de um processo de licenciamento ambiental e de planejamento da utilização dos recursos hídricos articulado entre MME e MMA-Ministério do Meio Ambiente. Revisão e consolidação da legislação do Setor.
Insuficiência de ação preventiva para evitar racionamentos de grande profundidade.	Criação de procedimentos para diferentes níveis de "sinais de alerta" do ONS para o MME em função do nível de esvaziamento e das condições hidrológicas previstas. Definição de responsabilidades entre ANEEL, MME e ONS com relação à programação de obras e projeção de demanda, usados em estudos de confiabilidade. Criação de um procedimento de restrição progressiva da oferta de energia hidrelétrica e/ou aumento de tarifa, à medida que os reservatórios do sistema esvaziam. Adoção de uma função de custo de déficit por patamares de profundidade.
Ineficácia na correção de falhas de mercado.	Formação de um "catálogo" de projetos hidrelétricos e térmicos, já com estudos de dimensionamento, localização e permissões ambientais para serem oferecidos aos investidores. Definição de ações de Governo, nos casos em que for identificada uma situação de alerta, para licitação ou contratação emergencial. Exame do papel do governo como comprador de última instância da energia produzida por usinas de interesse estratégico. Aperfeiçoamento do planejamento indicativo de geração, cotejando com a experiência internacional.
Falta de reserva de segurança para atendimento da demanda em situação de crise	Exame da possibilidade de usar encargos por capacidade para aumentar o nível de confiabilidade do sistema. Exame e remoção das dificuldades que ainda retardam a implementação das usinas a gás.
Insuficiência dos programas de conservação de energia	Revitalização do PROCEL e outros programas e medidas de conservação de energia competitivos com a geração.

Para a finalização deste capítulo, foi realizada uma coletânea de opiniões e comentários, divulgados pela mídia, com o intuito de mostrar os impactos do momento, com relação aos resultados do Relatório Kelman e outros fatos sobre a crise no Setor Elétrico.

As opiniões e conclusões extraídas dessa coletânea estão resumidas abaixo:

- 1- Além da falta de investimentos em projetos considerados prioritários, o relatório elaborado pela Comissão de Análise atribui a crise de energia à ausência de um plano alternativo para o caso de uma situação hidrológica desfavorável, à falta de definições de regras institucionais e normativas e à falha na comunicação entre os diversos órgãos do Setor Elétrico. Se a comunicação fosse feita com eficiência e as medidas emergenciais adotadas, no início do ano, o nível de corte no consumo seria de 25% e não de 20%. Essa opinião foi baseada em uma das conclusões do Relatório Kelman.
- 2- O atraso no licenciamento de projetos cruciais e a não-construção de algumas hidrelétricas foram as causas principais do racionamento de energia, segundo o relatório sobre produção energética divulgado pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia da Câmara de Gestão da Crise de energia - GCE. As usinas que deixaram de ser construídas adicionariam mais 26% de energia no estoque previsto, de acordo com o relatório, que deixa claro que a crise energética decorre do desequilíbrio entre oferta e demanda. A não implantação de obras respondeu por 2/3 da energia que deixou de entrar no sistema elétrico, sendo este o fator predominante para a crise, ressalta o relatório (KELMAN, J., 2001).
- 3- A ineficácia da gestão intra-governamental nos projetos de geração de energia é uma das principais causas para a crise atual do Setor. O documento (relatório da Comissão

de Análise do sistema Hidrotérmico de Energia da CGE), aponta quais são as deficiências que provocaram o racionamento. O texto observa que houve uma hidrologia desfavorável, mas insuficiente para provocar a seriedade da crise, e que o aumento da demanda de energia já era previsto e não teve qualquer influência na crise de suprimento. Para Kelman, os principais fatores foram os atrasos de obras previstas no plano da Eletrobrás para o período de 1998 a 2007. No entanto, o atraso de operação de Angra 2, usina de Porto Primavera e uma linha de transmissão entre o Sul e Sudeste é que aceleraram a crise .

- 4- Nesta reportagem, pode-se destacar que não só o presidente FHC, mas toda a equipe econômica foi isentada da responsabilidade pelo racionamento, segundo o Relatório Kelman. No relatório, o ONS foi parcialmente responsabilizado pela crise e errou ao não fazer uma divulgação acertada sobre a real situação dos reservatórios das usinas hidrelétricas, em novembro de 1999, o que poderia evitar a crise. O relatório também critica as atividades da ANEEL, que cometeu falhas, como a de não dar estímulos suficientes para atrair investimentos, com a criação de um ambiente regulatório estável. Também critica a demora na liberação das licenças ambientais, como ação ineficiente do governo.
- 5- O que vale destacar, nesta reportagem, é que o resultado do Relatório, sinaliza que o ex-ministro de Minas e Energia, Rodolpho Tourinho, teve forte influência para a detonação do racionamento. “A crise resultou de uma combinação de vários fatores, mas houve falhas de Tourinho ao ter apostado todas as fichas na construção de termelétricas”, conforme o resultado do relatório Kelman ²².

²² Na Gazeta Mercantil de 26 de julho de 2001 – Estudo atribui crise de energia a erros do governo. Roberto Pereira D’Araújo, diretor da Ilumina – Instituto de Desenvolvimento estratégico do Setor Elétrico, comenta

6- No relatório Kelman, foi introduzido um conjunto de sugestões para evitar a perpetuação dos problemas. O que se pode destacar das recomendações são:

a) sugeriu a criação de diferentes níveis de “sinais de alerta” do ONS para o MME, para aplicação em função do nível de esvaziamento dos reservatórios e de agravamento das condições hidrológicas;

b) no campo econômico era necessário existir no Brasil um “ambiente regulatório estável, claro e consiso, de modo que os investidores sintam-se seguros quanto aos critérios de revisão tarifária e ao repasse dos custos não-gerencias pelas concessionárias;

c) recomendou o estabelecimento de compensações financeiras para os consumidores que eventualmente não sejam atendidos dentro das obrigações contratuais;

d) concluiu também que é fundamental agilizar a atuação do CNPE e fortalecer a capacidade de ação do MME e da sua Secretaria de Energia;

e) o processo de licenciamento ambiental precisa ser apurado, para não prejudicar os projetos de energia elétrica.

- 7- A resposta dada por Rodolpho Tourinho, que foi apresentado como “culpado” pela crise de racionamento no relatório Kelman, pode ser encontrada em vários meios de comunicação. O que se pode destacar é que para Tourinho, a responsabilidade pela crise energética do país não pode ser individualizada porque ela decorre de anos e mais anos de omissões generalizadas. O governo deixou de fazer investimentos no setor energético e inibiu, inexplicavelmente, os investimentos privados no setor. Para Tourinho, faltavam regras claras e há questões regulatórias que jamais foram resolvidas. Desta maneira, Tourinho faz outras considerações mais profundas, em sua resposta, a respeito das causas da crise do Setor Elétrico (*Gazeta Mercantil*, 25/07/2001).
- 8- Para Adílson de Oliveira, Professor titular do Instituto de Economia (IE) da UFRJ e integrante do Grupo de Energia do IE, a crise não teve sua origem na falta de chuvas, tampouco em um surto inesperado de consumo. O problema surgiu como decorrência do “atraso de obras em construção (geração e transmissão) e da não implementação de novas usinas” necessárias para equilibrar a oferta e demanda. Em síntese, faltou investimento (*Gazeta Mercantil*, 03/08/2001).
- 9- Em uma audiência na Comissão Mista do Congresso em Brasília, Roberto D’Araújo diretor da Ilumina, diz que a economia de energia realizada no passado deveria ser de 20%, e para este ano (2001) deveria ser de 25%. Para o ex-secretário de Energia do MME, Peter Greiner, os fatos que provocaram a crise no Setor Elétrico começaram em 1980, e as políticas federais ao longo do período não conseguiram resolver a situação (KELMAN, J., 2001).

Vale ressaltar ainda que após o racionamento sobraram os prejuízos dos agentes: os geradores porque tiveram seus contratos de suprimento de energia às distribuidoras reduzidos e às distribuidoras porque tiveram seus mercados reduzidos compulsoriamente em função do racionamento. Para resolver essa questão, houve o que se convencionou chamar de “acordo do setor elétrico”, onde se valorizaram as perdas das empresas (geradoras e distribuidoras) e o BNDES- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, criou uma linha de crédito para financiar os prejuízos desses agentes (distribuidoras e geradoras). O pagamento desse financiamento foi repassado aos consumidores através da criação de um reajuste extraordinário de tarifas – RTE, que vêm sendo aplicado ao mercado para pagar os prejuízos desses agentes com uma previsão média de arrecadação de 72 meses.

6.2 A Revitalização do Modelo do Setor Elétrico no final do Governo FHC

Considerando o quadro institucional do Setor Elétrico descrito, adicionado aos problemas decorrentes do processo de racionamento de energia elétrica instaurado no país no ano 2001, o governo federal instituiu a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, que, além de ter como atribuição administrar a crise do racionamento, também tem a missão de encaminhar propostas para corrigir as disfuncionalidades correntes e propor aperfeiçoamentos para o referido modelo, que se darão através do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, instaurado pela GCE.

A instalação do Comitê de Revitalização do Setor Elétrico ocorreu em 27/06/2001. Naquela ocasião ficou acordado que os trabalhos desenvolvidos pelo Comitê deveriam se pautar na busca de soluções que preservassem os pilares básicos de funcionamento do modelo do Setor, a saber, competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, expansão dos investimentos necessários com base em aportes do setor privado e regulação dos

segmentos que são monopólios naturais - transmissão e distribuição de energia elétrica – para garantir a qualidade dos serviços e o suprimento de energia elétrica, de forma compatível com as necessidades de desenvolvimento do país.

Visando a dar eficiência à execução do trabalho de identificar e diagnosticar os obstáculos ao investimento privado no Setor e de encaminhar soluções de aperfeiçoamento do modelo, foram formados quatro subgrupos no âmbito do Comitê, cada um deles com tarefas específicas – Questões Regulatórias, Mercado, Questões Contratuais e Planejamento - coordenados, respectivamente, por BNDES, Ministério da Fazenda, Advocacia Geral da União - AGU/BNDES e Ministério de Minas e Energia. Como resultado desses trabalhos, foram propostas trinta medidas que complementam medidas anteriores vigentes ou abordam novos temas, as quais podem ser classificadas em oito temas gerais, conforme a seguir:

♦ *Normalizar o Funcionamento do Setor*

Trata-se de um conjunto de medidas de curto prazo visando a normalizar o funcionamento do mercado. Essas medidas incluem: acordo geral entre distribuidoras e geradoras, para a solução de pendências financeiras, devido ao racionamento, e daquelas anteriores a esse acordo; solução de dificuldades de governança no Mercado Atacadista de Energia, com o objetivo de assegurar a contabilização e a liquidação dos meses anteriores e o funcionamento normal dessas funções a partir dos próximos meses; correção de problemas encontrados no processo de cálculo dos custos marginais de curto prazo, que são usados como *proxy* dos preços de curto prazo no MAE.

♦ *Aperfeiçoamento do Mercado*

Tem-se aqui um conjunto de medidas estruturais de reforço à livre competição nos segmentos de geração e comercialização, que inclui: verificar a viabilidade de substituir o atual processo de uso dos custos marginais como *proxy* dos preços por um mecanismo de oferta de quantidade e preços mais aderentes aos fundamentos de mercado; regulamentar a comercialização da energia de empresas públicas, com o objetivo de transparência e garantir que não haverá exercício de poder de mercado no processo competitivo; criar estímulos para que os consumidores cativos se tornem livres, o que é fundamental para a criação de um mercado.

♦ *Assegurar Expansão da Oferta*

Os estudos realizados pelo Comitê mostraram que as características do sistema brasileiro, em particular a volatilidade dos preços de curto prazo e as dificuldades para que geradores hidrelétricos gerenciem seus riscos individuais, criam obstáculos importantes para a expansão competitiva da oferta que assegure de maneira consistente a confiabilidade de suprimento. É necessário desenvolver mecanismos complementares que assegurem um suprimento confiável, tais como: incentivo à contratação bilateral de energia e ponta; revisão dos certificados de energia assegurada que respaldam os contratos bilaterais; criação de uma reserva de geração através do pagamento de encargos por capacidade; incentivo à conservação e uso eficiente da energia; agilização do processo de licenciamento ambiental.

♦ *Monitorar a Confiabilidade de Suprimento*

Como indicado no relatório da Comissão de Despacho do Sistema Hidrotérmico e confirmado nos estudos desse Comitê, há deficiências no processo de acompanhamento das perspectivas de suprimento e na criação de instrumentos de ação preventivos e corretivos por parte do governo no caso de falhas de mercado. Foram então propostas as seguintes medidas: aperfeiçoamento no processo de monitoramento das perspectivas de suprimento por parte do ONS; reforços na capacitação técnica do MME de maneira a permitir que o mesmo exerça plenamente suas responsabilidades de monitoramento da “lógica” do modelo energético; implementação de medidas preventivas no caso de falhas de mercado que comprometam a confiabilidade de suprimento.

♦ *Aperfeiçoar Interface entre Mercado e Setores Regulados*

Este conjunto de medidas tinha como objetivo assegurar que os sinais econômicos dos setores regulados para os competitivos induziam o desenvolvimento mais eficiente dos recursos: aperfeiçoar as tarifas por uso do sistema de transmissão, que contribuem para a melhor localização dos equipamentos de geração; aperfeiçoar e simplificar o procedimento de cálculo do Valor Normativo (VN), que limita o repasse dos preços de geração para os consumidores cativos; aperfeiçoar a capacitação técnica das equipes de planejamento da transmissão do MME e as metodologias de dimensionamento de interligações regionais.

♦ *Defesa da Concorrência*

Este conjunto de ações visa a evitar poder de mercado em segmentos competitivos ou entre segmentos competitivos e regulados: aperfeiçoar a neutralidade das ações

do ONS; separar empresarialmente as atividades de geração e transmissão das empresas ainda verticalizadas, assegurando a neutralidade desse último segmento; estabelecer limites mais estritos para participações cruzadas de investidores nos segmentos de geração e transmissão, e na auto-contratação de geradores por parte de distribuidoras; complementar o processo de cálculo e atualização das tarifas dos setores regulados, com ênfase na separação das tarifas de distribuição “fio”, a qual é essencial para a existência de consumidores livres; regularizar a situação de empresas com contrato de concessão expirado.

♦ *Realidade Tarifária e Defesa do Consumidor*

É um conjunto de medidas que visa a que: as tarifas sejam aderentes aos custos de cada segmento de consumo (residencial, industrial e comercial); determinados segmentos de consumo não paguem desproporcionalmente pelo custo de medidas de interesse geral do país, tais como o estímulo a fontes alternativas de energia; os aumentos de tarifas não sejam excessivos, que não reflitam a perspectiva de preços a longo prazo; o atendimento aos consumidores seja universalizado; seja regulamentada uma tarifa social para consumidores de baixa renda.

♦ *Aperfeiçoamento Institucional*

Esta medida visa a reforçar a eficácia e transparência de atuação dos agentes institucionais do Setor através do aperfeiçoamento de seus quadros técnicos e de seus procedimentos operacionais.

A crise energética de 2001, cujos efeitos foram sentidos pela sociedade como um todo, em especial o setor produtivo, indicou, segundo as manifestações expostas neste capítulo, que

os critérios regulatórios e os sinais para novos investimentos no Setor deveriam ter sido mais calibrados.

O ano de 2002 foi marcado pela intenção do Governo FHC de desenvolver medidas de revitalização do Setor, expostas acima, não se logrando em êxito, uma vez que a maioria delas não chegou a ser implantada, e chegara o período de eleições do novo governo federal, e o partido vencedor, representado pelo Governo Lula, já acenava com novas reformas para o Setor Elétrico.

7 GOVERNO LULA: O MODELO DO SETOR ELÉTRICO²³

7.1 - Introdução

Passaram onze meses de governo em que foram realizados e coordenados estudos sobre o Setor Elétrico pelo MME, e submetidos à Sociedade e, em particular, às entidades representativas dos vários agentes desse Setor, até que o Governo Lula editasse a Medida Provisória n.144, de 11 de dezembro de 2003, que definiu um novo marco regulatório para o Setor Elétrico brasileiro.

O Decreto n. 5.163 regulamentou as regras de comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e de autorizações do novo modelo do Setor Elétrico, previstas na Lei n. 10.848/2004, assinada pelo Presidente da República, Luiz Inácio Lula da Silva, em 30 de julho de 2004, e as Leis n. 10.847 e n. 10.848, do novo modelo do Setor Elétrico, foram aprovadas pelo Congresso Nacional em março de 2004.

O que se pode ressaltar de importante, foi o processo de construção da regulamentação, que contou com a participação dos agentes do Setor Elétrico.

A importância de um marco regulatório estável, na visão da então Ministra de Minas e Energia – Dilma Rousseff, deve garantir tarifas menores aos consumidores, segurança no abastecimento e investimentos na expansão do sistema, tendo, como objetivo de importância

²³ Para a elaboração deste tópico, realizou-se uma coletânea de opiniões e comentários, sobre o novo modelo do Setor Elétrico no Governo Lula. Estes relatórios e estudos foram: a) Relatório da Tendência Consultoria de agosto de 2003, que analisa a proposta do novo Modelo para o Setor Elétrico em discussão com a sociedade brasileira, antes da edição da Medida Provisória n. 144. A Tendência Consultoria preparou relatórios mensais com base em estudos internos e em informações de conhecimento público. Este, assinado por Armando Franco, analista do departamento de Gás e Energia Elétrica, Mineração, Químico, Siderúrgico da Tendência; b) Coluna Painel de controle, do Jornal “O Dia” das seguintes datas: 6/08, 07/08, 08/08, 09/08 de 2003. Luiz Nassif analisa as medidas propostas pelo Governo Lula; c) Justificativas da Ministra de Estado de Minas e Energia – Dilma Rousseff, com relação aos objetivos da reformulação do Setor Elétrico. Esta análise pode ser encontrada no site do Ministério de Minas e energia: <www.mme.gov.br>, d) Análise das repercussões das Medidas Provisórias para o Setor Elétrico realizado pela CBIEE-Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica.

maior, garantir que a oferta de energia elétrica não seja mais obstáculo ao desenvolvimento econômico do País.

Para o Governo Lula, a edição da Medida Provisória n. 144, de 11 de dezembro de 2003, convertida posteriormente na Lei n. 10.848, de 2004, decorreu da necessidade de definição de um marco regulatório claro, estável e transparente para o Setor Elétrico, para que possibilitasse a efetiva garantia do suprimento para o mercado, a expansão permanente das atividades intrínsecas ao Setor (geração, transmissão e distribuição), vinculada à segurança e à busca da justa remuneração para os investimentos, e a universalização do acesso e do uso dos serviços, além da modicidade tarifária, em um horizonte de curto, médio e longo prazos.

Nesse sentido, as modificações introduzidas pela Lei n. 10.848, trouxeram novas perspectivas ao Setor, que visam a retomada dos investimentos na geração, na transmissão e na distribuição de energia elétrica.

7.2 – Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004

O Decreto n. 5.163 detalha e especifica as providências necessárias para alcançar os objetivos propostos, que são:

- ♦ promover a modicidade tarifária;
- ♦ garantir a segurança do suprimento;
- ♦ criar um marco regulatório estável.

Para que o novo modelo seja devidamente implementado, é necessário detalhar as regras gerais de comercialização de energia elétrica, a seguir enumeradas.

- a) O principal instrumento para modicidade tarifária é o leilão para contratação de energia pelas distribuidoras, com o critério de menor tarifa.
- b) A segurança de suprimento é baseada nos seguintes princípios:
- todos os agentes de consumo devem contratar 100% de sua carga;
 - cada contrato de venda de energia deve ter um lastro físico de geração, de forma que não existam contratos sem a correspondente capacidade física de suprimento.
- c) A construção eficiente de novos empreendimentos será viabilizada por meio das seguintes medidas:
- leilões específicos para contratação de novos empreendimentos de geração de energia;
 - celebração de contratos bilaterais de longo prazo entre as distribuidoras e os vencedores dos leilões, com garantia de repasse dos custos de aquisição da energia às tarifas dos consumidores finais;
 - licença ambiental prévia de empreendimentos hidrelétricos candidatos.

Segundo o Governo, este conjunto de medidas reduz substancialmente os riscos do investidor, possibilitando o financiamento do projeto a taxas mais atrativas, com benefícios para o consumidor.

- d) A criação de um marco regulatório estável requer uma clara definição das funções e atribuições dos agentes institucionais. Em particular, o modelo:
- esclarece o papel estratégico do MME, enquanto órgão mandatário da União;

- ♦ reforça as funções de regulação, fiscalização e mediação da ANEEL;
- ♦ organiza as funções de planejamento da expansão, de operação e de comercialização.

O Decreto é dividido em seis capítulos, e o capítulo 2 está subdividido em cinco seções:

1. Regras Gerais de Comercialização de Energia Elétrica
2. Comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada
 - Seção 1 – Disposições Gerais
 - Seção 2 – Informações e Declarações de Necessidades de Energia Elétrica
 - Seção 3 – Leilões para Compra de Energia Elétrica
 - Seção 4 – Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica
 - Seção 5 – Repasse às Tarifas dos Consumidores Finais
3. Comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre
4. Contabilização e Liquidação de Diferenças no Mercado de Curto Prazo
5. Outorgas de Concessão
6. Disposições Finais e Transitórias

a) Capítulo 1 – Regras Gerais de Comercialização

Este capítulo apresenta as definições essenciais do Decreto, destacando-se:

- Ambiente de Contratação Regulada – ACR, no qual se realizam as operações de compra e venda de energia envolvendo as distribuidoras e geradoras;
- Ambiente de Contratação Livre – ACL, no qual as operações de compra e venda são livremente negociadas;
- Consumidor Livre é aquele atendido em qualquer tensão, que tenha exercido a opção de contratar energia elétrica, conforme as condições previstas nos Art. 15 e 16 da Lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei n. 10848/04;
- Consumidor Potencialmente Livre é aquele atendido em qualquer tensão, que por seu porte tem direito de optar por outro fornecedor de energia elétrica, mas compra energia de suas distribuidoras;
- Agentes Vendedores são titulares de concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para gerar, importar ou comercializar energia elétrica;
- Agentes de Distribuição são titulares de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica a consumidor final exclusivamente de forma regulada.

Além das definições, este capítulo estabelece os dois princípios básicos para a segurança do suprimento:

- Todo agente de consumo está obrigado a contratar 100% de sua carga;
- Cada contrato de venda de energia deve ter um lastro físico de geração, de forma que não existam contratos sem a correspondente capacidade de suprimento.

O Decreto estabelece diretrizes para a aferição do atendimento à primeira obrigação – contratar 100% das cargas (no caso da energia, verificada mensalmente sobre o consumo ocorrido nos últimos doze meses) – e remete às penalidades por não-cumprimento à Convenção de Comercialização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (antigo MAE).

No caso da segunda obrigação – lastro físico de geração -, o Decreto determina que o lastro de cada empreendimento constará do respectivo contrato de concessão ou ato de autorização. Esses lastros serão definidos pelo Ministério de Minas e Energia, levando em conta critérios gerais de garantia de suprimento a ser propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

Finalmente, este capítulo estabelece o tratamento a ser dado quando o empreendimento de geração que serve de lastro para um contrato não é concluído a tempo, ou quando sofre indisponibilidade prolongada. Nesses casos, o responsável pelo empreendimento terá a obrigação de recompor o lastro prolongado físico de seus contratos de venda de energia, sem prejuízo de penalidades estabelecidas pela ANEEL.

b) Capítulo 2 – Comercialização no ACR – Ambiente de Contratação Regulada

Seção 1 – Disposições Gerais

Esta seção especifica que para cumprir a obrigação de atendimento a 100% de sua carga, os distribuidores devem utilizar as seguintes formas de contratação:

- Leilões **de compra de energia**, a saber:
 - leilões de energia proveniente de novos empreendimentos de geração;
 - leilões de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes;
 - leilões de ajuste (nos quais também é adquirida energia proveniente de empreendimentos existentes).

A estratégia de venda de energia através da realização desses leilões, visa a expansão da geração, que será garantida pelos leilões de energia nova para entrega do produto de acordo com as regras de contratação e oferta de cada licitação, permitindo que o investidor desses novos empreendimentos de geração já obtenha o financiamento, a liberação ambiental e as condições de venda de energia (prazo e preço).

Além disso, no cumprimento dessa obrigação de contratação de 100% da carga em cada distribuidora, serão também considerados os contratos decorrentes de:

- energia contratada na primeira etapa do PROINFA – Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica;
- aquisições anteriores à Lei no. 10.848 (ou seja, firmados antes de 16 de março de 2004);
- energia proveniente de Itaipu Binacional; e

- compra de energia do supridor atual com tarifas reguladas (somente para distribuidoras de pequeno porte, com mercado inferior a 500 GWh/ano).

- Aquisição de energia de geração distribuída.

O Decreto também define como serão os critérios de comercialização de usinas de geração distribuída, aquelas que estiverem conectadas diretamente à rede de distribuição da empresa compradora. No caso de hidrelétricas, a capacidade está limitada a 30 MW; no caso de térmicas, não há limite de capacidade, mas sim o critério de um índice mínimo de 75% de eficiência energética, excetuando-se as usinas a biomassa e a resíduos de processo. Os empreendimentos de geração distribuída também terão lastro físico de geração, que poderá ser reduzido em caso de indisponibilidade. A contratação de geração distribuída deverá ser precedida de chamada pública e está limitada, no total, a 10% da carga do distribuidor, sem garantia de repasse pleno às tarifas.

O Decreto define o que é energia proveniente de novos empreendimentos e estabelece que o MME apresentará a lista de empreendimentos de geração aptos a participar dos leilões de novos empreendimentos, a partir de estudos da Empresa de Pesquisa energética – EPE e de ofertas de investidores.

Seção 2 – Declarações de Necessidades

Esta seção apresenta duas regras básicas:

- todo agente distribuidor, vendedor, autoprodutor ou consumidor livre tem a obrigação de declarar, em cada ano, sua previsão de mercado ou carga, para cada um dos cinco anos subseqüentes. Essa declaração será utilizada no planejamento da expansão do sistema;

- cada agente de distribuição deve declarar, até sessenta dias antes de cada leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes ou de energia proveniente de novos empreendimentos, os montantes de energia que deverá contratar nos leilões. Além disso, deve especificar a parcela de contratação dedicada ao atendimento a consumidores potencialmente livres. Essa especificação servirá para balizar possíveis reduções nos contratos.

Seção 3 – Leilões para Compra de Energia Elétrica

Esta seção define as opções para compra de energia elétrica no ACR, que são leilões de:

- energia proveniente de novos empreendimentos, realizados cinco anos antes do início da entrega da energia – chamados de leilões “A-5”;
- energia proveniente de novos empreendimentos, realizados três anos antes do início da entrega – leilões “A-3”;
- energia de empreendimentos existentes, realizados no ano anterior ao de início da entrega da energia – leilões “A-1”;
- ajustes, também de energia proveniente de empreendimentos existentes, com início de entrega em até quatro meses e duração máxima de dois anos.

Adicionalmente, é estabelecido que os editais para realização dos leilões serão elaborados pela ANEEL observando diretrizes do MME, notadamente:

- a utilização do critério de menor tarifa no julgamento;

- o valor do pagamento anual pelo Uso do Bem Público – UBP, no caso de novas concessões;
- uma fórmula que permite a participação nos leilões, em igualdade de condições, de investidores que pretendam utilizar parte da energia do empreendimento hidrelétrico leilado para uso próprio ou para comercialização no ACL e outra parte destinada ao suprimento do consumidor cativo do ACR. A fórmula objetiva incentivar o investidor a destinar mais energia ao mercado regulado, o ACR, proporcionando um ganho a ser utilizado em benefício da modicidade tarifária;
- o detalhamento das condições de participação de empreendimentos que entraram em operação a partir de 2000 e que não tiveram sua energia contratada no todo ou em parte, nos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos (empreendimentos “botox”);
- a definição do tratamento a ser dado, nos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, às usinas que obtiveram suas concessões com base em máximo pagamento de UBP, com o objetivo de compensar uma eventual desvantagem dessas usinas numa licitação por menor tarifa;
- o limite máximo para a quantidade de energia adquirida pelas distribuidoras nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes. Esse limite (105% da reposição dos contratos da distribuidora que estejam vencendo) evita que as distribuidoras adquiram no futuro,

energia proveniente de empreendimentos existentes no lugar de energia proveniente de novos empreendimentos, que seria necessária para atender à expansão do sistema, o que poderia comprometer a segurança do suprimento;

- as regras para os leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes durante o período de transição. O objetivo é permitir que a energia descontratada devido ao atual excesso de oferta em relação à demanda tenha desde já a oportunidade de ser contratada pelas distribuidoras, proporcionando maior tranquilidade aos geradores e contribuindo para o funcionamento normal do modelo desde seu início de implantação;
- o limite máximo para o total de energia contratada pela distribuidora em leilões de ajuste (1% da carga da distribuidora), para impedir que o distribuidor opte por não contratar energia proveniente de novos empreendimentos, o que poderia levar ao desabastecimento.

Seção 4 – Contratos de Compra e Venda de Energia

Esta seção determina que os vencedores de cada leilão de energia do ACR deverão firmar contratos bilaterais com todas as distribuidoras – denominados Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado - CCEAR, em proporção às respectivas declarações de necessidade. A única exceção é o leilão de ajuste, em que os contratos são específicos entre agente vendedor e agente de distribuição.

São especificadas as durações mínima e máxima para os CCEAR provenientes dos leilões “A-5” ou “A-3” (15 a 30 anos) e “A-1” (5 a 15 anos) e estabelecida existência de cláusula arbitral.

Detalham-se as duas modalidades de CCEAR, por quantidade de energia, nas quais o agente vendedor assume os riscos hidrológicos, por disponibilidade de energia, em que os agentes compradores assumem os riscos hidrológicos (e com isto podem adquirir energia por um preço mais reduzido).

Para os CCEAR decorrentes de leilões de energia provenientes de empreendimentos existentes, o Decreto estabelece três possibilidades de redução das quantidades contratadas:

- a) compensação pela saída de consumidores potencialmente livres – os distribuidores, após utilizarem o mecanismo de compensação de sobras e déficits (mecanismo que fará parte da Convenção de Comercialização), poderão reduzir seus contratos no montante equivalente ao saldo não compensado devido a saída do consumidor livre;
- b) redução, a critério da distribuidora, de até 4% do montante contratado para adaptar-se aos desvios do mercado face às projeções de demanda;
- c) adaptação às regras estipuladas nos contratos de geração pactuados até 11 de dezembro de 2003²⁴.

Nos três casos, as reduções serão aplicadas uniformemente entre os CCEAR da distribuidora, decorrentes de leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes.

²⁴ Destina-se a permitir que Distribuidoras com contratos de compra de energia firmados com novos empreendimentos, com início de entrega futuro, possam reduzir os CCEARs quando do início do recebimento da

Seção 5 – Repasse às tarifas

Esta seção apresenta as condições de repasse dos custos de aquisição de energia às tarifas dos consumidores finais. Também é definido o mecanismo para indução de eficiência na contratação das distribuidoras.

Considerando-se que os contratos resultam de leilões, poderia parecer, à primeira vista, que todos os custos de aquisição de energia deveriam ser automaticamente repassados às tarifas dos consumidores finais. Entretanto, como a quantidade de energia que cada distribuidora adquire em cada leilão é uma decisão da própria distribuidora, os mecanismos de repasse passam a ser indutores à contratação eficiente.

O primeiro mecanismo é o repasse de um valor único para compensar os custos de aquisição da energia proveniente de novos empreendimentos das distribuidoras. Esse valor único, denominado Valor Anual de Referência - VR, é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia em “A-5” e “A-3”, calculado para o conjunto de todas as distribuidoras. Como consequência, a distribuidora que tiver um custo individual de contratação de energia proveniente de novos empreendimentos, inferior a essa “média do mercado”, terá um ganho. O VR é um estímulo para contratação eficiente em “A-5”, cujo custo de aquisição é inferior ao da energia contratada em “A-3”. O VR é aplicado nos três primeiros anos de vigência dos contratos de energia proveniente de novos empreendimentos. A partir do quarto ano, os custos individuais de aquisição serão repassados integralmente.

O VR também é usado como limite máximo para repasse dos custos de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes nos leilões de ajuste e para a contratação de geração distribuída. Ainda com o objetivo de induzir a contratação eficiente, existem as seguintes limitações ao repasse:

- a distribuidora pode repassar os montantes contratados até 103% de sua carga. Esse limite aumenta a segurança do sistema, pois reconhece a impossibilidade de uma previsão perfeita da demanda e estabelece o limite aceitável para erros nesta projeção, assegurando que os contratos sejam no mínimo iguais à carga;
- quando a contratação em “A-3” exceder 2% da demanda, o direito de repasse está limitado ao menor dentre os custos de contratação relativos a “A-5” e “A-3”;
- se uma distribuidora contratar energia proveniente de novos empreendimentos em excesso para, posteriormente, ajustar-se descontratando energia proveniente de empreendimentos existentes, provocará uma ineficiência no uso de recursos do país. Com o objetivo de inibir essa prática, caso a aquisição de energia proveniente de empreendimento existente seja menor que o limite inferior de contratação, o repasse do custo de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos correspondente a esse valor não contratado será limitado por um redutor.
- No período de transição, de 2005 a 2008, a contratação de energia proveniente de empreendimentos existentes nos leilões “A-1” não deverá exceder a 1% da demanda, porque todos os leilões deverão ocorrer em 2004, o que exceder a esse limite terá o repasse do custo de aquisição reduzido. Esse mecanismo tem por objetivo incentivar as distribuidoras a

contratar o máximo de suas necessidades no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes durante a transição, a ser realizado em 2004.

Com o objetivo de manter a neutralidade dos repasses dos custos de aquisição de energia das distribuidoras, componentes da Parcela A da tarifa, a ANEEL poderá adotar, levando em conta os doze meses subseqüentes, metodologia de cálculo para o reajuste tarifário, considerando o preço médio ponderado dos contratos de compra.

Tendo em vista a mudança na metodologia de reajuste e ainda com o objetivo de manter a neutralidade dos repasses de custos componentes da Parcela A, as variáveis resultantes dos custos de aquisição de energia elétrica não consideradas no reajuste tarifário anterior, serão contempladas nos mecanismos de compensação, a chamada Conta de Compensação dos Valores da Parcela A - CVA (Medida Provisória n. 2.227, de 04/09/2001), regulamentada pela Resolução ANEEL n. 153/2005, de 14/03/2005.

Ademais, a ANEEL poderá, a partir de janeiro de 2006, contemplar, no reajuste ou revisão tarifária, a previsão dos custos com Encargos de Serviço de Sistema, outro componente da Parcela A, para os doze meses subseqüentes, ficando para a conta de compensação ou CVA apenas as eventuais diferenças com relação ao valor previsto e ao valor efetivamente realizado.

c) Capítulo 3 – Comercialização de Energia do ACL – Ambiente de Contratação Livre

Neste capítulo são apresentadas as regras gerais para o tratamento das relações entre os consumidores potencialmente livres – CPL e as distribuidoras.

Dentre as questões tratadas está a declaração do CPL, que opta por comprar energia de outro fornecedor. O exercício dessa opção deverá ser informado à distribuidora até quinze dias antes das declarações de suas necessidades de energia para o bilão “A-1”. A aquisição de energia de outro fornecedor poderá ser iniciada somente a partir de janeiro do ano subsequente ao da declaração. O CPL poderá contratar junto a outro fornecedor uma parte ou a totalidade de sua carga. Os contratos que tenham prazo de denúncia diferente terão suas condições respeitadas.

É ainda estabelecido que, se um consumidor livre optar por voltar a adquirir energia da distribuidora local, deverá formalizar essa decisão com cinco anos de antecedência do início do fornecimento. A distribuidora poderá atendê-lo em prazo inferior, a seu exclusivo critério.

Neste capítulo do decreto também são tratadas as especificidades da comercialização de energia no ACL para os agentes vendedores sob controle federal, estadual e municipal. Esses agentes deverão sempre observar os princípios da transparência, publicidade e igualdade de acesso a todos os interessados.

d) Capítulo 4 – Contabilização e Liquidação de Diferenças no Mercado de Curto Prazo

O objetivo do Mercado de Curto Prazo é a contabilização e a liquidação de diferenças entre os montantes de energia contratados e os efetivamente consumidos ou produzidos pelos agentes. Essa atividade será realizada mensalmente, tendo como base o Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, que será publicado antecipadamente pela CCEE. O cálculo do PLD

levará em conta a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atendimento das cargas do sistema e deverá observar limites máximos e mínimos estabelecidos pela ANEEL.

e) Capítulo 5 – Outorgas de Concessão

Fundamentalmente este capítulo especifica que:

- os vencedores das licitações de usinas hidrelétricas receberão as respectivas concessões para os aproveitamentos e poderão optar entre o regime de serviço público e o de uso de bem público (produção independente e autoprodução);
- os empreendimentos termelétricos somente serão autorizados se tiverem o suprimento de combustível assegurado.

f) Capítulo 6 – Disposições Finais e Transitórias

As principais disposições deste capítulo são as seguintes:

- O MME deverá estabelecer metodologia para utilização de sinal locacional na tarifação do uso do sistema de transmissão no cálculo dos fatores de perda na geração e no consumo de energia elétrica;
- A ANEEL deverá disciplinar o cumprimento da obrigação de separação das atividades de distribuição daquelas de geração e transmissão;

- Até dezembro de 2005 os consumidores livres deverão regularizar suas redes particulares perante a ANEEL;
- A partir de 2006, as distribuidoras deverão incorporar a seu patrimônio às redes particulares em suas áreas de concessão que não disponham de autorização;
- As distribuidoras poderão suspender o atendimento a usuários inadimplentes em mais de uma fatura mensal em um período de doze meses, à exceção dos de baixa renda. Se o usuário inadimplente for consumidor potencialmente livre e não for prestador de serviço público essencial, a distribuidora poderá exigir que o usuário inadimplente, para utilizar-se do serviço de distribuição, apresente contrato de compra de energia junto a outros vendedores;
- As parcelas de energia elétrica, destinadas ao consumo próprio de autoprodutores e produtores independentes, terão isenção de pagamento da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- Até a próxima data de reajuste ou revisão tarifária, as distribuidoras deverão assinar contratos distintos de conexão, de uso da rede de transmissão/distribuição e de compra de energia elétrica com os consumidores potencialmente livres.

Esses são os termos e principais disposições do Decreto que regulamenta o Setor Elétrico, cuja essência pretende estar em consonância com a política de desenvolvimento econômico e social do País, implementada pelo governo. As novas regras para o Setor Elétrico visam à consolidação de sua expansão, garantindo a atração de investimento em energia elétrica, com modicidade tarifária.

8 O LEILÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O primeiro leilão de energia elétrica existente, realizado no Governo Lula, sem dúvida pode ser considerado o fato mais importante do Novo Modelo do Setor Elétrico. Como é um fato recente, foca-se neste capítulo a sua dinâmica e os resultados desse leilão de energia.

8.1 - Comercialização de Energia - Modelo do Setor Elétrico

Conforme citado, as regras gerais de comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e de autorizações no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro foram definidos, basicamente, pela Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004.

Ilustra-se o arcabouço regulatório instituído pelo Novo Modelo do Setor Elétrico através da figura abaixo, em que se visualiza o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL), bem como os agentes que participam desses ambientes e suas relações. O ACR é voltado para o suprimento de energia às distribuidoras, no atendimento aos seus mercados cativos, por meio de leilões pela menor tarifa, dos quais participam quaisquer agentes vendedores. O ACL é voltado para operações de compra e venda de energia entre agentes vendedores e compradores (exceto distribuidores), através de contratos bilaterais livremente negociados entre as partes (preço, volume, etc).

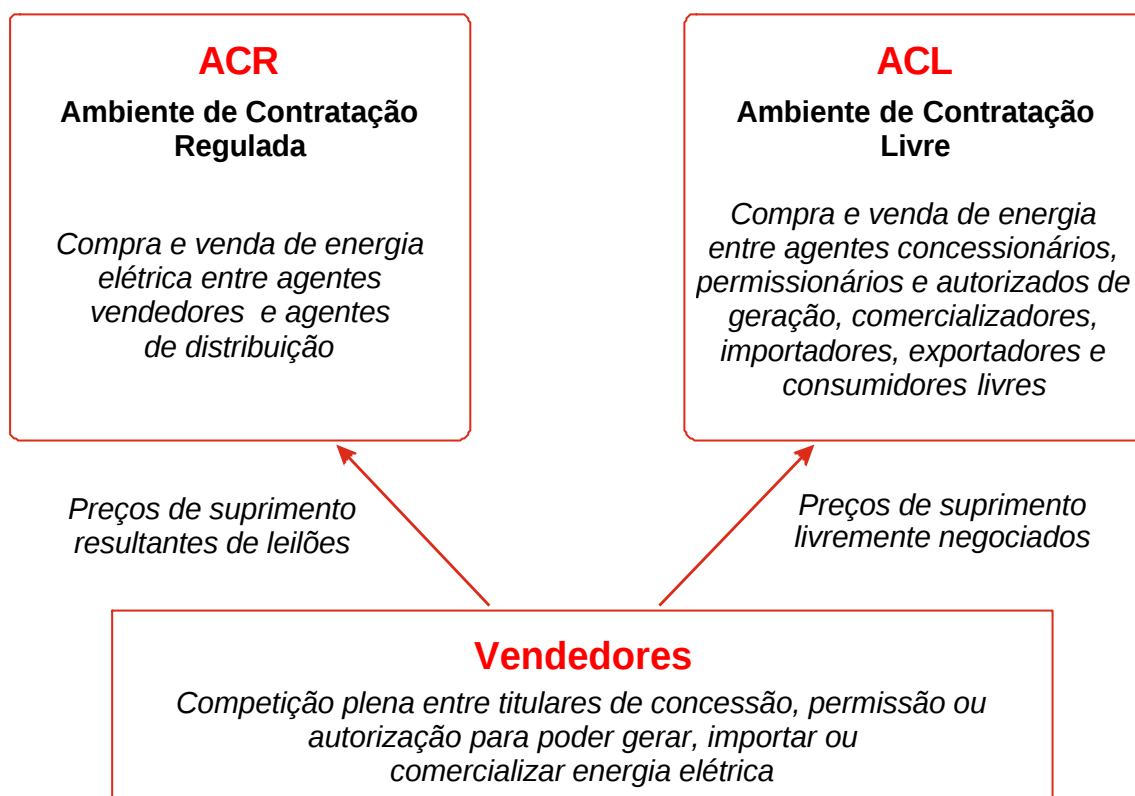


FIGURA 9 – Visão geral do arcabouço regulatório do Modelo do Setor Elétrico
Fonte: Ministério de Minas e Energia – MME – 2004.

De maneira geral, o Novo Modelo do Setor Elétrico foi concebido pretendendo atender à preocupação de estabelecer um marco regulatório estável de forma a atrair investimentos na expansão do sistema de geração, garantir níveis confiáveis de suprimento e proporcionar modicidade tarifária.

A expansão do sistema de geração e a garantia do suprimento são suportadas pelo binômio planejamento/contratação. No que se refere ao planejamento, o Novo Modelo obriga os agentes de consumo (distribuidores, vendedores, autoprodutores e consumidores livres) a preverem suas necessidades para um horizonte relativamente longo, de cinco anos. Essas previsões servem para sinalizar a necessidade de construção de usinas, em tempo hábil para que esses empreendimentos possam ser licitados e construídos. Os agentes de geração vencedores desses processos de licitação ganham, além do direito de explorar comercialmente o empreendimento que construirão, contratos de longo prazo (mínimo de quinze anos) de venda de energia, celebrados com os agentes de distribuição.

A modicidade tarifária é proporcionada pela forma de aquisição de energia dos agentes de distribuição, através de licitação que busca o atendimento das necessidades de contratação pela menor tarifa possível, resultante de competição entre os agentes vendedores.

Para fazer com que este modelo seja funcional, são necessárias regras e procedimentos que delimitem precisamente as responsabilidades e os papéis a serem desempenhados por cada tipo de agente. A complexidade envolvida no desempenho dessa tarefa pode ser estimada pela própria dimensão do Decreto n.5. 163, que, para descrever de forma genérica as referidas regras, utilizou 78 artigos, divididos em seis capítulos: Regras Gerais de Comercialização de Energia Elétrica; Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada; Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre; Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica; Outorga de Concessões; e Disposições Finais e Transitórias, já referidas no capítulo 7.

8.2 - Regras de Contratação Regulada

O Ambiente de Contratação Regulada – ACR é definido como o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, estabelecendo condições e limites para repasse dos custos de aquisição de energia aos consumidores finais.

Segundo as regras do ACR, os agentes de distribuição podem adquirir, por meio de leilões, energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes e novos²⁵, e poderão ser enquadrados como energia nova (Botox), empreendimentos que tenham obtido outorga de concessão ou autorização até 16 de março de 2004; que tenham iniciado a operação comercial

²⁵ Por empreendimentos novos entendem-se aqueles que, até a data de publicação do respectivo edital de leilão, não sejam detentores de concessão, permissão ou autorização, ou sejam parte de empreendimento existente que venha a sofrer ampliação, restrito ao acréscimo da sua capacidade instalada.

a partir de 1º de janeiro de 2000; e cuja energia não tenha sido contratada até 16 de março de 2004. Essa procedência da energia comprada é de fundamental importância para as distribuidoras, uma vez que há regras específicas para a energia de empreendimentos novos e existentes no que se refere à frequência de realização de leilões, início de entrega da energia vendida, prazo de suprimento, montante máximo contratado e mecanismo de repasse à tarifa dos consumidores finais. Os tipos de contrato previstos no ACR e suas características são resumidamente ilustrados na TAB. 6 abaixo.

TABELA 6
Tipos de contrato do ACR

	EN A-5 Longo Prazo	EN A-3 Longo Prazo	EE A-1 Médio Prazo	EE Ajuste Curto Prazo
Início de Entrega:	Em 5 anos	Em 3 anos	Jan seguinte	Em até 4 meses
Prazo de Suprimento:	De 15 a 30 anos	De 15 a 30 anos	De 5 a 15 anos	De até 2 anos
Montante Máximo:	Livre	Livre	Livre	1% Carga
Repasse à Tarifa:	VR nos 3 primeiros anos e integral a partir do quarto ano.	Até 2% da carga: VR nos 3 primeiros anos e integral a partir do quarto ano. Acima de 2% da carga: repasse ao mínimo entre VL5 e VL3.	De 2005 a 2008: integral até 1% da carga. Acima disso, repasse a V70.	Repasse ao mínimo entre o preço da compra e VR.

Fonte: Ministério de Minas e Energia – MME – 2004.

Nota - termos da tabela: Energia Nova – EN; Energia Existente – EE; Valor Anual de Referência – VR

O Valor Anual de Referência (VR, em R\$/MWh) é um valor médio de aquisição de energia que serve para regular o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais. O VR é calculado pela seguinte equação:

$$VR = \frac{VL5 \cdot Q5 + VL3 \cdot Q3}{Q5 + Q3}$$

sendo:

- *VL5* o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no ano *A-5*, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas, em *R\$/MWh*;
- *Q5* a quantidade total adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos, realizados no ano *A-5*, em *MWh*;
- *VL3* o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no ano *A-3*, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas, em *R\$/MWh*;
- *Q3* a quantidade total adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos, realizados no ano *A-3*, em *MWh*.

Como para os anos de 2005 e 2006 não haverá leilões *A-5* e *A-3*, e para os anos 2007 e 2008 não haverá leilões *A-5*, para esses anos não existirão os respectivos valores de *VL3* e *VL5*. Logo, fazem-se necessárias algumas regras específicas:

- para os anos de 2005 e 2006, o *VR* será o valor máximo de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões realizados em 2004, para entrega naqueles anos;
- para os anos de 2007 e 2008, utiliza-se a própria equação do *VR*, com as seguintes suposições:
 - para *VL5* e *Q5*, utilizam-se os valores médios ponderados de aquisição de energia e as quantidades adquiridas nos leilões de energia proveniente de

novos empreendimentos de geração realizados até o final de 2005, para entrega em 2009 e 2010;

- para *VL3* e *Q3*, utilizam-se os valores médios ponderados de aquisição de energia e as quantidades adquiridas nos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados até o final de 2005, para entrega em 2007 e 2008.

8.3 Valor de Repasse dos Contratos A-1 acima de 1% da Carga

Os contratos de energia provenientes de empreendimentos existentes, celebrados com um ano de antecedência, *EE A-1*, cujos montantes contratados ultrapassem 1% da carga verificada no ano anterior ao da declaração de necessidade do agente de distribuição comprador, terão limite de preço de repasse limitado a 70% do valor médio do custo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, para entrega a partir de 2005 a 2008, denominado *V70*.

8.4 - Reduções Contratuais

Todas as formas de contratação discutidas prestam-se a fazer com que os agentes de distribuição possam aumentar a quantidade de energia contratada para suprimento de suas cargas. No entanto, um agente de distribuição pode verificar a necessidade de redução dos montantes contratados e terá esse direito, em caráter permanente e a seu exclusivo critério, em três situações previstas no Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004:

- a) no caso de exercício pelos consumidores potencialmente livres da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor;
- b) no caso de verificação de carga inferior às previsões iniciais poderá haver, em cada ano, redução de até 4% do montante inicialmente contratado, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores;
- c) no caso de acréscimos na aquisição de energia elétrica, decorrentes de contratos celebrados até 16 de março de 2004 (contratos bilaterais).

As reduções contratuais podem ser realizadas somente em contratos de energia proveniente de empreendimentos existentes e afetarão todos esses contratos de forma proporcional.

8.5 Penalidades

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

As obrigações de atendimento da carga com 100% de contratação serão aferidas mensalmente pela CCEE, considerando-se o consumo medido e os montantes contratados nos últimos doze meses; e está em audiência pública o critério de fazer essas verificações de lastro, considerando-se o ano civil. Caso essas obrigações sejam descumpridas, os agentes

ficarão sujeitos a penalidades a ser especificadas nas regras e nos procedimentos de comercialização, aplicáveis a partir de janeiro de 2006.

8.6 Impactos nas Distribuidoras

As regras de comercialização de energia do ACR mudaram sensivelmente a forma como as empresas distribuidoras vinham adquirindo energia para atendimento de suas cargas. No modelo vigente antes da publicação da Lei n. 10.848 e do Decreto n. 5.163, as empresas de distribuição não possuíam a obrigação de planejar a aquisição de energia em horizontes de longo prazo e acabavam por realizar contratos relativamente curtos (de seis meses a dois anos) e de entrega quase imediata. Contratos longos acabavam por se resumir a acordos entre empresas pertencentes a um mesmo grupo econômico que se coordenavam para viabilizar seus próprios empreendimentos de geração.

No Novo Modelo do Setor Elétrico, em função das novas regras, as distribuidoras são obrigadas a realizar previsões de carga com cinco anos de antecedência, firmar contratos com base nessas previsões e, posteriormente, comprovar lastro contratual para 100% da carga verificada. Essa mudança de regras representa desafios às áreas de mercado das empresas, impondo-lhes uma responsabilidade sobre os valores previstos, nunca antes observada.

Essa nova responsabilidade motiva o desenvolvimento de técnicas modernas e apuradas para previsão de mercado, incluindo modelos matemáticos, previsões macroeconômicas e mesmo um relacionamento mais intenso com os clientes de grande porte, tentando conhecer em tempo hábil suas necessidades de expansão.

Às áreas de comercialização de energia das empresas de distribuição também foi imposto o desafio de desenvolver metodologias de contratação que consigam minimizar as perdas decorrentes de não-repasses dos custos de aquisição e de penalidades, considerando-se

os mecanismos previstos (tipos de leilão e reduções contratuais) para acomodar as possíveis variações de carga (definição do mercado para contratação).

8.7 Mega-Leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes

Todas as formas de contratação previstas deverão ser rotineiras, de forma que a cada ano serão realizados leilões *EN A-5*, *EN A-3*, *EE A-1* e *EE Ajuste*, destinando-se à aquisição de energia para os períodos correspondentes aos seus respectivos inícios de entrega e prazos de suprimento.

Entretanto, antes dos leilões de empreendimentos novos começarem a ser executados, é necessário que as empresas proprietárias de empreendimentos existentes tenham a oportunidade realizar suas vendas. Essa lógica evita, na medida do possível, que usinas sejam construídas, fornecendo energia a custos mais elevados, enquanto a energia mais barata, proveniente de empreendimentos amortizados, fica sem comprador.

A venda de energia de empreendimentos existentes ocorreu no final de 2004, quando foi realizado um “Mega-Leilão” de energia proveniente de empreendimentos existentes, com inícios de entrega de 2005 a 2007 e prazos de suprimento de oito anos. Posteriormente, dependendo da sobra de energia verificada, serão ainda realizados leilões de energia existente para entrega com início nos anos de 2008 e 2009.

Para realizar a compra de energia neste período de transição, cada agente distribuidor considerou os seus contratos pré-existentes (celebrados antes de 16 de março de 2004), além de fontes de suprimento compulsórias, tal como Itaipu Binacional. Na figura abaixo, ilustra-se a carga prevista de uma distribuidora a partir de 2005, seus contratos pré-existentes e os contratos provenientes do leilão de 2004.

Na FIG.10, supõe-se que, a partir de 2009, haverá a necessidade de contratar energia proveniente de empreendimentos novos, representada pela barra vermelha. Além disso, ao final de 2012 e 2013, ilustra-se a realização de novos leilões de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes.

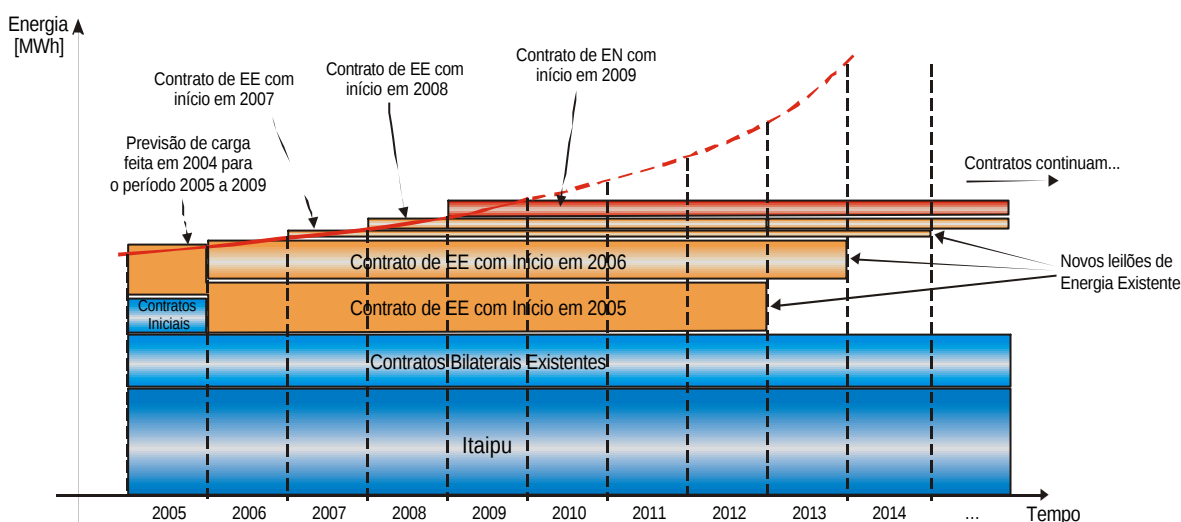


Figura 10 - Esquema de contratação no leilão de energia existente de 2004
Fonte: Ministério de Minas e Energia – MME – 2004.

8.7.1 Formato do leilão

- Estes são os papéis desempenhados pelos agentes:
 - agentes compradores informam necessidades;
 - MME determina necessidade sistêmica, mas não a pública;
 - agentes vendedores competem para suprir a necessidade sistêmica.
- Estas são regras do leilão:
 - formatação para potencializar a competição entre os agentes vendedores;

- na primeira fase, os agentes vendedores participam ofertando lotes a preços determinados pelo sistema;
- uma vez encontrado o equilíbrio entre oferta e necessidade, na segunda fase, os agentes vendedores competem para realizar a venda, baseada no menor preço.

8.7.2 Resumo do leilão

TABELA 7
Histórico de Rodadas – 1ª Fase

Abertura do Leilão		Atualização: 07/12/2004 11:00:00
Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	80,00	Aberto
2006-08	86,00	Aberto
2007-08	93,00	Aberto
Resultado do processamento da 1ª Rodada		Atualização: 07/12/2004 11:15:00
Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	76,90	Aberto
2006-08	86,00	Fechado
2007-08	91,10	Aberto
Resultado do processamento da 2ª Rodada		Atualização: 07/12/2004 12:34:29
Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	74,00	Aberto
2006-08	86,00	Fechado
2007-08	89,60	Aberto
Resultado do processamento da 3ª Rodada		Atualização: 07/12/2004 12:49:29
Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	74,00	Fechado
2006-08	82,80	Aberto
2007-08	88,50	Aberto
Resultado do processamento da 4ª Rodada		Atualização: 07/12/2004 13:04:33
Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	71,30	Aberto
2006-08	82,80	Fechado
2007-08	87,60	Aberto
Resultado do processamento da 5ª Rodada		Atualização: 07/12/2004 13:19:38
Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	68,70	Aberto
2006-08	82,80	Fechado
2007-08	86,70	Aberto
Resultado do processamento da 6ª Rodada		Atualização: 07/12/2004 13:34:42
Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	66,40	Aberto
2006-08	79,80	Aberto
2007-08	85,80	Aberto

Resultado do processamento da 7ª Rodada**Atualização: 07/12/2004 13:49:47**

Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	66,40	Fechado
2006-08	77,00	Aberto
2007-08	84,90	Aberto

Resultado do processamento da 8ª Rodada**Atualização: 07/12/2004 14:04:52**

Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	66,40	Fechado
2006-08	77,00	Fechado
2007-08	84,10	Aberto

Resultado do processamento da 9ª Rodada**Atualização: 07/12/2004 14:19:56**

Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	66,40	Fechado
2006-08	77,00	Fechado
2007-08	83,30	Aberto

Resultado do processamento da 10ª Rodada**Atualização: 07/12/2004 14:35:01**

Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	66,40	Fechado
2006-08	77,00	Fechado
2007-08	82,50	Aberto

Resultado do processamento da 11ª Rodada**Atualização: 07/12/2004 14:50:06**

Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	66,40	Fechado
2006-08	77,00	Fechado
2007-08	81,70	Aberto

Resultado do processamento da 12ª Rodada**Atualização: 07/12/2004 15:05:11**

Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	66,40	Fechado
2006-08	74,60	Aberto
2007-08	80,90	Aberto

Resultado do processamento da 13ª Rodada**Atualização: 07/12/2004 15:20:16**

Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	65,00	Aberto
2006-08	74,60	Fechado
2007-08	80,90	Fechado

Resultado do processamento da 14ª Rodada**Atualização: 07/12/2004 15:35:19**

Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	63,80	Aberto
2006-08	74,60	Fechado
2007-08	80,90	Fechado

Resultado do processamento da 15ª Rodada**Atualização: 07/12/2004 15:50:24**

Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	62,90	Aberto
2006-08	74,60	Fechado
2007-08	80,10	Aberto

Continuação

Resultado do processamento da 16ª Rodada**Atualização: 07/12/2004 16:05:30**

Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	62,10	Aberto
2006-08	74,60	Fechado
2007-08	80,10	Fechado

Resultado do processamento da 17ª Rodada**Atualização: 07/12/2004 16:20:35**

Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	62,10	Fechado
2006-08	72,60	Aberto
2007-08	79,30	Aberto

Resultado do processamento da 18ª Rodada**Atualização: 07/12/2004 16:35:41**

Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	62,10	Fechado
2006-08	71,00	Aberto
2007-08	79,30	Fechado

Resultado do processamento da 19ª Rodada**Atualização: 07/12/2004 16:50:48**

Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	62,10	Fechado
2006-08	71,00	Fechado
2007-08	78,50	Aberto

Resultado do processamento da 20ª Rodada**Atualização: 07/12/2004 17:05:54**

Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	62,10	Fechado
2006-08	71,00	Fechado
2007-08	77,70	Aberto

Resultado do processamento da 21ª Rodada**Atualização: 07/12/2004 17:21:07**

Produto	Preço Corrente (R\$/MWh)	Situação
2005-08	62,10	Fechado
2006-08	71,00	Fechado
2007-08	77,70	Aberto

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE – 2004.

TABELA 8

Resumo por Vendedor – 2ª Fase (Geradores fazem oferta de preço e quantidade de lotes de 1 MW médio)

Vendedor	2005-08		2006-08		2007-08		Total
	Lotes Vendidos	Preço de Fechamento	Lotes Vendidos	Preço de Fechamento	Lotes Vendidos	Preço de Fechamento	Lotes Vendidos
BREITENER							0
CDSA							0
CEC							0
CEEE	260	57,47	152	67,87			412
CEMIG			927	69,58			927
CERAN							0
CESP	800	62,10	1178	68,37	20	77,70	1998
CGTEE							0
CHESF	2500	52,79	1054	60,35	138	66,05	3692
COPEL GERAÇÃO	980	57,50	368	67,62	81	75,44	1429
DUKE	214	59,98	58	69,98	218	75,98	490
ELETRONORTE	672	56,00	328	63,90	550	77,00	1550
EMAE	85	60,84	33	69,21	5	75,75	123
ESCELSA	87	57,00	27	64,00			114
FURNAS	3076	60,94	2527	69,58	150	77,70	5753
LIGHT	380	51,73	130	61,12			510
TEC							0
TRACTEBEL					10	70,89	10
TOTAL							
	Lotes vendidos	Preço Médio de Fechamento	Lotes vendidos	Preço Médio de Fechamento	Lotes vendidos	Preço Médio de Fechamento	Total de Lotes Vendidos
	9054	57,51	6782	67,33	1172	75,46	17008

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE – 2004.

8.7.3 Resultados do leilão

O preço do leilão refletiu o excesso de oferta. A energia, com início de entrega em 2005, abriu o leilão a um preço de R\$80,00, e fechou o leilão a um preço médio de R\$ 57,51.

Já o produto energia, a ser entregue a partir de 2006, abriu o leilão a R\$86,00, fechando seus lotes vendidos a um preço médio de R\$67,33.

Os lotes ofertados dos produtos (energia), com início de entrega em 2007, abriram o preço a R\$93,00, fechando o leilão a um preço inédito de R\$75,46.

Resta saber se este novo marco regulatório atrairá investidores nacionais e internacionais a competir nos leilões de energia nova que deverão acontecer ainda em 2005²⁶.

²⁶ Realizou-se uma coletânea de opiniões que analisa o marco regulatório do Governo Lula e os resultados do primeiro leilão de energia existente. Foi considerado o primeiro teste do novo modelo, que deverá determinar o futuro do Setor Elétrico no

9 CONSIDERAÇÕES, RECOMENDAÇÕES E LIMITAÇÃO DA PESQUISA

A reestruturação do Setor Elétrico brasileiro, seguida da privatização de empresas estatais como uma política do Governo FHC, imprimiu mudanças significativas nesse setor. Uma das mudanças que se analisou nesta dissertação foram as reformas estruturais e institucionais impostas ao Setor Elétrico.

Foram detectadas falhas no processo de transição do modelo energético anterior para o do Governo do FHC; lacunas de atribuições do CNPE; dificuldades da ANEEL na implantação de um ambiente regulatório adequado, provocando uma regulamentação “vaga” e “conflitante”. A regulamentação não se caracterizou por regras estáveis, claras e concisas de forma a criar um ambiente de credibilidade que tivesse propiciado investimentos, contemplando, ao mesmo tempo, o interesse do consumidor.

No campo dos sinais econômicos para viabilizar investimentos, na opinião das personalidades do setor, é necessário existir no Brasil um “ambiente regulatório estável, claro e conciso”, de modo que os investidores sintam-se seguros quanto aos critérios de revisão tarifária e ao repasse dos custos não gerenciáveis pelas concessionárias. São dois itens que constam permanentemente do léxico de reclamações dos investidores.

Os problemas identificados são cinco: insuficiência nos sinais econômicos para viabilização de investimentos; ineficácia na ação preventiva para evitar racionamentos de grande profundidade; ineficácia na correção de falhas de mercado; falta de reserva de segurança para atendimento da demanda em situação de crise; e insuficiências do programa de conservação de energia.

Brasil. As reportagens são: a) Sergio Welang – *Jornal Valor econômico* de 27/12/2004, faz considerações sobre o resultado do leilão de energia; b) Maurício Tolmasquim – Secretário Executivo do MME – na *Agência Canal Energia*, em 09/12/04, afirma que o leilão foi um sucesso. Para o MME, finalmente tem-se um modelo de competição na geração, um modelo que está sinalizando preços racionais, crescentes e condizentes com a oferta e a demanda; b) entrevista da Ministra de Minas e Energia – Dilma Rousseff – concedida ao programa *Roda Viva* da TV Cultura, em 13/12/2004. Nessa entrevista, da qual participaram vários repórteres e personalidades do Setor, destacou-se a importância desse primeiro marco de teste do novo modelo do Setor Elétrico do Governo Lula.

Para o Governo Lula, a edição da medida Provisória n. 144, de 11 de dezembro de 2003, convertida posteriormente em Lei n. 10.848, de 2004, decorreu da necessidade de definição de um marco regulatório claro, estável e transparente para o Setor Elétrico, que possibilite a efetiva garantia do suprimento para o mercado, a expansão permanente das atividades intrínsecas ao setor (geração, transmissão e distribuição), vinculada à segurança e à busca da justa remuneração para os investimentos, e a universalização do acesso e do uso dos serviços, além da modicidade tarifária, em um horizonte de curto, médio e longo prazos.

O modelo do Setor no Governo Lula tem alguns objetivos básicos, dentre os quais pode-se destacar:

- a) promover o planejamento centralizado de longo prazo;
- b) reduzir o custo dos financiamentos de contratos de longo prazo;
- c) atenuar os riscos para os investidores;
- d) priorizar a busca da modicidade tarifária;
- e) promover a universalização do serviço de energia elétrica.

Destaque-se que a modicidade tarifária se alcançará através do leilão para contratação de energia pelas distribuidoras, com o critério da menor tarifa, além da realização de leilões de venda de energia elétrica existentes numa primeira fase, cujo preço é menor, pois tratam-se de Usinas com investimentos já realizados e amortizados, para em uma segunda fase, leiloar empreendimentos de energia nova, o “mix” desses preços levará a um custo médio de energia elétrica menor para o consumidor.

Nesse processo, fica nítido o benefício que se trará para o consumidor no sentido de se buscar a modicidade tarifária, que será proporcionada pela forma de aquisição de energia dos

agentes de distribuição, através de licitação que busca o atendimento das necessidades de contratação pela menor tarifa possível, resultante de competição entre os agentes vendedores.

Com as tarifas sendo remuneradas por um *mix* (entre o preço da energia velha e o da nova), há vantagens e desvantagens. A vantagem é a de se aproveitar o menor valor da energia velha, das hidrelétricas já em operação. A desvantagem é de se perder o referencial de preço do mercado, ou seja, a empresa tem de ser mais eficiente para competir com seus concorrentes.

A garantia do atendimento e da expansão do parque de geração se conseguirá através dos critérios estabelecidos para se realizar os leilões de venda de energia, para curto, médio e longo prazos, além da exigência das distribuidoras estarem com 100% de suas necessidades de energia contratadas.

As conclusões a que se pode chegar até o momento, são que o processo de transição do atual modelo para o novo (Lula) ainda precisa ser mais bem detalhado. O aumento do poder do governo sobre o Setor pode afastar investidores privados. E ainda não foram estabelecidas com exatidão as regras para as distribuidoras, quanto ao repasse de seus custos gerenciáveis às tarifas.

A reserva extra de energia é uma questão que está associada ao nível de garantia do abastecimento. Naturalmente, quanto maior a garantia, maior é o custo e quem deve suportar esse custo é quem se beneficia dele, o consumidor.

No Setor Elétrico o modelo de financiamento é essencial, em geral funciona assim:

- a) avalia-se o empreendimento, o prazo e o faturamento esperado;
- b) o concessionário vai ao mercado captar recursos de longo prazo para efetuar o financiamento;

- c) parte desse faturamento esperado (chamado recebíveis) é dado em garantia para o Banco financiador. Nesse setor o investimento é de prazo longo, as taxas de rentabilidade são baixas e, em compensação, o investidor espera estabilidade no prazo do contrato e no valor da tarifa;

Do lado das geradoras, enquanto não se resolver o endividamento atual, elas não terão capacidade financeira para absorver novos investimentos. As hidrelétricas mais antigas, que produzem energia mais barata, ao remunerá-las pelo preço médio do sistema (e não pelo preço da energia nova, como é no modelo atual), teme-se que não se capitalizem o suficiente para efetuar novos investimentos. Esses são os desafios, saber até que ponto as novas regras favorecem a criação de novos mecanismos de financiamento do Setor.

Assim, a capacidade de investimento está intrinsecamente gerada pela consideração da modelagem clássica da análise de investimento. Cobrar do consumidor o preço da energia nova significa então aumentar a remuneração do investidor, o que quer dizer, se não houver mecanismos que o levem a reinvestir no próprio setor (que apresenta remuneração baixa relativamente a outros setores), aumentará a possibilidade de saída de recursos do Setor Elétrico para outros.

Para fazer com que esse modelo seja funcional, são necessárias regras e procedimentos que delimitem precisamente as responsabilidades e os papéis a serem desempenhados por cada tipo de agente. A complexidade envolvida no desempenho dessa tarefa pode ser estimada pela própria dimensão do Decreto n. 5.163, que, para descrever de forma genérica as referidas regras, utilizou 78 artigos, divididos em seis capítulos: Regras Gerais de Comercialização de Energia Elétrica; Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada; Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação

Livre; Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica; Outorga de Concessões; e Disposições Finais e Transitórias.

Apesar dessas incertezas, o novo modelo do Setor Elétrico (Lula) já está se consolidando, na medida em que os leilões de “Energia Velha” já ocorreram com relativo sucesso, tendo sido comercializado um expressivo volume de energia. Os contratos firmados entre as distribuidoras e geradoras, a partir desses leilões, permitiram obter preços de compra bastante interessantes do ponto de vista dos compradores e, de consequência, do consumidor final.

Por outro lado, uma vez que a “Energia Velha” está praticamente esgotada para contratação, há que se acionar outro dos mecanismos previstos no novo modelo, que é o chamado leilão de “Energia Nova”, previsto para ocorrer ainda em 2005.

A situação do Setor Elétrico nacional ainda inspira preocupação; a prova de fogo se verificará com o resultado do leilão de energia nova, em que se verá se ele foi capaz de atrair novos investimentos de geração de energia elétrica, a que preços e se os prazos estarão compatíveis com as necessidades do País. Há que se lembrar que no modelo Lula para o Setor Elétrico existem ainda outros mecanismos previstos que podem minimizar esse risco de déficit e de prazos de construção de obras (energia emergencial, usinas térmicas, etc.).

No novo Modelo do Setor Elétrico, em função das novas regras, as distribuidoras são obrigadas a realizar previsões de carga com cinco anos de antecedência, firmar contratos com base nessas previsões e, posteriormente, comprovar lastro contratual para 100% da carga verificada. Essa mudança de regras representa desafios às áreas de mercado das empresas, impondo-lhes uma responsabilidade sobre os valores previstos nunca antes observados.

Essa nova responsabilidade motiva o desenvolvimento de técnicas modernas e apuradas para a previsão de mercado, incluindo modelos matemáticos, previsões

macroeconômicas e mesmo um relacionamento mais intenso com os clientes de grande porte, tentando conhecer em tempo hábil suas necessidades de expansão.

Às áreas de comercialização de energia das empresas de distribuição também foi imposto o desafio de desenvolver metodologias de contratação que consigam minimizar as perdas decorrentes de não repasse dos custos de aquisição e de penalidades, considerando-se os mecanismos previstos (tipos de leilão e reduções contratuais) para acomodar as possíveis variações de carga.

Outros impactos na administração das empresas distribuidoras obrigaram seus gestores a reformular suas ações, abaixo destacam-se as mais relevantes:

- Os critérios de análise de investimentos das distribuidoras foram reorientados, uma vez que nesse setor os investimentos são altos, de prazo longo, com taxas de rentabilidade baixas. O gestor espera estabilidade no prazo do contrato, no valor da tarifa e no ambiente regulatório.
- Os impactos das novas regras são maiores do que os estudados nesta pesquisa, pois afetam a distribuição de poder, as formas de organização das empresas do setor, como também a formação de um mercado de energia elétrica (livre e cativo), que obriga a administração das empresas a repensarem suas estratégias de ação comercial e técnica
- A desverticalização das empresas em geração, transmissão, distribuição e comercialização, de um mesmo grupo, obriga a revisão do estilo de governança e gestão dessas empresas, inclusive nas suas relações com seus acionistas e mercado de capitais.
- A crescente consciência ecológica, resulta num questionamento geral sobre a necessidade de novas instalações (linhas de transmissão e distribuição) exigindo novas ações de gestão das empresas sobre essa questão.

- O Contrato de Concessão de exploração dos serviços de distribuição de energia elétrica estabelecido com as empresas distribuidoras prevêem índices rígidos de qualidade de serviços prestados aos consumidores e estão sujeitas à fiscalização periódica da ANEEL, com estabelecimento de multas pela identificação das não conformidades.
- A criação dos Conselhos de Consumidores em cada empresa, com representantes de cada classe de consumidores foi outra nova exigência que impacta a administração, pois tem caráter consultivo e volta-se para orientação, análise e avaliação das questões ligadas ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor final.
- A necessidade da administração das empresas avaliarem a oportunidade de criarem empresas comercializadoras de energia para participarem no mercado livre, principalmente, na busca de retenção dos clientes cativos das suas distribuidoras, como clientes livres das suas comercializadoras (retenção de mercado).
- Analisando a trajetória do marco regulatório do setor elétrico brasileiro, observa-se que a deterioração da administração das empresas, com severas consequências para o mercado, sempre se motivaram pela adoção de políticas setoriais inadequadas (generalização da inadimplência entre geradoras e distribuidoras, tarifas insuficientes para fazer frente ao custo do serviço, etc).

Os impactos das novas regras do novo Modelo do Setor Elétrico brasileiro são maiores do que os estudados nesta pesquisa, pois afetam a distribuição de poder, afetam as formas de organização nas empresas do Setor, como também a formação de um mercado de energia elétrica, que ainda está em fase de desenvolvimento e consolidação. Para tanto, sugere-se a análise dos aspectos observados, que indicam vários problemas e suas causas com relação ao

Setor Elétrico, recomendando-se, portanto, a continuidade desses estudos e como sugestão abordando os seguintes temas:

- Modelo de repasse dos custos gerenciáveis às tarifas das distribuidoras;
- Regras dos leilões de energia elétrica, análise e avaliação dos leilões realizados;
- As alterações nas estruturas organizacionais das empresas de Distribuição, motivadas pelas alterações impostas pelo modelo do setor;
- A implementação do mercado livre, as comercializadoras e a relação comercial com os clientes livres.

Diante da intenção em abordar uma ampla visão do histórico do marco regulatório do Setor Elétrico brasileiro, dentro das limitações impostas, acredita-se ter conseguido, com este estudo, identificar vários fatos e análises importantes com relação às mudanças ocorridas nesse Setor e seus impactos nas empresas que nele atuam. Uma das ferramentas importantes foram as coletâneas de opiniões e as pesquisas realizadas. Estas se tornaram fontes ricas e importantes de informação que identificaram as mudanças ocorridas no Setor Elétrico, que passou e continua passando por importantes transformações.

Esta pesquisa foi realizada ao mesmo tempo em que as mudanças estavam ocorrendo no Setor, o que, muitas vezes, dificultou uma visão mais nítida das questões abordadas e suas possíveis consequências. Isso constitui uma preocupação constante nesta pesquisa, razão pela qual se sugere a continuidade de estudos complementares com enfoque no marco regulatório do Setor Elétrico brasileiro.

REFERÊNCIAS

ABREU, Marcelo de Paiva (Organizador). *A Ordem do Progresso – Cem Anos de Política Econômica Republicana 1889-1989*. Rio de Janeiro: Campus, 1990.

ANEEL. **Privatização**. Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 24 nov. 2004.

BAUMOL, Panzar e Willig. **Teoria dos Mercados Contestáveis**, 1982

BERNARDES, Patrícia. **Incertezas na decisão estratégica de investimento na geração de energia elétrica**. 2003. Tese (Doutorado em Administração) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.

BRASIL. Decreto n. 774/03 – Regulamenta a Lei n. 8.631, que supre o regime de remuneração garantida e a equalização tarifária, permitindo a conciliação de débito e crédito intra-setoriais e do setor de energia elétrica com a União. Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 02 mar. 2005.

BRASIL. Decreto n. 915/03 – Autoriza a formação de consórcios (entre auto-produtores, ou entre concessionárias e auto-produtores) para a exploração de aproveitamentos hidrelétricos já existentes e usar linhas de transmissão pública no transporte da energia produzida Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 03 de maio de 2005.

BRASIL. Decreto n. 1.009/03 – Cria a SINTREL (Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica). Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 27 ago. 2005.

BRASIL. Decreto n. 1.383, de junho de 1934 – Institui a equalização tarifária em todo o território nacional. Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 21 abr. 2005.

BRASIL. Decreto n. 1.503, de maio de 1995 – Inclui a ELETROBRÁS, CHESF, FURNAS, ELETROSUL e ELETRONORTE no PND (Programa de Nacional de Desestatização). Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 25 abr. 2005.

BRASIL. Decreto n. 1.717, de 24 de novembro de 1995 - Estabelece procedimentos para prorrogações das concessões dos serviços públicos de energia elétrica de que trata a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>>

BRASIL. Decreto n. 2.003, de 10 de setembro de 1996 - Regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor . Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>>

BRASIL. Decreto n. 3.128, de 1934 – Fixa o preço base das concessões e os critérios de reajuste. Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 13 de maio de 2005.

BRASIL. Decreto Nº 5.163, de 30/07/2004 publicado em 30/07/2004 - Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. <<http://www.ANEEL.gov.br/>>

BRASIL. Decreto n. 24.643, jul. de 1934 – Cria o Código de Águas. Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 14 mar. 2005.

BRASIL. Decreto n. 41.019 – Cria a quota de reversão, impondo uma contribuição das Concessionárias de 3% do investimento reversível a um fundo setorial para financiar a expansão do setor elétrico. Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 17 jul. 2005.

BRASIL. Lei n. 4.454, de novembro de 1964 – Definiu o padrão de 60 Hz em substituição ao de 50 Hz em todo território nacional. Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 07 ago. 2005.

BRASIL. Lei n. 5.655, de 1971 – Estabelece que a administração do fundo setorial criado pelo Decreto 41.019, passe a ser feito pela Eletrobrás. Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 15 fev. 2005.

BRASIL. Lei n. 5.889, de julho de 1963 – Estabeleceu a compra compulsória de energia de Itaipu pelas concessionárias da Região Sudeste, Sul e Centro-Oeste. Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 07 ago. 2005.

BRASIL. Lei n. 5.899, de 05/07/1973 - Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPU e dá outras providências. <<http://www.ANEEL.gov.br/>>

BRASIL. Lei n. 8.631, de março de 1964 – Supre o regime de remuneração garantida e a equalização tarifária, permitindo a conciliação de débito e crédito intra-setoriais e do setor de energia elétrica com a União. Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 15 ago. 2005.

BRASIL. Lei n. 8.987, de fevereiro de 1995 – Condiciona a outorgada Concessão de Serviços públicos à sua licitação. Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 13 jul. 2005.

BRASIL Lei n. 9.074, de julho de 1995 – Fixa regras específicas para concessão de serviços públicos de eletricidade, reconhecendo a figura do PIE (Produto Independente de Energia), liberando os grandes consumidores do monopólio comercial das Concessionárias e assegurando o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição. Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 10 jun. 2005.

BRASIL Lei n. 9.427, de dezembro de 1996 – Cria a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 02 fev. 2005.

BRASIL. Lei n. 9.478, de 06/08/1997 - Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo <<http://www.ANEEL.gov.br/>>

BRASIL. Lei n. 9.648, de maio de 1998 - Cria o MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica) e o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 02 fev. 2005.

BRASIL. Lei n. 10.847, de 15/03/2004 publicado em 16/03/2004 - Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e dá outras providências. <<http://www.ANEEL.gov.br/>>

BRASIL. Lei n. 10.848, de 15/03/2004 publicado em 16/03/2004 - Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis 5.655 de 20.05.1971, 8.631 de 04.03.1993, 9.074 de 07.07.1995, 9.427 de 26.12.1996, 9.478 de 06.08.1997, 9.648 de 27.05.1998, 9.991 de 24.07.2000, 10.438 de 26.04.2002, e dá outras providências.
<<http://www.ANEEL.gov.br/>>

BRASIL. Portaria MME n. 150, de 10/05/99 – Cria a CCPE (Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão).

BRASIL. Portaria MME n. 485, de 16/12/1999 - Aprova a estruturação transitória do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE.
<http://www.ANEEL.gov.br/>>

BRASIL. Portaria n. 391, de 19/10/1999 - Cria o Comitê de Acompanhamento da Expansão Termelétrica - CAET, com a atribuição de acompanhar a implantação das usinas termelétricas, indicadas no Plano Decenal de Expansão - PDE e contempladas no Plano Plurianual - PPA. <<http://www.ANEEL.gov.br/>

BRASIL. Portaria n. 459, de 10/11/1997 - Ficam estabelecidas as condições gerais de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica.
<<http://www.ANEEL.gov.br/>>

BRASIL. Resolução ANEEL n. 153/2005 – Estabelece critérios e procedimentos para cálculo repasse às tarifas de energia elétrica. Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 02 mar. 2005.

BRASIL. Resolução ANEEL n. 264/98 – Cria condições de contratação de energia elétrica por consumidores livres. Disponível em <<http://www.ANEEL.gov.br/>> Acesso em 22 fev. 2005.

BRASIL. Resolução n. 265, de 13/08/1998 - Estabelece as condições relativas ao exercício das atividades de comercialização de energia elétrica no mercado de livre negociação.
<<http://www.ANEEL.gov.br/>>

BRASIL. Resolução n. 281, de 01/10/1999 - Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. <<http://www.ANEEL.gov.br/>>

BRASIL. Resolução n. 286, de 01/10/1999 - Estabelece as tarifas de uso das instalações dos sistemas de distribuição de energia elétrica. <<http://www.ANEEL.gov.br/>>

BRASIL. Resolução n. 560, de 21/12/2000 - Estabelece os critérios e as diretrizes para o processo competitivo de seleção das ofertas de potência adicional, visando o atendimento da necessidade suplementar de suprimento no período de 2001 a 2003.

CÂMARA BRASILEIRA DE INVESTIDORES EM ENERGIA ELÉTRICA – CBIEE. *Análise das repercussões das medidas provisórias para o setor elétrico*. São Paulo, 2004.

CARNEIRO, Ricardo. **Estado, mercado e o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro**. 2000. Tese (Doutorado em Ciências Humanas) – FAFICH - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.

CASTRO, José Márcio de. **Métodos e técnicas de pesquisa: uma introdução**. Apostila, Belo Horizonte: PUC-MG, 2002 (mimeografado).

CASTRO, Paulo Rabello. et al. **A Crise do Bom Patrão**. São Paulo: FGV/IPE/USP, 1989.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA – CNPE. **Setor Energético Brasileiro – Situação atual e perspectivas**. MME – Secretaria de Energia, 2000.

COOPERS & LYBRAND. **Projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB)**. Relatório Consolidado Etapa IV-1. Sumário Executivo, junho 1997.

COTRIM, John R. A intervenção direta do Estado e os novos padrões de desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica nas décadas de 1940 e 1950. IN: A ELETROBRÀS e a História do Setor de Energia Elétrica. Rio de Janeiro. **Memória da Eletricidade**, 1995.

CUNHA, S. H. F. Alternativas de organização de um ISO. In: ONS. **A nova operação do sistema elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: PUC, 2000 .

ENNES, S. A. W. Privatização do setor elétrico: de volta ao futuro ou um passo para o passado? **Revista de Administração de Empresas**. v. 35, n.1, mar./abr., 1995.

FEIJÓ, J. C. Valenzuela. O Estado Neoliberal e o caso Mexicano. In LAURELL, A. C. (Org.). **Estado e Políticas Sociais no Neoliberalismo**. São Paulo: Cortez, 1997.

FIORI, J. Luiz. Para Repensar o Papel do Estado sem ser um Neoliberal. **Revista de Economia Política**, v.12, n. 1(45), jan/mar 1992. São Paulo: Brasiliense, 1992.

FRIEDMAN, M. **O Papel da Política Monetária**. São Paulo: Atlas, 1988.

FUNDAP – FUNDAÇÃO DO DESENVOLVIMENTO ADMINISTRATIVO. **Economia do Setor Público – Relatório de 1987**, v. 2, n. 10, São Paulo: FUNDAP, 1989.

GONÇALVES, C. A; MEIRELLES, A. **Manual de elaboração de trabalhos técnicos e científicos**. Belo Horizonte: UFMG, 2001 (mimeografado).

GORINI, A. P. Fontenelle. Regulamentação do Setor de Telecomunicações Inglês e seus Impactos sobre o Welfare. In **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 3, n. 5: jun. 1996.

HASSON, Graciela D. **A Reforma da Indústria Elétrica na Argentina**. In SEMINÁRIO PARTICIPAÇÃO PRIVADA NA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO OU VENDA DAS ESTATAIS? Fórum de Ciência e Cultura/UFRJ, 22 e 23.06.93. Rio de Janeiro: UFRJ: 1993.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. **Séries históricas e Eletrobrás. Setor de Energia Elétrica – Fontes e Usos de Recursos**. São Paulo: IBGE, 1989.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA - IPEA. **Infra-Estrutura: Perspectiva de Reorganização – Setor Elétrico**. Brasília: IPEA, 1997.

KELMAN, Jerson (Coordenador). Relatório sobre a Crise Energética. Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica. **Diário Oficial**, n. 99-E, p. 4, seção 1, 23/05/2001. Brasília.

KELMAN, R. Exemplo da cadeia de modelos de planejamento operativo. In: ONS. A nova operação do sistema elétrico brasileiro. Rio de Janeiro: PUC, 2000 .

LAHUERTA, Milton. **A Recuperação da Esfera Pública**. Paper. São Paulo: UNESP, 1989.

LIMA, José Luiz. Formação e desenvolvimento do setor de energia elétrica no Brasil republicano até a década de 1930. IN: A ELETROBRÁS e a História do Setor de Energia Elétrica. **Memória da Eletricidade**, Rio de Janeiro, 1995.

LUNA, Sergio Vasconcelos. **Planejamento de Pesquisa**. São Paulo: Educ, 2002.

MARTINS, Luciano. “Estatização” da Economia ou “Privatização” do Estado?. **Jornal do Brasil**. Rio de Janeiro, 02 out. 1977.

McCONNELL, Campbel R.; BRUE, Stanley L. **Microeconomia – Princípios, Problemas e Políticas**. 14. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2001.

MEMÓRIA DA ELETRICIDADE. Energia elétrica no Brasil, 500 anos. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. Rio de Janeiro, 2000.

MEMÓRIA DA ELETRICIDADE. A Eletrobrás e a história do setor de energia elétrica no Brasil. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. Rio de Janeiro, 1995.

MILL, J. Stuart. **Princípios de Economia Política: Com Algumas de suas Aplicações à Filosofia Social**. Coleção Os economistas, v.2. São Paulo: Vitor Civita, 1983.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME, 1988, Reestruturação e Desenvolvimento do Setor Elétrico brasileiro. Encaminhamentos e Resultados, Secretaria de Energia.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME. **O Novo Modelo do Setor Elétrico.**

Disponível em <<http://www.mme.gov.br/>> Acesso em 27 nov 2004.

NAVARRO, Vicente. Produção e Estado do Bem-Estar: o Contexto das Reformas. In LAURELL, A . C. (Org.). **Estado e Políticas Sociais no Neoliberalismo.** São Paulo: Cortez, 1997.

OLIVEIRA, Adilson de et al. **Verticalização versus concorrência: o dilema regulatório no setor elétrico brasileiro segundo a abordagem dos custos de transação.** Rio de Janeiro, UFRJ/Instituto de Economia Industrial, jun. 1998. (mimeografado).

OLIVEIRA, A. Descentralização e eficiência energética. In: BORENSTEIN, C. R. (Org.). **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro.** Porto Alegre.

OLIVEIRA, C. A. V. **O surgimento das estruturas híbridas de governança na indústria de energia elétrica no Brasil: a abordagem institucional da economia do custo de transação.** 1988. Dissertação (Mestrado em Economia) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

PANUNZIO, Paulo Armando. **Interligação de Cogeneradores de Energia às Redes Elétricas.** 2000. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Federal de Engenharia de Itajubá.

PASSOS, C. R. M.; NOGAMI, Otto. **Princípios de Economia.** 4. ed. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2003.

PONTES, J. R. **A indústria de energia elétrica no Brasil: causas fundamentais de sua reestruturação.** 1998. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

POSSAS, M. L. et al. **Regulação da concorrência nos setores de infra-estrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual.** Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 1997 (mimeografado).

PRADO, Sergio (Coord.). **Processo de Privatização no Brasil; a Experiência dos anos 1990-92**, IESP/FUNDAP – Relatório de Pesquisa n. 11, São Paulo, 1993.

RAMOS, D. S.; FADIGAS, E. E. A.; LIMA, W. S. **Novo Ambiente Regulatório Brasileiro: Regras de Mercado e Condicionantes para Geradoras Termelétricas**. Relatório USP/Petrobrás. São Paulo, outubro de 2000.

RAMOS, Dorel Soares (Org.). **GRUPO EDP/BANDEIRANTE - Aspectos Regulatórios Relevantes no Novo Ambiente Institucional do Setor Elétrico Brasileiro – Regulação e Tarifas. Relatório interno**. São Paulo, junho de 2002.

SÁ, Eduardo Klingelhofer. A Privatização do Setor Elétrico na Inglaterra e Reflexões para o Caso Brasileiro. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v.2, n.3, jun 1995.

SANTOS, R. Henrique dos. **O Planejamento Integrado de Recursos e a Regulação: A Experiência dos EUA e as Perspectivas no Brasil**. São Paulo: IEE/USP, 1997.

TOLMASQUIM, M. T.; OLIVEIRA, R. G. de; CAMPOS, A. F. **AS Empresas do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: CENERGIA, 2002.

VIEIRA, José Paulo. **O Novo Papel do Estado no Setor Elétrico: A Implementação dos Órgãos Reguladores**. 1998. Mestrado (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, São Paulo.

OBSERVAÇÃO:

Os artigos dos jornais *Valor Econômico*, *O Globo*, *Folha de S. Paulo*, *Gazeta Mercantil*, e *Jornal do Brasil*, consultados para a realização desta pesquisa, encontram-se reproduzidos, na íntegra, no ANEXO, com as devidas referências.

ANEXO

HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

1. A Energia Elétrica no Brasil Colônia, no Império e o Surgimento da Eletricidade a partir dos meados do século XIX¹

À época do descobrimento das terras brasileiras, as principais fontes de energia utilizadas em Portugal e nos demais países europeus eram a força animal, a lenha e a energia hidráulica (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.16).

A tração animal desempenhava um papel fundamental nas atividades agrícolas e no transporte de mercadorias e pessoas por via terrestre. A lenha era usada para produzir calor, principalmente na cocção de alimentos, e também na metalurgia. A invenção do alto-forno a carvão vegetal no século XIV permitira o uso mais intenso do ferro e a disseminação de alguns utensílios e instrumentos agrícolas (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.17).

Os moinhos d'água e, em menor escala, os moinhos de vento completavam a força humana nas atividades produtivas. Eram empregadas na moagem do trigo, nas forjas, no apisoamento de tecidos e em outras funções.

A energia dos ventos possibilitou as viagens oceânicas e o comércio de longa distância, sendo largamente utilizada pelos portugueses, famosos navegadores. Era usada diretamente, por meio de um equipamento, a vela de pano, solidamente fixada ao barco. Essa fonte de energia renovável permitiu os descobrimentos e a expansão marítima européia três séculos antes do aparecimento do barco a vapor.

¹ Este item está fundamentado na *Memória da Eletricidade* (1995 e 2000).

Entre os recursos utilizados para iluminação, destacavam-se os óleos combustíveis de peixe e baleia, afora o azeite e a tradicional vela de cera. As velas de cera foram bastante utilizadas, servindo para a iluminação das residências, estabelecimentos comerciais, igrejas e oratórios, muito embora o óleo de baleia fosse o combustível preferido, sobretudo nos núcleos urbanos. Depois da lenha, o óleo de baleia foi o combustível mais importante do período colonial. Sua produção começou no início do século XVII e logo assumiu características predatórias. A caça à baleia foi monopólio da coroa portuguesa até o final do século XVIII. Outras fontes de energia foram mobilizadas no período colonial, como a energia solar para secagem dos pães-de-açúcar, carnes, couros e fumo.

Quando os portugueses chegaram ao território brasileiro, as sociedades indígenas que aqui existiam se caracterizavam pelo emprego de técnicas rudimentares na obtenção de meios para a subsistência. Os índios usavam a lenha como fonte de energia calorífica e luminosa, dependendo basicamente de sua própria energia muscular em suas atividades cotidianas.

A partir de 1534, com a posse das capitanias hereditárias pelos donatários, Portugal inicia a colonização, tendo em vista o fornecimento de gêneros tropicais e minerais para o mercado europeu. Os engenhos de açúcar se multiplicam em alguns pontos do litoral, sobretudo na região nordestina, impondo a economia da monocultura agrícola, baseada na grande propriedade e na mão-de-obra escrava negra importada da África (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.19).

Em três séculos de colonização, o recurso energético mais utilizado no Brasil foi a lenha. Os engenhos de açúcar consumiram quantidades enormes de madeira, contribuindo para a destruição da densa floresta que se estendia no litoral nordestino entre os atuais Estados da Paraíba e Alagoas. O processo de fabricação do açúcar dependia essencialmente do calor produzido pela lenha para o cozimento e a decantação do caldo da cana.

Alguns engenhos deixaram de funcionar em virtude da escassez de lenha ocasionada pela devastação das matas próximas. O bagaço de cana somente seria utilizado como combustível no século XIX, com grande atraso em relação a outros países (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.21).

A atividade açucareira também foi responsável pelo início do aproveitamento de outra fonte primária de energia. Os chamados engenhos d'água utilizaram a energia hidráulica para movimentar a pesada aparelhagem de moenda da cana, apresentando produtividade muito superior aos trapiches e unidades de pequeno porte, movidos pela força animal e até mesmo pelo braço humano.

Segundo dados da *Memória da Eletricidade no Brasil* (2000, p.23), ao lado da lenha e da energia hidráulica, a energia animal teve grande importância na economia colonial. Estima-se que o número total de bois existentes nos engenhos era da mesma ordem do número de escravos. Os carros de boi eram utilizados para transportar a lenha e a cana até o engenho e o açúcar até os portos de embarque. Havia também o transporte de cana em barcos.

A energia animal foi fundamental para o desenvolvimento da atividade mineradora. Localizada a grande distância do litoral, dispersa e em região montanhosa, a população mineira dependia de um complexo sistema de transporte. A tropa de mulas constituiu a autêntica infra-estrutura do transporte de cargas por terra. A energia animal também serviu para a tração de veículos (carros de boi, carroças e diligências de cavalos) e para o transporte individual (cavalos).

A chegada, em 1808, de D.João VI e sua corte ao Rio de Janeiro teve importantes conseqüências, como a abertura dos portos e a revogação da proibição das atividades manufatureiras. De todo modo, os fundamentos da economia colonial permaneceram inalterados, mesmo depois da independência política em 1822. A vida econômica do Brasil independente continuou assentada na agricultura (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.24).

O café tornou-se o principal produto de exportação brasileiro, mediante a utilização intensiva de mão-de-obra escrava e a ocupação progressiva das terras montanhosas situadas no vale do Paraíba fluminense. Em 1840, já representava quase metade do valor das exportações, superando o açúcar e o algodão. No final do século XVIII, o algodão havia constituído um magnífico negócio em algumas regiões do Brasil, sobretudo no Maranhão.

A economia açucareira foi progressivamente confinada ao mercado interno de consumo, devido à forte concorrência dos produtores europeus, norte-americanos e antilhanos. O progresso nos métodos de fabricação foi limitado. Há registro da utilização do vapor já em 1815 num engenho da ilha de Itaparica (PE), que não contava com recursos hídricos para a instalação de rodas d'água. Vários anos passaram até que outros engenhos usassem o novo motor. Mais importante que o uso do vapor como força motriz nos engenhos foi seu aproveitamento como veículo de calor no processo de cozimento do caldo. Também por volta de 1815, a substituição da lenha pelo bagaço como combustível foi efetivada pela primeira vez no Engenho de São Carlos, na Bahia. O aproveitamento do bagaço foi muito importante para a reativação de diversos engenhos, paralisados devido à falta do combustível tradicional, favorecendo ainda o plantio de cana em áreas antes destinadas às matas produtoras de lenha.

Em todo o País, o desbravamento de novas áreas para a agricultura e a pecuária assegurou o suprimento abundante de lenha como recurso energético dominante.

Em meados do século XIX, o carvão mineral começou a ser utilizado nos transportes e na iluminação, diante do pioneirismo de Irineu Evangelista de Souza, o barão de Mauá. Por sua iniciativa, o estaleiro de Ponta da Areia, em Niterói (RJ), construiu navios a vapor equipados com caldeiras onde se queimava carvão mineral. Nessa época, os barcos a vela ainda desempenhavam papel relevante na navegação de cabotagem e oceânica.

Em 1854, o Barão de Mauá inaugurou o sistema de iluminação pública a gás no Rio de Janeiro e colocou em operação a primeira locomotiva a vapor do país, assegurando a ligação ferroviária entre o porto de Estrela, na Bahia de Guanabara, e a cidade de Petrópolis. Os serviços de iluminação a gás, as ferrovias e a navegação de cabotagem a vapor exigiram a importação de carvão mineral.

A partir da década de 1860, a expansão da cafeicultura paulista, efetuada já em moldes capitalistas e com mão-de-obra livre, contribuiu para o alargamento do mercado interno, favorecendo o desenvolvimento de atividades manufatureiras. No final do império, existiam no Brasil mais de seiscentos estabelecimentos fabris que utilizavam 65 mil cavalos-vapor e empregavam 54 mil operários. Mais da metade do capital empregado no setor manufatureiro estava concentrado na indústria têxtil de algodão.

As mais antigas fábricas de tecidos foram movidas inicialmente por rodas d'água. Na década de 1880, as maiores fábricas, concentradas no Rio de Janeiro e arredores, já utilizavam basicamente o vapor a partir do carvão como fonte de energia. Entre outros fatores, o acesso ao carvão importado da Europa contribuiu para a concentração da indústria têxtil na região do Rio de Janeiro, pois as precárias condições de transporte tornavam proibitivo o custo do carvão para as fábricas do interior.

A economia brasileira, no final do século XIX, apoiava-se ainda na exportação de bens primários. Com o aumento do volume das exportações - especialmente café e borracha - e a valorização desses produtos no mercado internacional, fez-se necessária, e possível, a modernização da infra-estrutura de serviços no país. A crescente urbanização, o aumento da demanda por serviços públicos e o incremento das atividades industriais foram a mola propulsora das primeiras experiências no campo da energia elétrica, contemporâneas das aplicações iniciais dessa nova forma de energia nos Estados Unidos e na Europa.

D. Pedro II conheceu a energia elétrica na Exposição de Filadélfia em 1876, e autorizou Thomas Edison a introduzir no Brasil os aparelhos por ele inventados. Em 1879, deu-se a primeira demonstração pública da lâmpada elétrica: inaugurou-se na cidade do Rio de Janeiro, capital do país, a iluminação elétrica da estação central da Estrada de Ferro D. Pedro II (atual Central do Brasil). As seis lâmpadas do tipo *jablochkov*, acionadas a partir da energia gerada por dois dínamos funcionaram por pelo menos sete anos. Era o início do emprego de energia elétrica produzida mecanicamente (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.32).

Em 1881, a Diretoria Geral dos Correios e Telégrafos instalou 16 lâmpadas do mesmo tipo no Campo da Aclamação, atual Praça da República, no Rio de Janeiro. Em dezembro desse mesmo ano, o recinto da Exposição Industrial, no prédio do Ministério da Viação, na atual Praça 15, foi iluminado por sessenta lâmpadas da Edison Electric Co.

Ainda na década de 1880 ocorreram algumas iniciativas de caráter permanente, e, em junho de 1883, D. Pedro II inaugurou o primeiro serviço de iluminação pública municipal da América do Sul, em Campos (RJ). Esse serviço contou originalmente com uma pequena máquina motriz a vapor, três dínamos e 39 lâmpadas. Funcionou com rápidas interrupções motivadas por defeitos nas máquinas e na rede distribuidora.

Porto Alegre foi a primeira capital brasileira a ter um serviço público de iluminação elétrica a partir da energia gerada por uma usina térmica da Companhia Fiat Lux, inaugurada em 1887. A termelétrica foi ampliada no ano seguinte e, em 1890, recebeu um novo grupo gerador.

Ainda em 1887 foi criada, no Rio de Janeiro, a Companhia de Força de Luz que, devido a problemas financeiros, dissolveu-se no ano seguinte. Enquanto funcionou, manteve mais de cem lâmpadas de iluminação pública em várias ruas do centro da cidade e em algumas residências. Empreendimento semelhante foi registrado na cidade de São Paulo, em

1889, com a instalação da usina termelétrica Água Branca. Destinada inicialmente ao serviço de abastecimento de água, a usina forneceu energia elétrica para iluminação pública e particular no bairro de Água Branca durante 11 anos.

A primeira utilização de energia elétrica no país deu-se em 1883, quando foi instalada, no ribeirão do Inferno (Diamantina, MG), uma pequena usina para geração de energia elétrica. Uma linha de transmissão de dois quilômetros de extensão fazia o transporte da energia utilizada pelas máquinas que extraíam cascalho em uma mina de diamantes.

Após ter visitado a Exposição Universal de 1878, em Paris, Bernardo Mascarenhas, industrial mineiro, decide instalar uma fábrica de tecidos em Juiz de Fora (MG), que seria acionada com energia de origem hidráulica, dispensando o uso do carvão importado. Foi ele o idealizador da primeira usina hidrelétrica de maior porte instalada no Brasil - Marmelos -, que entrou em operação no ano de 1889.

Em janeiro de 1888 constituiu-se a Companhia Mineira de Eletricidade. O projeto da hidrelétrica foi entregue à firma Max Nothman and Co., ainda em 1888, e os equipamentos encomendados à Westinghouse. Logo após a inauguração da usina, instalada às margens do rio Paraibuna, foi iniciado oficialmente o serviço público de iluminação, em setembro de 1889 (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.37).

Essa hidrelétrica pioneira foi ampliada em 1892. A companhia foi autorizada, no ano seguinte, a estender os serviços que prestava dentro e fora do perímetro urbano de Juiz de Fora, além de ter assumido também o serviço de telefonia da cidade. Em 1890, foi inaugurada a usina de Marmelos-I, junto à já existente, que deixou de funcionar em 1896, ano em que ocorreu uma ampliação dessa hidrelétrica.

2. A Chegada da *LIGHT* e as Concessionárias de menor porte

Durante a República velha (1890-1930), a estrutura política do Brasil, através da Constituição de 1891, determinou em boa parte o estatuto jurídico-legal que regeu o setor elétrico. O ordenamento jurídico maior da primeira fase do Brasil Republicano foi extremamente descentralizado, outorgando poderes ilimitados aos estados e municípios, em relação à estrutura fortemente centralizadora, característica do Império, sob a égide de D. Pedro II (LIMA, 1995, p.14).

Vale destacar que, segundo a Constituição de 1891, o princípio básico do setor elétrico foi a consagração do direito de acesso². Esta foi uma característica do direito de mineração que regeu toda a Primeira República, e que abriu um amplo espaço de negociação entre os poderes concedentes na época – os municípios, em particular – e as empresas concessionárias.

Um outro aspecto importante para a elucidação do enfoque pretendido neste tópico é com relação às transformações que ocorreram no setor industrial, que proporcionaram uma diversificação de atividades na economia. Foram atividades que se desenvolveram especialmente relacionadas aos serviços públicos, que criaram uma demanda significativa por investimentos em infra-estrutura, como portos, ferrovias, transporte, sistema bancário, etc. Diante disso pode-se verificar uma expansão dos primeiros serviços de eletricidade, em que a municipalidade era o poder concedente.

Para evidenciar-se a chegada da *LIGHT*, diante do desenvolvimento dos serviços públicos no Brasil e as primeiras organizações do setor elétrico, destaca-se a influência das transformações internas e externas.

Na análise do lado externo, evidencia-se a segunda Revolução Industrial, em que ocorreu um desenvolvimento da industrialização no final do século XIX. A siderurgia, a

² As jazidas minerais, as quedas d'água, todos os recursos hídricos em geral eram acessórios à propriedade da terra.

indústria química e outros setores de insumo pesados estimularam o desenvolvimento de setores ligados à infra-estrutura energética (LIMA, 1995, p.14) Assim, os investimentos internacionais que foram direcionados para a América Latina tinham como destino os setores exportadores, principalmente as ferrovias, e promoveram o desenvolvimento da infra-estrutura no Brasil.

A análise do setor interno está intimamente ligada à expansão dos serviços municipais, em que surgiram várias empresas nacionais ligadas às mais diversas atividades, destacando-se a prestação de serviços de iluminação e tração que demandaram a construção de uma usina hidrelétrica. Assim, estava aberto o caminho para os investimentos estrangeiros, que se iniciaram pela *LIGHT*.

Segundo Tolmasquim (2002, p.45), durante a Primeira República, a organização do setor elétrico possibilitou o surgimento de duas estruturas: de um lado, empresas municipais privadas ligadas ao setor cafeeiro e, do outro, investidores estrangeiros como a *LIGHT*. Dessa maneira, desenvolve-se o setor elétrico no Brasil.

As poucas usinas instaladas no país até 1900 eram de pequeno porte, de origem predominantemente térmica. O aproveitamento do enorme potencial hidrelétrico do país ganharia com a chegada da *LIGHT*.

Como já ressaltado, o processo de expansão urbana demandou a instalação de linhas de bondes por tração elétrica. Em 15 de junho de 1897, Francesco Antonio Gualco, italiano, residente no Canadá, e o comendador Antônio Augusto de Souza, obtiveram da Câmara Municipal de São Paulo a concessão do serviço de transporte urbano em bondes elétricos. Nesse mesmo ano, Frederick Person, engenheiro e capitalista norte-americano, começa a buscar financiamento e estabelece os primeiros contatos com Gualco. Em dezembro de 1898, Gualco e o comendador Souza recebem autorização da Câmara para ampliar a concessão original, permitindo a instalação de novas linhas de bondes. Obtiveram também uma segunda

concessão, por meio da qual poderiam atuar também no campo da geração e distribuição de energia elétrica.

Em 1899, Pearson e um grupo de capitalistas canadenses constituíram em Toronto (Canadá) a *São Paulo Railway, LIGHT and Power Company Limited*. No Brasil, a *São Paulo LIGHT and Power* pretendia, além da produção, a utilização e a venda de eletricidade, o estabelecimento de linhas férreas, telegráficas e telefônicas. Em setembro de 1899, Gualco e o comendador Souza transferem suas concessões para o grupo canadense.

Em seguida, a empresa altera sua razão social para *São Paulo Tramway, LIGHT and Power Company Limited*, empresa inglesa que operava a ferrovia Santos Jundiaí. Dessa forma, a companhia desistiu de atuar no setor de estradas de ferro, restringindo-se ao transporte urbano.

A cidade de São Paulo tinha uma população de 65 mil habitantes em 1890, mas, devido aos resultados da expansão do complexo exportador cafeeiro, oferecia interessantes oportunidades de investimentos às duas principais atividades da *LIGHT*: o transporte coletivo e a distribuição de energia elétrica. O transporte coletivo estava a cargo da Companhia Viação Paulista, com bondes de tração animal, e a produção e distribuição de energia elétrica estavam a cargo da Companhia Água e Luz do Estado de São Paulo, possuidora de uma pequena usina a vapor, situada no centro da capital.

A disputa com essas empresas, ambas de capital nacional, não demorou a acontecer. Com recursos técnicos e financeiros de grande monta, a *LIGHT*, em pouco mais de um ano, já havia comprado a Viação Paulista e detinha o controle acionário da Força e Luz.

Antes mesmo da compra da Viação Paulista, a *LIGHT* inaugura, em maio de 1900, a primeira linha de bondes elétricos de São Paulo, ligando o bairro da Barra Funda ao centro da cidade. Outras cinco linhas foram inauguradas até fevereiro do ano seguinte. A energia era produzida por uma usina a vapor, instalada no final de 1899. Para cumprir suas metas de

ampliação de serviços, a *LIGHT* iniciou, em janeiro de 1900, a construção da usina hidrelétrica de Parnaíba, localizada na cachoeira do Inferno, no rio Tietê. Inaugurada em setembro de 1901, Parnaíba foi a primeira hidrelétrica da *LIGHT* no Brasil.

A energia produzida por Parnaíba atendia às necessidades da rede de transportes urbanos e da iluminação, entretanto, com a expansão desses serviços, a *LIGHT* foi obrigada a realizar ampliações sucessivas da capacidade geradora da usina.

No decorrer da década de 1910, aumenta o número de estabelecimentos comerciais e tem continuidade a substituição do vapor pela energia elétrica nas fábricas do Estado e no restante do país. Assim, a intervenção do grupo *LIGHT* no Brasil já não se limitava ao estado de São Paulo. Em 1905, a *LIGHT* iniciou sua penetração no Rio de Janeiro, então capital da República.

Em junho de 1904, constitui-se, no Canadá, a *Rio de Janeiro Tramway, light and Power Company*, que tinha como procuradores da empresa no Brasil Alexander Mackenzie e Frederick Pearson. Em janeiro de 1905, Mackenzie adquiriu uma concessão para fornecimento de energia elétrica gerada por força hidráulica ao perímetro urbano do Distrito Federal; em março, assinou um acordo com o governo do estado do Rio de Janeiro para a exploração industrial da força hidráulica do ribeirão das Lajes e do rio Paraíba do Sul.

Em dezembro de 1905, a *Rio LIGHT* iniciou a construção da usina de Fontes, no Ribeirão das Lages, município de Piraí. Em junho de 1909, com 24 MW após ampliações, a usina de Fontes é a maior do Brasil, e uma das maiores do mundo. Em pouco tempo, a *LIGHT* monopolizou os serviços de iluminação elétrica e fornecimento de gás, bondes e telefonia do Rio de Janeiro, absorvendo empresas pré-existentes.

A terceira empresa do grupo *LIGHT* instalada no Brasil foi a *São Paulo Electric Company Limited*, criada no início da década de 1910 para suprir as crescentes dificuldades que a São Paulo *LIGHT* vinha enfrentando para atender ao rápido crescimento do consumo de

eletricidade. Esgotadas as possibilidades de ampliação da usina de Parnaíba, restava a construção de uma nova hidrelétrica. Optou-se, então, pelo aproveitamento do salto de Itupararanga, no rio Sorocaba. Para viabilizar o empreendimento, constitui-se a *São Paulo Electric*, com sede em Toronto. Por intermédio dessa nova empresa, a *LIGHT* ultrapassa os limites da capital e começa a estender seu raio de ação pelo interior do estado.

Em 1912, é constituída no Canadá a *Brazilian Traction, LIGHT and Power Company Limited*, empresa *holding* que consolidava as três empresas já atuantes no Brasil. Cada uma delas, contudo, mantinha sua identidade jurídica.

O desenvolvimento dos serviços públicos de eletricidade no Brasil nas duas primeiras décadas do século contou com a participação de grupos privados nacionais e de outras empresas estrangeiras, além da *LIGHT*.

O grupo *LIGHT* atuava no eixo Rio-São Paulo, o mais dinâmico da economia do país, com um padrão de serviços compatível com o dos países desenvolvidos. Paralelamente, foram instaladas pequenas usinas térmicas e hidrelétricas por empresas de menor porte, que atendiam, por vezes, a um único município. Havia ainda instalações autoprodutoras de estabelecimentos industriais e pequenas unidades de consumo doméstico em áreas agrícolas formando um conjunto de unidades isoladas.

Como a *LIGHT*, essas pequenas empresas concentravam seus investimentos na exploração de recursos hídricos, entretanto, nos estados onde o potencial hidráulico era menor, ou seu aproveitamento tecnicamente difícil ou oneroso, investiu-se na termoeletricidade. O ritmo de instalação de centrais elétricas foi bastante veloz: 77 novas unidades entre 1901 e 1910 e mais 164 unidades até 1920, incluídas aí as do grupo *LIGHT*.

Começa, na década de 1910, o processo de concentração de usinas por empresa. São Paulo apresentava já nessa década um número expressivo de pequenas empresas municipais atuando na área de energia elétrica, sendo o Estado com o maior parque gerador do país. Com

a contínua expansão do complexo cafeeiro, a diversificação da produção agrícola e a progressiva interiorização de alguns ramos industriais, as concessionárias começaram a se aglutinar, vindo a constituir grupos que controlavam áreas mais ou menos extensas do território estadual.

Por força dos serviços municipais, das iniciativas nacionais e da grande participação do grupo *LIGHT*, o Setor Elétrico brasileiro se caracterizou, até a década de 1920, por uma estrutura bem diferenciada. Diante dessa participação, as empresas nacionais, antes muito pulverizadas, iniciaram um processo de fusão e incorporação. Um dos exemplos mais representativos em São Paulo foi a constituição e consolidação da Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL, que em 1912 reuniu várias empresas municipais do interior sob o comando do capital nacional (LIMA, 1995, p.18).

A CPFL foi criada em novembro de 1912. O ponto de partida foi a Empresa Força e Luz de Botucatu, e a incorporação; em 1913, da Empresa Força e Luz de São Manoel e a Companhia Elétrica do Oeste de São Paulo; em 1914, a Empresa Força e Luz Agudos-Pederneiras; em 1919, a empresa de Eletricidade de Bauru. Dentre os grupos nacionais de maior porte, pode-se destacar o surgimento, em 1912, da Empresa de Eletricidade de Araraquara, posteriormente (1920) estendendo sua área de concessão a Ribeirão Bonito e Rincão, chegando a servir também uma parte do vale do Paraíba, mediante o controle acionário da Empresa de Eletricidade de São Paulo e Rio. A Empresa Força e Luz de Ribeirão Preto assumiu a Empresa Força e Luz de Jaú e a Companhia Força e Luz de Avanhandava, tornou-se responsável pelo fornecimento de energia elétrica a diversos municípios (Memória da Eletricidade, 2000, p.62).

Dentre os grupos de menor porte, a Central Elétrica Rio Claro, fundada pela firma alemã Theodor Wille e Cia., passou, em 1913, para o controle de um grupo de empresários

paulistas. Sua expansão foi modesta, limitando-se ao fornecimento de luz e força a Rio Claro, Limeira, Araras e Cordeiro.

O capital estrangeiro fazia-se presente no interior do Estado, pois, além da *São Paulo Electric Company*, do grupo *LIGHT*, a *The Southern Brazil Electric Company*, empresa Inglesa, em 1913, assumiu o controle acionário da Empresa Elétrica de Piracicaba.

O segundo maior produtor de energia elétrica do Brasil, graças à presença do grupo *LIGHT*, era o estado do Rio de Janeiro. A energia ali gerada, contudo, destinava-se ao mercado do Distrito Federal e, assim sendo, o principal fornecedor de energia para o território fluminense era a Companhia Brasileira de Energia Elétrica - CBEE, fundada em junho de 1909, tendo como proprietários Cândido Gafreé e Eduardo Guinle, também proprietários da Companhia Docas de Santos, que passaram a investir no setor elétrico em São Paulo, na Bahia e no Rio de Janeiro. Outras pequenas concessionárias também atuavam no Rio, como a Companhia Força e Luz Norte Fluminense, a Empresa Força e Luz Íbero-Americana e a Julius Arp & Companhia, que mais tarde daria origem à CENF.

Minas Gerais era o terceiro Estado brasileiro em potência instalada, onde se reunia uma grande quantidade de usinas de âmbito municipal, com unidades geradoras com potência reduzida. Havia, porém, algumas concessionárias de porte médio, como a Companhia Mineira de Eletricidade, fundada em 1888; a Companhia Força e Luz Cataguases-Leopoldina - CFLCL, fundada em fevereiro de 1905, e a Companhia de Eletricidade e Viação Urbana de Minas Gerais, que detinha a concessão para o fornecimento de energia a Belo Horizonte e a Ouro Preto.

No Rio Grande do Sul, em 1920, cerca de 90% da produção de energia elétrica era gerada por quatro usinas termelétricas: duas públicas, a Fiat Lux, municipalizada em 1908, e a usina de Rio Grande, instalada em Pelotas, em 1918, pelo governo estadual; e duas controladas por empresas privadas, uma térmica da *The Rio Grandense LIGHT and Power*

Syndicate Limited - inglesa -, instalada em Pelotas em 1912, e a usina explorada pela firma B. & M. Barbará, localizada em Uruguaiana. Como no Rio Grande do Sul, a produção de energia elétrica do Paraná também se baseava na termoeletricidade - central térmica de Capanema, instalada em 1889. Em 1910, esta usina passou ao controle da inglesa *The South Brazilian Railways Company Limited*. (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.68).

No Espírito Santo, predominava a energia elétrica de origem hidráulica. A usina de Jucu, construída pelo governo estadual e concluída em 1909, foi a primeira hidrelétrica de dimensões mais significativas. Em todos os Estados do Norte e Nordeste do país, com exceção da Bahia, a fonte da energia elétrica era predominantemente térmica. Os serviços públicos de eletricidade atendiam, quando muito, às capitais estaduais, de forma precária.

No Nordeste, a Bahia era servida pela *Bahia Tramways, LIGHT and Power Co.*, norte-americana, de propriedade de Percival Farquhar, constituída em 1905, e pela Guinle & C., que entrou no Estado em 1906, e, em 1909, com a criação da CBEE, transferiu seus direitos de exploração para essa companhia. Em 1920, a CBEE colocou em operação a hidrelétrica de Bananeiras, no Rio Paraguaçu, reforçando seu parque gerador e ampliando seu suprimento para Salvador e região do Recôncavo Baiano. Em Pernambuco, praticamente toda a energia elétrica produzida era de origem térmica e provinha sobretudo de uma única usina instalada em Recife, em 1914, pela *Pernambuco Tramways and Power Company Limited*, companhia inglesa que monopolizava os serviços urbanos da capital (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.69).

Uma das primeiras hidrelétricas do Nordeste foi a inaugurada em janeiro de 1913, aproveitando o potencial da cachoeira de Paulo Afonso, o Rio São Francisco, em Alagoas. Inicialmente, a pequena usina acionava a maquinaria da Companhia Agro-Fábrica Mercantil, também de propriedade de Gouveia, e fornecia luz elétrica à Vila Operária da Pedra, onde residiam os trabalhadores da fábrica de tecidos.

Na região amazônica, a totalidade da energia elétrica ficava a cargo de usinas termelétricas, e a geração e distribuição de energia eram dominadas por duas firmas inglesas: *The Electric Railways and Lighting Company Limited* e *The Manaus Tramways and LIGHT Company Limited*.

Dessa maneira, a capacidade total em, MW, do Brasil em 1930 correspondia a apenas uma turbina de Itaipu, e os serviços públicos transformaram a energia elétrica em um insumo de crescente importância para as atividades urbano-industriais. Nesse período, a energia elétrica já era um insumo absolutamente fundamental nos mercados urbanos, interferindo diretamente nas atividades econômicas e no crescimento industrial (LIMA, 1995, p.40).

Diante desse pequeno apanhado, pode-se verificar que, ao lado das pequenas empresas privadas nacionais, a *LIGHT* foi responsável pelos maiores empreendimentos e pelo avanço da capacidade instalada do setor elétrico no Brasil.

3. A Expansão da *LIGHT* e a entrada da *AMFORP*

Dois elementos básicos caracterizam a indústria de energia elétrica no Brasil durante a década de 1920: a construção de centrais geradoras de maior porte e a intensificação do processo de concentração e centralização das empresas concessionárias, que culminou, no final do decênio, com a quase completa desnacionalização do Setor.

No começo da década, a *LIGHT* promoveu um intenso processo de incorporação de empresas de energia elétrica, visando ao crescimento de seu mercado. Essa concentração, que foi rápida, amparou-se em um cenário internacional favorável, do ponto de vista do financiamento externo. Dessa maneira, a grande realização da São Paulo *LIGHT*, nesse período, foi a hidrelétrica de Cubatão (atual Henry Borden), instalada no município de Cubatão, entre São Paulo e Santos (LIMA, 1995, p.19).

Ainda nos anos de 1920, a empresa volta-se para a compra de concessionárias que produziam e distribuíam energia em cidades vizinhas a São Paulo e em municípios paulistas localizados no Vale do Paraíba. No Rio de Janeiro, a iniciativa da Rio *LIGHT* foi a construção da usina hidrelétrica de Ilha dos Pombos, no Rio Paraíba do Sul, município do Carmo, inaugurada em julho de 1924. Dessa forma, o grupo *LIGHT* consolidou sua presença no eixo Rio-São Paulo.

Segundo Tolmasquim (2002, p.45), a *LIGHT* incorporou empresas no eixo Rio de Janeiro-São Paulo e a *American & Foreign Power – AMFORP*, no início de suas atividades em 1927, adquiriu concessionárias que atuavam nos principais centros urbanos não atendidos pela *LIGHT*.

O processo de concentração empresarial não se limitou ao promovido pela *LIGHT*. O grupo norte-americano *Electric Bond and Share Corporation* (Ebasco), volta-se, nos anos 1920, para a América Latina. A *AMFORP* é criada em 1923, para agilização dos negócios do grupo no exterior e aquisição de propriedades fora dos Estados Unidos. Em 1927, a *AMFORP* dá seus primeiros passos no Brasil, constituindo a Empresas Elétricas Brasileiras - EEB, futura Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras - CAEEB. Como o grupo *LIGHT* monopolizava o eixo Rio-São Paulo, a *AMFORP* concentrou sua atuação no interior paulista e em algumas capitais do Nordeste ao Sul, incorporando dezenas de concessionárias entre 1927 e 1930.

Concluído o processo de incorporações, a *AMFORP* dedicou-se à organização do conjunto recém-adquirido em São Paulo, em torno da Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL. Na região Nordeste, a *AMFORP* assumiu o controle acionário da *The Pernambuco Tramways and Power Company*, de Recife, e da Companhia de Energia Elétrica da Bahia - CEEB, de Salvador, e criou a Companhia Força e Luz do Nordeste do Brasil, que atendia a Natal e Maceió. Nas regiões Sul e Sudeste, foram incorporadas ou criadas a Companhia

Brasileira de Energia Elétrica - CBEE, no Rio de Janeiro; a Companhia Força e Luz de Minas Gerais - CFLMG; a Companhia Central Brasileira de Força Elétrica - CCBFE, no Espírito Santo; a Companhia Força e Luz do Paraná - CFLP; *The Rio Grandense LIGHT and Power Syndicate*, de Pelotas; e a Companhia de Energia Elétrica Rio-Grandense - CEERG, de Porto Alegre (Memória da Eletricidade, 2000, p.84).

Foi nessa época que a *AMFORP* comprou a Companhia Brasileira de Energia elétrica que constituiu a Empresa Elétrica Brasileira, futura CAEEB. A *LIGHT* concentrava suas atividades no eixo Rio-São Paulo, sobretudo nos pólos urbanos e industriais desses dois estados, e a *AMFORP* tomou conta do restante do País, ficando assim o mercado de energia elétrica praticamente dividido entre as duas grandes empresas estrangeiras. Assim, segundo Lima (1995, p.21), chega-se a 1930 com uma ampla base produtiva, pelo menos diante das necessidades da economia brasileira fortemente concentrada nas mãos da *AMFORP* e *LIGHT*.

Esse movimento de incorporações da *LIGHT* e da *AMFORP* determinou profundas alterações no quadro do setor de energia elétrica no Brasil. Em 1930, praticamente todas as áreas mais desenvolvidas, e as que apresentavam sinais de desenvolvimento, estavam nas mãos das duas empresas estrangeiras. No restante do País, continuaram operando numerosas empresas pequenas, muitas mantidas por prefeituras, fornecendo eletricidade a partir de termelétricas. No Sul e Sudeste, sobreviveram algumas empresas de menor porte, como a Companhia Força e Luz Cataguases-Leopoldina - CFLCL, em Minas Gerais, e a Central Elétrica Rio Claro, em São Paulo.

Foi definido nesse período o novo perfil do setor elétrico brasileiro, caracterizado pela presença predominante do capital estrangeiro, quadro que se manteve sem grandes modificações durante as duas décadas seguintes.

4. A Revolução de 1930 e o Código de Águas

A crise de 1930 marcou uma ruptura na ordem político-institucional, anunciando novas orientações no setor elétrico.

Durante a República Velha (1889-1930), o papel do Estado no desenvolvimento da indústria de energia elétrica foi bastante limitado. Na falta de uma legislação abrangente, as empresas concessionárias dispunham de ampla liberdade de atuação. Esse quadro mudou com a Revolução de 1930 e a ascensão de Getúlio Vargas ao poder.

A revolução ocorreu em meio à crise econômica determinada pela quebra da Bolsa de Nova York em 1929. No plano político, Minas Gerais e Rio Grande do Sul formaram a Aliança Liberal, uma frente oposicionista que lançou a candidatura de Vargas à presidência da República. Derrotado nas urnas, Getúlio liderou o movimento armado que destituiu o presidente Washington Luís, impedindo-o de dar posse ao candidato eleito Júlio Prestes. O regime de Vargas pôs fim à estrutura descentralizada da República Velha e promoveu a intervenção do Estado no domínio econômico e social.

O período 1930-1945 foi especialmente significativo para a definição de um novo modelo econômico, baseado na industrialização. A superprodução de café e a queda de seu preço relativo, no mercado internacional, levaram a uma significativa redução na capacidade de importar, obrigando o País a empreender um vigoroso esforço de substituição de importações, ou seja, produzir internamente os produtos importados.

Todas as fontes de energia hidráulica foram incorporadas ao patrimônio da nação como propriedade inalienável e imprescritível. O aproveitamento industrial das águas e da energia hidráulica passou a depender de concessão assinada pelo presidente da República, quando destinado a serviços públicos, e de autorização do Ministério da Agricultura, quando de potência limitada e destinado a uso exclusivo do permissionário.

Produto do esforço de uma equipe de juristas e engenheiros, o Código de Águas estabelecia como postulado básico e inovador em nosso regime jurídico a distinção entre a propriedade do solo e a propriedade das quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica para efeito de exploração ou aproveitamento industrial.

Segundo Tolmasquim (2002, p.46), a década de 30 foi muito importante para a formação do modelo tradicional de atuação do Setor Elétrico nacional, diante da decretação do Código de Águas em 1934. Esse decreto outorgava a concessão ao governo federal.

As principais decisões de política econômica foram transferidas para o governo federal, iniciando-se a montagem de um complexo quadro de institutos, autarquias e conselhos técnicos, que funcionariam como órgãos de controle e supervisão de diversos setores produtivos. Assim, o Estado passou por um longo processo de revisão, desenvolvendo uma ação persistente e sistemática de modernização administrativa do País. Essa modernização atingiria sobretudo o Ministério da Agricultura. Em 1932, o general Juarez Távora, titular da pasta desse ministério, promoveu uma mudança radical na sua estrutura (LIMA, 1995, p.22).

Criado em 1933, o Departamento Nacional da Produção Mineral - DNPM, abrangendo uma Diretoria de Águas, foi encarregado de tratar dos assuntos relativos à exploração de energia hidráulica, irrigação, concessões e legislação de águas. Em julho de 1934, por meio do Decreto n. 24.643 de 10 de julho de 1934, foi promulgado o Código de Águas, instrumento legal básico da regulamentação do setor de energia elétrica. A partir desse marco legal as riquezas acessórias ao solo (subsolo e quedas d'água) passaram a constituir propriedade distinta do solo para efeito de exploração ou aproveitamento industrial (artigo 118); e esse aproveitamento passou a depender de autorização federal (artigo 119) – e não mais dos Estados e Municípios, como anteriormente.

Por seu intermédio, a União assumiu jurisdição sobre as entidades que exploravam a energia elétrica, notadamente pelo poder de dar concessões para aproveitamentos hidrelétricos e de regular as tarifas. O prazo das concessões eram de trinta anos, podendo chegar, no máximo, a cinquenta anos. Findo o prazo, os aproveitamentos hidráulicos reverteriam ao Estado, com ou sem indenização. As concessões ou autorizações seriam dadas exclusivamente a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil, ressalvados os direitos adquiridos pelas empresas estrangeiras já em atividade no país.

O código também assegurou ao poder público a possibilidade de um controle muito mais rigoroso sobre as concessionárias de energia elétrica, determinando a fiscalização técnica, financeira e contábil de todas as empresas do setor.

A fiscalização das concessionárias visava ao triplice objetivo de assegurar o serviço adequado, fixar tarifas razoáveis e garantir a estabilidade financeira das empresas. As tarifas seriam fixadas sob a forma de serviço pelo custo, levando em conta as despesas de operação, as reservas para depreciação e reversão e ainda a justa remuneração do capital. Ficou também estabelecido que o capital da empresa seria avaliado de acordo com seu custo histórico, ou seja, o custo original das instalações.

O princípio do custo histórico, embora legalmente constituído, nunca foi levado em conta na determinação das tarifas, devido à própria dificuldade de regulamentação do Código de Águas. Somente em 1939, no Estado Novo (1937-1945), foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica - CNAEE, com a atribuição de regulamentar o Código de Águas e examinar todas as questões referentes ao setor de energia elétrica.

Dessa maneira, diante do Código de Águas, verifica-se nesse período que se acabou com a regionalização do poder concedente, e, a partir de então, toda e qualquer concessão só poderia ser outorgada pelo governo federal, através do DNPM, o único órgão do poder concedente do Estado responsável pela regulação dos serviços de eletricidade.

Por causa da capacidade ociosa do setor, no início dos anos de 1930, não ocorreram problemas no fornecimento de energia. Já no final da década, próximo ao início da II Guerra Mundial, o abastecimento de energia apresentou sérios problemas: necessidade de investimento, falta de recursos externos e de equipamentos para importar. Com a guerra e por causa da crise energética, em 1939, o governo criou o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica - CNAEE, cuja preocupação inicial foi coordenar uma política de racionamento (TOLMASQUIM, 2002, p.46).

Nesse período, a oferta de energia elétrica estava crescendo mais lentamente que a demanda em face da aceleração do crescimento industrial e da urbanização do país. Às vésperas da Segunda Guerra Mundial, já se prenunciava uma situação de escassez de energia.

Na análise de Lima (1995, p.23), tudo correu bem enquanto foi possível crescer sem precisar investir na aplicação da capacidade produtiva, e o setor não necessitou de grandes incorporações à capacidade instalada. Mas o crescimento foi-se acelerando, e, a partir de 1937-1938, o abastecimento de energia elétrica começou a apresentar sérias dificuldades.

5. O Aumento da Potência Instalada até 1945

Durante o primeiro Governo Vargas (1930-1945), verifica-se uma aceleração do crescimento industrial e do processo de urbanização do país determinando um forte aumento da demanda de energia elétrica. No início, em 1930, a oferta de energia elétrica era superior à demanda, situação totalmente inversa no final do período.

De um total de 563 MW acrescidos à capacidade geradora de energia elétrica nesses quinze anos, o grupo *LIGHT* foi responsável pela instalação de 309 MW. Os maiores investimentos do grupo foram no estado de São Paulo, principal centro industrial do país. A

crescente demanda por energia elétrica fez com que a *LIGHT* recorresse a um racionamento velado e a um retardamento no atendimento a novos consumidores.

O projeto da Serra do Mar, idealizado pelo engenheiro Asa Billings e retomado em 1933, foi o maior investimento da *São Paulo Light*. Tendo em vista a ampliação da potência geradora da Usina de Cubatão, a empresa construiu o reservatório do rio Grande (atualmente denominado Billings), em seguida interligado ao de rio das Pedras. O aproveitamento progressivo das águas da bacia do Tietê possibilitou a instalação de três novas unidades geradoras na usina, elevando sua potência para 260 MW. Em 1945, Cubatão e as demais usinas da *São Paulo LIGHT* foram responsáveis por 38% da produção brasileira de energia elétrica (*Memória da Eletricidade*, 2000 p. 104).

A *Rio LIGHT* acrescentou 114 MW à capacidade instalada de seu sistema com a entrada em operação de novas máquinas nas usinas de Fontes e Ilha dos Pombos. Além de abastecer a capital do país, a região central do Estado do Rio e alguns municípios de Minas Gerais, a companhia passou a fornecer energia à Companhia Brasileira de Energia Elétrica - CBEE, subsidiária da *AMFORP*, que atendia a Niterói, capital fluminense, Petrópolis e São Gonçalo.

A *AMFORP*, detentora do segundo parque gerador de energia elétrica do país, concentrou seus investimentos em São Paulo, realizando um trabalho pioneiro de interligação e uniformização de frequências. No resto do país, as ampliações realizadas pelas concessionárias da *AMFORP* foram de pequena monta. Em 1931, entrou em operação a hidrelétrica de Chaminé (8,7 MW), marcando o início das atividades da Companhia Força e Luz do Paraná - CFLP. Nesse mesmo ano, pequenas unidades turbo-geradoras foram instaladas nas usinas térmicas de Maceió e, em 1938, em Natal, Recife e Pelotas. Em 1945, as concessionárias do grupo somavam 170 MW de capacidade instalada, correspondentes a 12% do total nacional (*Memória da Eletricidade*, 2000 p. 105).

Além das empresas da *LIGHT* e da *AMFORP*, responsáveis por dois terços do suprimento de energia elétrica do país, havia ainda algumas companhias estrangeiras de menor porte como a *Ceará Tramway, LIGHT and Power*, em Fortaleza (CE), a *Ullen Management*, em São Luís (MA), a *Pará Electric Railways and Lighting Company*, em Belém (PA), a *Manaus Tramways and LIGHT*, em Manaus (AM) e a Companhia Sul Brasileira de Eletricidade, em Joinville (SC).

As companhias nacionais de capital privado possuíam centenas de pequenas usinas e ocupavam um lugar muito modesto no setor de energia elétrica. Havia a Central Elétrica Rio Claro, que instalou três novas usinas no estado de São Paulo. A companhia Sul Mineira de Eletricidade também realizou investimentos, destinados basicamente à ampliação de suas linhas de transmissão e à aquisição de outras companhias. Entre as concessionárias privadas nacionais, destacavam-se ainda a Companhia Força e Luz Cataguases-Leopoldina, a companhia Paulista de Eletricidade e a Sociedade Anônima Elétrica Bragantina.

Até o fim da década de 1940, o capital privado, tinha sido absoluto no setor elétrico brasileiro; 98% do abastecimento do serviço de energia elétrica do país estavam em mãos de particulares. Tinha-se chegado a um estágio em que o capital privado já não atendia mais às necessidades do desenvolvimento brasileiro (COTRIM, 1995. p.39-85.).

6. A construção da Usina de Paulo Afonso e os Planos de Eletrificação Estaduais

Embora a década de 1930 tenha sido marcada pelo advento do Código de Águas, até 1945 a organização técnica da indústria de energia elétrica no Brasil praticamente não se alterou; a capacidade instalada cresceu pouco e a maior parte desse acréscimo ocorreu devido à ampliação de algumas usinas. (LIMA, 1995, p.39).

Esse panorama, segundo Lima (1995, p.40), foi devido às limitações do governo federal diante do seu principal instrumento de regulação do setor, o Código de Águas, que estabelecia que ninguém poderia alterar plantas, motorizar usinas, construir novos aproveitamentos sem rever os contratos. Essas limitações e os problemas de financiamento externo, devido à Segunda Guerra Mundial, interferiram no crescimento industrial, o que provocou então a intervenção do governo. Assim, o ponto de partida será o período imediato do pós-guerra, momento em que o Brasil tinha um arcabouço consubstanciado no Código de Águas (conforme enfoque anterior), que oferecia um pequeno raio de manobra de intervenção ao Estado, tanto em termos de regulação quanto de intervenção produtiva direta no Setor Elétrico.

A intervenção do poder público na vida econômica do País ganhou uma dimensão bem mais ampla durante o Estado Novo (1937-1945), em função da própria natureza do regime político implantado e das circunstâncias externas advindas da Segunda Guerra Mundial.

Durante a guerra, o Estado assumiu alguns projetos, com o objetivo de diversificar a estrutura produtiva do País e reduzir a dependência externa. Foram criadas, nesse contexto, a Companhia Siderúrgica Nacional - CSN, a Companhia Vale do Rio Doce - CVRD e, já no final do Governo Vargas, a Companhia Hidrelétrica de São Francisco - CHESF.

Segundo Tolmasquim (2002, p.46), o governo federal iniciou a sua participação no setor elétrico, em 1945, com a criação da Companhia Hidrelétrica de São Francisco - CHESF.

Em 3 de outubro de 1945, Getúlio Vargas assinou os decretos que autorizavam a organização da CHESF pelo Ministério da Agricultura, abriam ao Ministério da Fazenda um crédito especial para a subscrição de ações da companhia e concediam licença à CHESF, pelo prazo de cinquenta anos, para efetuar o aproveitamento progressivo da energia hidráulica do rio São Francisco. A área de concessão da CHESF foi inicialmente definida por um círculo de 450 quilômetros de raio em torno de Paulo Afonso, compreendendo 347 municípios nos

estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. Esses municípios abrangiam uma área de cerca de 516 mil quilômetros quadrados, 90% dos quais no chamado Polígono das Secas (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.114).

A deposição de Vargas, em 29 de outubro de 1945, adiou a organização da empresa, só retomada em janeiro de 1947, no Governo Eurico Gaspar Dutra.

Segundo Lima (1995, p.40), dentro da dinâmica do setor elétrico diante da segunda Guerra Mundial, o que merece ser destacado foi a construção da CHESF e da Usina de Paulo Afonso, dentro do planejamento no Governo Dutra. Dutra empenhou-se muito na conclusão da Usina de Paulo Afonso, criada somente no final do Governo Vargas.

A CHESF, constituída oficialmente em 15 de março de 1948, representou o marco inaugural de um novo estágio no desenvolvimento do Setor Elétrico brasileiro. Além do envolvimento do Estado no campo da geração de eletricidade, a criação da empresa indicava a tendência à construção de usinas de grande porte e à dissociação entre a geração e a distribuição de energia elétrica. Em seu primeiro ano de funcionamento, a empresa dedicou-se a estudos e projeções sobre o mercado de energia elétrica e ao projeto da usina de Paulo Afonso.

Paulo Afonso foi a primeira usina projetada no Brasil para ser instalada no subsolo. O projeto previa a escavação, na rocha, de uma caverna com 60 metros de comprimento, 16 de largura e 30 de altura, para abrigar uma casa de máquinas com três unidades geradoras de 60 MW. A casa de comando ficaria na superfície, a margem baiana abrigaria a subestação elevadora, de onde partiriam duas linhas-troncos de transmissão em direção a Recife e Salvador, e, a partir de Recife, outras linhas para João Pessoa, Campina Grande e Maceió.

As obras de desvio do São Francisco, dificultadas pela profundidade do leito do rio e pela força de suas águas, foram concluídas em setembro de 1954. Em outubro, foi acionada a

primeira turbina e, logo a seguir, foram testadas as linhas de transmissão para Recife e Salvador. As duas primeiras unidades de Paulo Afonso entraram em operação em dezembro.

A usina, na época considerada a maior obra da engenharia nacional, foi inaugurada oficialmente em 15 de janeiro de 1955 e, em setembro do mesmo ano, entrou em funcionamento a terceira unidade geradora, totalizando uma capacidade instalada de 180 MW. Paulo Afonso foi a primeira usina do chamado complexo de Paulo Afonso, que viria a ser constituída por mais três hidrelétricas, também subterrânea (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.120).

A partir do final da década de 1930, registraram-se iniciativas pioneiras de governos estaduais no campo da energia elétrica, visando ao atendimento de áreas precariamente eletrificadas e a garantia de abastecimento energético para alguns projetos industriais.

A área centro-norte do Estado do Rio de Janeiro, localizada fora do eixo dinâmico da economia, não atraía o interesse das empresas privadas estrangeiras e, para ampliar a oferta de eletricidade na região, o governo do estado iniciou sua participação no setor com a construção da usina hidrelétrica de Macabu. Os trabalhos começaram em setembro de 1939, sob a supervisão de técnicos brasileiros e japoneses. A usina de Macabu somente foi inaugurada em setembro de 1950, com a entrada em funcionamento de um grupo gerador de 3 MW de potência. Após sucessivos percalços, as obras da segunda etapa da hidrelétrica de Macabu foram concluídas em dezembro de 1961, com a entrada em funcionamento das duas últimas unidades geradoras, com 6 MW de potência cada uma. Dois anos antes, o governo do estado havia contratado a Companhia Brasileira de Engenharia - CBE para desenvolver um plano de eletrificação para o Rio de Janeiro (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.124).

O primeiro Estado a elaborar um plano de eletrificação regional foi o Rio Grande do Sul. Em 1943, o governo gaúcho criou a Comissão Estadual de Energia Elétrica - CEEE, com a finalidade de estudar o aproveitamento do potencial hidráulico do Estado, juntamente com

as reservas carboníferas. Com base no plano estadual de eletrificação de 1945, entrou em operação, dois anos depois, a hidrelétrica de Passo do Inferno, primeira usina construída pela CEEE, com 1,4 MW de potência instalada, destinada a ampliar a oferta de energia elétrica às indústrias de Caxias do Sul e São Leopoldo.

A CEEE prosseguiu com o plano de eletrificação, construindo outras pequenas hidrelétricas e termelétricas. A comissão tornou-se responsável pelo fornecimento de energia elétrica para grande parte do território gaúcho, exceto Porto Alegre, Canoas e Pelotas, servidas por duas subsidiárias do grupo *American and Foreign Power Company (AMFORP)*: a Companhia de Energia Elétrica Rio Grandense - CEERG e a *The Riograndense LIGHT and Power Syndicate*. Esse quadro perdurou até 1959, quando a CEERG foi encampada pelo Governo Leonel Brizola e passou à administração da CEEE. A encampação da CEERG, sem indenização, provocou uma grande polêmica, envolvendo os governos brasileiro e norte-americano. A questão só seria definitivamente resolvida cinco anos depois com a reversão da encampação e a venda da empresa pela *AMFORP* ao governo federal.

Minas Gerais foi o Estado brasileiro que elaborou a política mais bem-sucedida para o setor. A construção de usinas pelo governo estadual começou na década de 1930. Na época, Minas sofria com a insuficiente e dispersa produção de energia elétrica. Para amenizar o problema, foi construída a hidrelétrica de Gafanhoto, no rio Pará, em Divinópolis. Inaugurada em 1946, com 7 MW, essa usina viabilizou a implantação da cidade industrial de Contagem, nas proximidades de Belo Horizonte. Em seguida, o governo do estado tratou da elaboração de um efetivo programa de eletrificação. As bases para o planejamento foram dadas pelo Plano de Eletrificação de Minas Gerais, encomendado à CBE, sob a coordenação do engenheiro Lucas Lopes. O plano, concluído em julho de 1950, reconhecia a necessidade de intervenção do poder público nas atividades de energia elétrica, mas deixava espaço para a permanência da iniciativa privada.

Assim, até os anos 50, a geração e a distribuição da energia elétrica eram executadas essencialmente por empresas privadas nacionais e por duas grandes empresas criadas por investidores estrangeiros: a americana *AMFORP* e canadense *LIGHT*.

Segundo Lima (1995, p.46), em maio de 1952, já com Juscelino Kubitschek como governador, foi constituída a Centrais Elétricas de Minas Gerais - Cemig. As primeiras usinas construídas pela empresa foram as de Itutinga (1955), no Rio Grande; Salto Grande (1956), no Rio Santo Antônio; Tronqueiras (1956), no Rio de mesmo nome; Cajuru (1959), no Rio Pará; e Camargos (1960), no Rio Grande. Em 1960, a capacidade geradora da Cemig era superior a 250 MW. A grande obra dessa fase inicial da Cemig foi a hidrelétrica de Três Marias, no Rio São Francisco. Em julho de 1962, as duas primeiras unidades da usina entraram em operação, ampliando em 130 MW a capacidade geradora da empresa. Além de ter regularizado a vazão do Rio São Francisco, beneficiando a região Nordeste, a barragem de Três Marias criou condições para o aumento do parque metalúrgico mineiro.

Em São Paulo, Estado mais urbanizado e industrializado do país, as condições de suprimento de energia pioraram sensivelmente. À crise de suprimento no pós-guerra juntou-se a falta de investimento das duas grandes concessionárias estrangeiras, que não atendiam mais à crescente demanda. O governo estadual cria, então, em 1951, o Departamento de Águas e Energia Elétrica - DAEE, para promover estudos sobre o regime dos rios e realizar um levantamento das condições topográficas e geológicas das bacias fluviais do estado.

Essa iniciativa ganhou uma dimensão mais efetiva com o Plano Estadual de Eletrificação, encomendado pelo Governo de São Paulo à CBE. Concluído em maio de 1956, o plano constava basicamente de uma estimativa da demanda de energia elétrica e de uma série de estudos referentes à programação das obras. A primeira medida concreta do Governo de São Paulo para minorar a crise energética foi a constituição, em agosto de 1953, das Usinas Elétricas do Paranapanema - USELPA. Sua principal meta era a construção da hidrelétrica de

Salto Grande, no Rio Paranapanema. A primeira unidade geradora entrou em operação em maio de 1958. A segunda usina construída pela USELPA foi a de Jurumirim, no mesmo rio. As obras começaram em 1956 e foram concluídas em 1962; nesse meio tempo, a empresa deu início à usina de Xavantes, situada entre Jurumirim e Salto Grande, a qual só entraria em operação em 1970.

A segunda empresa sob a responsabilidade do Estado foi a Companhia Hidrelétrica do Rio Pardo - CHERP, criada em 1955. A CHERP concluiu a hidrelétrica de Limoeiro em dezembro de 1958 e a de Euclides da Cunha dois anos depois. Em 1959, a empresa iniciou os trabalhos da usina de Graminha, também no Rio Pardo, inaugurada sete anos depois. Em 1960, a CHERP dá prosseguimento às obras de Barra Bonita, no médio Tietê, concluindo-a em 1963, e inicia a construção de Bariri, inaugurada em 1965.

A participação do poder público estadual na indústria de energia elétrica de São Paulo foi ampliada em 1961, com a criação das Centrais Elétricas de Urubupungá - CELUSA. A tarefa dessa empresa era explorar o potencial hidráulico do salto do Urubupungá, no rio Paraná, no trecho em que o rio divide São Paulo de Mato Grosso do Sul. Previa-se a instalação de duas grandes usinas, Jupia e Ilha Solteira, que juntas teriam uma capacidade instalada de 3.900 MW. As obras de Jupia tiveram início em 1962 e seus dois primeiros geradores entraram em operação em 1969. Ilha Solteira começou a operar em 1973.

O governo paulista criou ainda, em 1962, a Bandeirantes de Eletricidade - BELSA e, no ano seguinte, a Companhia de Melhoramentos do Paraíba - COMEPA. Essas empresas atuariam no interior do Estado, em áreas onde as empresas locais, particulares ou municipais, não prestavam serviços adequados.

Todas as empresas de energia elétrica, constituídas pelo governo paulista no curso da década de 1950 e nos primeiros anos da década seguinte, seriam fundidas, juntamente com pequenas concessionárias privadas, numa única empresa - Centrais Elétricas de São Paulo -

CESP, constituída em dezembro de 1966, totalizando, na época, a capacidade instalada de 626 MW.

7. O Governo Vargas e o Projeto da ELETROBRÁS

O segundo Governo Vargas (1951-1954) conferiu à industrialização papel fundamental na promoção do desenvolvimento do país, ampliando a participação do Estado na economia, sobretudo na infra-estrutura (energia e transporte).

O primeiro projeto, encaminhado ao Congresso em maio de 1953, criava o Fundo Federal de Eletrificação – FFE, com recursos advindos, basicamente, do Imposto Único sobre Energia Elétrica - IUEE, já previsto na Carta de 1946. O objetivo desse projeto era assegurar o suporte financeiro necessário para a expansão do setor. O projeto converteu-se na Lei n. 2.308, de agosto de 1954.

O segundo projeto de lei, levado ao Congresso em agosto de 1953, regulamentava a distribuição das cotas do IUEE, referentes aos Estados, Distrito Federal e Municípios, feita pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico - BNDE. Esse projeto tramitou três anos pelo Congresso, dando origem à Lei n. 2.944, de novembro de 1956, assinada por Juscelino Kubitschek.

Também foi apresentado ao Congresso, em abril de 1954, o projeto que tratava da criação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS. Sua principal finalidade seria a execução do Plano Nacional de Eletrificação. Além disso, caberia à ELETROBRÁS a construção de grandes usinas geradoras e linhas transmissoras de alta tensão, bem como a implementação da indústria de material elétrico pesado. O projeto tramitou por sete anos no Congresso, enfrentando a oposição de diversos segmentos, notadamente as concessionárias

estrangeiras, mas também de parte do empresariado nacional e de dirigentes de algumas empresas estaduais do Setor.

Segundo Tolmasquim (2002, p.47), a holding ELETROBRÁS, nasceu alicerçada por grandes empresas como CHESF e FURNAS, que receberam, também, atribuições que eram da alçada do BNDE, no que se refere ao financiamento do setor elétrico.

8. Juscelino e a Meta de Energia Elétrica

Em janeiro de 1956, Juscelino Kubitschek tomou posse como Presidente da República, sob um clima político ainda bastante conturbado pela crise do suicídio de Vargas. Eleito por escassa maioria, com o apoio dos partidos de orientação getulista, Juscelino lançou ambicioso programa de desenvolvimento econômico, prometendo cinquenta anos de progresso em cinco de governo. No plano político, revelou notável capacidade de conciliação, muito importante para o êxito de sua estratégia desenvolvimentista.

Em seu governo, o recurso ao capital externo foi amplamente utilizado, vindo a constituir a principal base de financiamento da industrialização brasileira. Durante sua gestão (1956-1961), a taxa média anual de crescimento da produção industrial foi superior a 10%, uma das mais altas da história do país (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.142).

Coube ao Conselho do Desenvolvimento, órgão de planejamento da Presidência da República, chefiado por Lucas Lopes, coordenar a implementação do Plano de Metas. Em linhas gerais, o plano tencionava eliminar os pontos de estrangulamento da economia, mediante investimentos na infra-estrutura a cargo do Estado, e expandir a indústria de base e de bens de consumo duráveis, estimulando investimentos privados, nacionais e estrangeiros. Ao Estado caberia também criar condições econômicas, financeiras, sociais e políticas favoráveis ao pleno desenvolvimento da livre iniciativa.

O Plano de Metas priorizou os setores de energia (43,4% do total de investimentos previstos), transporte (29,6%) e indústrias de base (20,4%), cabendo o restante aos setores de alimentação e educação (6,6%, somados os dois). O montante reservado à energia elétrica representava mais da metade do total previsto para o setor energético. O plano continha trinta metas específicas, fora a meta-síntese representada pela construção da nova capital do País, Brasília (*Memória da Eletricidade*, 2000, 146).

Os resultados alcançados no campo da energia elétrica, durante o Governo JK, foram bastante positivos. Em 1960, a potência instalada no país chegou a 4.770 MW, equivalentes a 87% do que fora estipulado no Plano de Metas. Os grupos *Light* e *American and Foreign Power Company (AMFORP)* foram responsáveis por boa parte desse crescimento, com a conclusão da usina subterrânea de Cubatão, em São Paulo, e a entrada em operação da hidrelétrica de Peixoto, em Minas Gerais. De todo modo, a expansão a longo prazo do setor elétrico passou a depender de grandes projetos a cargo do Estado (*Memória da Eletricidade*, 2000, p. 148).

Na administração Kubitschek, as obras de ampliação da usina de Paulo Afonso prosseguiram em ritmo acelerado e iniciou-se a construção de duas hidrelétricas de grande porte, FURNAS e Três Marias, ambas em Minas Gerais. As usinas termelétricas também foram alvo da atenção governamental. O Plano de Metas determinou a construção de novas centrais geradoras no sul do país, visando ao aproveitamento da produção excedente de carvão mineral (LIMA, 1995, p.44).

9. A Construção de FURNAS e a Constituição da ELETROBRÁS

A criação da Central Elétrica de Furnas (FURNAS), em fevereiro de 1957, foi a segunda intervenção direta do governo federal na produção de energia elétrica. Ao contrário

da pioneira Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, que atuava no Nordeste, região pouco desenvolvida e de industrialização incipiente, FURNAS destinava-se a suprir a demanda energética da região mais industrializada do país: o Sudeste.

FURNAS foi criada como uma sociedade de economia mista, sob o controle majoritário do governo federal, representado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico - BNDE, com a participação dos governos estaduais de Minas Gerais e São Paulo, da *LIGHT*, por intermédio da *São Paulo LIGHT*, e da *AMFORP*, por intermédio da Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL.

O aproveitamento do potencial hidrelétrico de FURNAS, no rio Grande, próximo à fronteira de Minas Gerais com São Paulo, foi a obra prioritária do Governo Juscelino Kubitschek (1956-1961) na área de energia elétrica. Na ocasião, o Sudeste atravessava grave crise de energia, que colocava em risco a continuidade do processo de desenvolvimento da região.

A empresa permaneceu sob controle do BNDE até a constituição da ELETROBRÁS em 1962, quando passou à condição de subsidiária da *holding* federal. Assumiu, então, novos empreendimentos e alterou sua razão social para Furnas Centrais Elétricas em 1971.

O projeto de criação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS, apresentado pelo presidente Vargas em abril de 1954, tramitou lentamente no Congresso Nacional até o final do Governo Juscelino Kubitschek (1956-1961). A crescente intervenção estatal no setor de energia elétrica, a consolidação de empresas públicas, como a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, as Centrais Elétricas de Minas Gerais - CEMIG e a Central Elétrica de Furnas (FURNAS), e a criação do Ministério das Minas e Energia -MME, em julho de 1960, contribuíram para vencer as resistências ao projeto da ELETROBRÁS.

Em abril de 1961, o Presidente Jânio Quadros promulgou a Lei n. 3.890-A que autorizava a criação da empresa, com vetos parciais, notadamente à participação da estatal na fabricação de material elétrico pesado.

O processo de constituição da ELETROBRÁS teve início em outubro de 1961, já no Governo João Goulart (1961-1964), sendo concluído em 11 de junho de 1962.

A legislação de sua criação facultava a atuação direta em empreendimentos de geração, mas desde logo a ELETROBRÁS assumiu as características de uma *holding*, controlando inicialmente quatro subsidiárias: CHESF, FURNAS, Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba - CHEVAP e Termoelétrica de Charqueadas - TERMOCHAR.

Ainda em 1962, a Lei n. 4.156 garantiu à ELETROBRÁS o suporte necessário ao financiamento da expansão do setor. A lei transformou o Imposto Único sobre Energia Elétrica - IUEE em tributo *ad valorem*, protegendo-o assim da corrosão inflacionária. Além disso, instituiu o empréstimo compulsório, cobrado na conta dos consumidores, e inteiramente destinado à ELETROBRÁS.

Em pouco tempo, a *holding* passou a deter participação, embora minoritária, no capital de numerosas concessionárias de energia elétrica, devido aos financiamentos concedidos via aportes de capital. Operando como núcleo de um conjunto de empresas subsidiárias ou associadas, a ELETROBRÁS pôde desempenhar com maior eficiência sua função de principal agência financeira setorial.

10. O Movimento de 1964: mudanças no Setor e o novo ciclo de expansão

A queda do Presidente João Goulart em abril de 1964 inaugurou o ciclo de governos militares caracterizado pelo autoritarismo e pela grande concentração de poderes no Executivo Federal. O enfraquecimento do regime democrático ocorreu em meio a profundas

tensões sociais e dificuldades econômicas, marcando o desfecho da crise político-institucional iniciada com a renúncia de Jânio Quadros três anos antes.

O primeiro governo militar, chefiado pelo general Humberto Castelo Branco (1964-1967), promoveu importantes reformas com o objetivo de conter o processo inflacionário e criar condições para a retomada do crescimento econômico interrompido em 1962. Foram instituídas a reforma bancária, a lei de mercado de capitais, a correção monetária e a obrigatoriedade da reavaliação dos ativos das empresas.

A expansão das empresas de energia elétrica foi impulsionada por reformas de natureza administrativa, fiscal e financeira, merecendo destaque a adoção do chamado realismo tarifário. A aplicação da correção monetária aos ativos das empresas permitiu a recuperação do valor das tarifas, ampliando os recursos para o crescimento do setor.

A presença do poder público no setor tornou-se mais acentuada com a compra das concessionárias do grupo *AMFORP*, pela ELETROBRÁS. As negociações com o grupo norte-americano, interrompidas em 1963, foram retomadas de imediato pelo Governo Castelo Branco, culminando com a assinatura de acordo em novembro de 1964, previamente aprovado pelo Congresso Nacional. As onze empresas estrangeiras foram adquiridas por 135 milhões de dólares, passando a integrar o quadro de subsidiárias da ELETROBRÁS. Em 1965, a participação do Estado na capacidade instalada de energia elétrica do país tornou-se preponderante (*Memória da Eletricidade*, 2000, p. 167).

Estudos realizados durante o Governo Castelo Branco serviram de base para a definição do sistema nacional de eletrificação, instituído por Decreto Federal de junho de 1967, no início da administração do Presidente Costa e Silva (1967-1969). Segundo o Decreto, a ELETROBRÁS deveria concentrar as atividades empresariais do governo federal no setor de energia elétrica; as atividades normativas do poder concedente ficariam a cargo do Departamento Nacional de Águas e Energia - DNAE, criado em dezembro de 1965. O DNAE

seria transformado em Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE três anos depois, assumindo as funções do antigo Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica - CNAEE.

Centenas de pequenas empresas de âmbito municipal, públicas e privadas, foram progressivamente incorporadas por concessionárias estaduais. Quase todas as antigas subsidiárias da *AMFORP* passaram do controle da Eletrobrás para as empresas estaduais, em demorado processo que se estendeu até 1975. O grupo Eletrobrás se fortaleceria com a criação de mais duas subsidiárias de âmbito regional, além de CHESF e FURNAS. Em dezembro de 1968, surgiu a Centrais Elétricas do Sul do Brasil - ELETROSUL e, cinco anos depois, a Centrais Elétricas do Norte do Brasil - ELETRONORTE, encarregadas do suprimento da região Sul e da área correspondente à Amazônia Legal, respectivamente.

A importância do setor produtivo estatal na economia brasileira tornou-se mais acentuada durante o ciclo dos governos militares. A política do realismo tarifário, adotada em 1964, e o apoio de agências internacionais, como o Banco Mundial (BIRD) e o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), proporcionaram um aumento significativo de recursos para investimentos no setor de energia elétrica. Canalizados para projetos de grande porte, os investimentos no setor desempenharam papel importante na retomada da expansão econômica do País a partir de 1968. Teve início então um período de acelerado crescimento, conhecido como "milagre brasileiro", que coincidiu com o agravamento das tendências autoritárias do regime militar.

A capacidade instalada de energia elétrica do País praticamente dobrou entre 1966 e 1972 e mais do que duplicou entre 1972 e 1980, ultrapassando a marca de 31 mil MW. A crescente participação do Estado nas atividades de geração, transmissão e distribuição culminaram em 1979 com a compra da *LIGHT* pela ELETROBRÁS. Foi o último passo do

processo de nacionalização do Setor. A presença do capital privado ficou restrita a pequenas empresas nacionais (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.172).

A expansão do parque gerador foi comandada pela ELETROBRÁS e suas empresas controladas, além das quatro empresas estaduais pertencentes aos governos de São Paulo, Minas Gerais, Rio Grande do Sul e Paraná. No caso do grupo ELETROBRÁS, merecem destaque as obras realizadas pelas empresas de âmbito regional, altamente especializadas em geração e transmissão.

A Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF multiplicou por quatro sua capacidade geradora, superando a marca de 4.200 MW. As Centrais Elétricas do Sul do Brasil - ELETROSUL cumpriu extenso programa de trabalho a partir de sua criação em 1968, alcançando em doze anos a marca de 2 mil MW de potência instalada. As Centrais Elétricas do Norte do Brasil - ELETRONORTE, a mais nova empresa regional controlada pela ELETROBRÁS, totalizava apenas 340 MW de potência instalada em 1980. Seu parque gerador era composto majoritariamente por pequenas termelétricas (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.173).

Ocupando lugar de destaque entre as concessionárias estaduais, a Centrais Elétricas de São Paulo - CESP, criada em 1966, tornou-se a maior empresa geradora do país em meados da década de 1970. A CESP deu continuidade à construção das usinas de Jupia e Ilha Solteira, integrantes do complexo de Urubupungá, no Rio Paraná, com capacidade final de 4.600 MW, atingida em 1978. No mesmo ano, entrou em operação a terceira maior usina da companhia: Água Vermelha, construída no Rio Grande. A CESP concluiu também os aproveitamentos hidrelétricos de Xavantes e Capivara, no Rio Paranapanema, Promissão e Ibitinga, no Rio Tietê, e outros de menor porte, totalizando cerca de 8 mil MW em 1980 (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.180).

A Centrais Elétricas de Minas Gerais - CEMIG, segunda empresa estadual do País, superou a marca de 3.200 MW. Seu projeto de maior envergadura foi o aproveitamento hidrelétrico de São Simão, no Rio Paranaíba, com mais de 1.600 MW de potência, concluído em 1979. No Rio Grande, a empresa construiu mais duas usinas, Jaguará e Volta Grande, finalizadas em 1971 e 1975 (COTRIM, 1995, p. 69).

A Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e a Companhia Paranaense de Energia Elétrica – COPEL, pertencentes aos governos do Rio Grande do Sul e Paraná, respectivamente, ampliaram de forma significativa seus parques geradores.

Ocupando lugar de destaque entre as concessionárias estaduais, a Centrais Elétricas de São Paulo (Cesp), criada em 1966, tornou-se a maior empresa geradora do país em meados da década de 1970. A Cesp deu continuidade à construção das usinas de Jupia e Ilha Solteira, integrantes do complexo de Urubupungá, no Rio Paraná, com capacidade final de 4.600 MW, atingida em 1978. No mesmo ano, entrou em operação a terceira maior usina da companhia: Água Vermelha, construída no Rio Grande. A Cesp concluiu também os aproveitamentos hidrelétricos de Xavantes e Capivara, no Rio Paranapanema, Promissão e Ibitinga, no Rio Tietê, e outros de menor porte, totalizando cerca de 8 mil MW em 1980 (MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2000, p.180).

A Centrais Elétricas de Minas Gerais (Cemig), segunda empresa estadual do País, superou a marca de 3.200 MW. Seu projeto de maior envergadura foi o aproveitamento hidrelétrico de São Simão, no Rio Paranaíba, com mais de 1.600 MW de potência, concluído em 1979. No Rio Grande, a empresa construiu mais duas usinas, Jaguará e Volta Grande, finalizadas em 1971 e 1975 (Cotrim, in MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 1995, p.120).

A Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) e a Companhia Paranaense de Energia Elétrica (Copel), pertencentes aos governos do Rio Grande do Sul e Paraná, respectivamente, ampliaram de forma significativa seus parques geradores.

A notável expansão dos sistemas elétricos das regiões Sudeste e Sul obedeceu ao planejamento integrado e de longo prazo, elaborado pelo Ministério das Minas e Energia - MME, com o apoio do BIRD e da Organização das Nações Unidas - ONU. Entre 1962 e 1966, um pioneiro levantamento dos potenciais hidráulicos e do mercado de energia elétrica na região Sudeste foi realizado por técnicos brasileiros em parceria com especialistas de duas firmas de consultoria canadenses e uma americana. Esses consultores formaram o consórcio Canambra, assim designado em referência à nacionalidade dos agentes envolvidos. O mesmo tipo de levantamento foi realizado na região Sul, entre 1966 e 1969, com a participação da Canambra. Estudos semelhantes foram feitos entre 1969 e 1973 nas regiões Norte e Nordeste por firmas de consultoria nacionais sob a supervisão da ELETROBRÁS.

11. A Construção da Usina de Itaipu e Tucuruí

Em abril de 1973, os Presidentes do Brasil, Emílio Médici, e do Paraguai, Alfredo Stroessner, assinaram o Tratado de Itaipu, tendo em vista a construção de uma usina binacional no rio Paraná com 12.600 MW de potência. Maior empreendimento do gênero no mundo, a construção e a operação de Itaipu demandaram um longo processo de negociação entre os dois países (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.186).

As bases legais para o aproveitamento dos recursos energéticos do Rio Paraná, no trecho pertencente aos dois países, foram estabelecidas em junho de 1966 pela Ata de Iguaçu. Esse documento consagrou o regime de condomínio para a exploração das águas do Paraná, desde o Salto Grande de Sete Quedas até a confluência com o Rio Iguaçu. Os estudos ficaram a cargo da Comissão Mista Técnica Brasileiro-Paraguaia, ganhando impulso em abril de 1970 com a assinatura de um acordo de cooperação entre as Centrais Elétricas Brasileiras -

ELETROBRÁS e a Administración Nacional de Electricidad - ANDE, empresa estatal paraguaia.

Para a construção e a operação da usina, foi criada a empresa Itaipu Binacional, instalada em maio de 1974, com sedes em Brasília e Assunção. Obedecendo a um regime jurídico sem precedentes no setor energético brasileiro, a companhia compôs de forma paritária seus órgãos administrativos e o quadro de pessoal. Ainda em 1974, foram adotadas as primeiras medidas para a construção da usina, entre as quais: a elaboração do projeto de infraestrutura; a desapropriação e a aquisição de terras; a instalação de acampamento provisório; e o levantamento e a avaliação da área do reservatório.

A Usina de Itaipu foi inaugurada em outubro de 1984, com a entrada em operação de duas unidades geradoras de 50 Hz. Grande parte da cota paraguaia foi colocada à disposição do Brasil. Em maio de 1991, a usina atingiu a potência máxima prevista de 12.600 MW (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.187).

A Usina Binacional contribui com cerca de 25% do total da energia elétrica consumida no Brasil. Em 1997, FURNAS e a ELETROSUL absorveram 95,6% da energia elétrica gerada em Itaipu para repasse às empresas distribuidoras das regiões sudeste e sul, respectivamente; os 4,4% restantes destinaram-se à ANDE. A construção da usina de Tucuruí no Estado do Pará marcou o início do aproveitamento em grande escala do imenso potencial hidrelétrico da Amazônia. Situada no Rio Tocantins, a uma distância de 300 quilômetros de Belém em linha reta, a usina possui 4.200 MW de potência instalada (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.194).

A usina foi inaugurada em novembro de 1984, dispondo inicialmente de duas máquinas de 350 MW de potência. Em 1992, foi concluída a primeira etapa do aproveitamento hidrelétrico com a entrada em operação da 12ª unidade geradora. A energia de Tucuruí contribui decisivamente para o abastecimento dos estados do Pará, Maranhão e

Tocantins, desempenhando também papel importante no atendimento ao mercado da CHESF. Uma parcela substancial da produção é vendida diretamente pela ELETRONORTE a consumidores industriais eletrointensivos estabelecidos no Pará, como a Alumínio Brasileiro - AIBRÁS e a Companhia Vale do Rio Doce - CVRD, e no Maranhão, como a Consórcio de Alumínio do Maranhão – ALUMAR (*Memória da Eletricidade*, 2000, p.198).

Diante dessa apresentação da história da energia elétrica do Brasil, registra-se a formação do patrimônio elétrico brasileiro. Esse enfoque justifica-se como parte importante para a sequência e os objetivos descritos desta pesquisa.