

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
FACULDADE DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**

MARCOS RODOLFO KESSLER

**A REGULAÇÃO ECONÔMICA NO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO: TEORIA E EVIDÊNCIAS**

**Porto Alegre
2006**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
FACULDADE DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**

MARCOS RODOLFO KESSLER

**A REGULAÇÃO ECONÔMICA NO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO: TEORIA E EVIDÊNCIAS**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Faculdade de Ciências Econômicas da UFRGS, como quesito parcial para obtenção do título de Mestre em Economia modalidade profissionalizante, com ênfase em Economia da Empresa.

Orientador: Prof. Dr. Giacomo Balbinotto Neto

Porto Alegre

2006

K42r

Kessler, Marcos Rodolfo

A regulação econômica no setor elétrico brasileiro: teoria e evidências / Marcos Rodolfo Kessler. – Porto Alegre, 2006.
169 f.: il.

Ênfase em Economia da Empresa.

Orientador: Giacomo Balbinotto Neto

Dissertação (Mestrado Profissional em Economia) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Faculdade de Ciências Econômicas, Programa de Pós-Graduação em Economia, Porto Alegre, 2006.

1. Regulação econômica : Brasil. 2. Regulação econômica : Energia elétrica. 3. Energia elétrica : Brasil. I. Balbinotto Neto, Giacomo. II. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Faculdade de Ciências Econômicas. Programa de Pós-Graduação em Economia. III. A regulação econômica no setor elétrico brasileiro: teoria e evidências.

CDU 338.242.4

MARCOS RODOLFO KESSLER

**A REGULAÇÃO ECONÔMICA NO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO: TEORIA E EVIDÊNCIAS**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Faculdade de Ciências Econômicas da UFRGS, como quesito parcial para obtenção do título de Mestre em Economia modalidade profissionalizante, com ênfase em Economia da Empresa.

Aprovada em: Porto Alegre, 12 de fevereiro de 2007.

Prof. Dr. Giacomo Balbinotto Neto – orientador
PPGE/UFRGS

Profa. Dra. Alketa Peci
EBAPE/FGV

Profa. Dra. Lucia Helena Salgado e Silva
IPEA e UFRJ

Prof. Dr. Stefano Florissi
PPGE/UFRGS

*À Kátian,
por me instigar a nunca desistir.*

AGRADECIMENTOS

Quero agradecer de forma muito especial ao Prof. Giacomo. Sua inspirada orientação, sempre exigente e zelosa com os fundamentos da regulação econômica, mostrou-me muitos caminhos e, principalmente, atalhos no campo teórico da economia. A sua compreensão com minhas limitações de tempo, atrasos e constantes pedidos de prorrogação de prazo, e a paciência e serenidade com que me encorajou seguir até o fim. Por isso considero sua contribuição fundamental para a realização deste trabalho.

Outro agradecimento importante que devo fazer é à Rio Grande Energia S.A. – RGE, empresa que abriu as portas do setor elétrico para mim, no qual pude descobrir e vivenciar os desafios que a regulação econômica impõe na prática, e, além disso, foi minha parceira nesse objetivo, através de uma moderna e eficaz política de desenvolvimento de seus profissionais.

Devo agradecer, também, aos meus colegas e amigos da RGE que sempre me apoiaram e incentivaram a prosseguir nesse objetivo, mesmo diante das dificuldades e desafios do dia-a-dia da Empresa.

Agradecer a um seleto grupo de amigos e colegas, aqueles com quem posso contar a qualquer hora e lugar, pelos momentos de descontração, companheirismo, apoio e incentivo que marcam nossa amizade.

Um outro agradecimento que gostaria de fazer é aos meus pais, Ernani (*in memorium*) e Vera, pelo apoio e a confiança que sempre demonstraram ter em mim.

Agradecer aos Professores Alketa Peci (EBAPE/FGV), Lucia Helena Salgado e Silva (IPEA e UFRJ) e Stefano Florissi (PPGE/UFRGS), pois muito me honraram em compor a banca avaliadora deste trabalho. Seus comentários, críticas e sugestões vieram a engrandecer ainda mais os resultados aqui apresentados.

E, por fim, agradecer a minha família, Kátian e Rafael, que muito me apoiaram nessa trajetória, especialmente nos últimos meses. O apoio e o carinho, traduzidos através da compreensão com os dissabores desse período, foram fundamentais para que eu chegasse ao final dessa trajetória.

A todos quero dedicar os meus sinceros agradecimentos, isentando-os de qualquer responsabilidade pelo conteúdo deste trabalho, suas conclusões e, principalmente, por eventuais erros cometidos.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma leitura atual e abrangente do setor elétrico brasileiro e suas transformações recentes na forma de organização, com a introdução da concorrência no mercado de energia e o fim do modelo estatal. A regulação econômica por incentivos é uma alternativa para resolver problemas de eficiência alocativa em monopólios naturais, em um contexto de assimetrias de informação e custos de transação, e para propiciar as condições para que o mercado de energia elétrica seja atrativo ao capital privado, possibilitando a transição do modelo estatal para um regime de mercado. Essa abordagem permite que possamos determinar os efeitos da regulação econômica por incentivos no setor elétrico, a qualidade do marco regulatório e o papel das instituições nos resultados alcançados. Hoje estamos diante de um quadro de incerteza preocupante, na medida em que o marco regulatório vigente não garante a sustentabilidade de longo prazo do abastecimento energético, devido à insegurança jurídica, à discricionariedade do regulador e à instabilidade das regras e normas que o caracterizaram nesse período. Em outras palavras, o setor elétrico brasileiro tornou-se hostil para os investidores e não proporcionou a modicidade tarifária esperada para os consumidores. Rever as diretrizes políticas do modelo e recuperar os princípios básicos da regulação econômica por incentivos é o meio para a estruturação de um novo marco regulatório, possibilitando criar um ambiente pautado pela segurança jurídica e respeito ao direito de propriedade no qual será possível, finalmente, materializar os objetivos definidos no, já distante, Projeto RE-SEB – aumentar a eficiência, a qualidade e propiciar a modicidade tarifária.

Palavra-chave: Regulação econômica: Brasil. Regulação econômica: Energia elétrica. Energia elétrica: Brasil.

ABSTRACT

This dissertation presents a current and comprehensive analysis of the Brazilian electric energy sector and its recent transformations in the form of organization, with the introduction of competition in the electric energy market, ending the State-owned enterprise model. Economic incentive regulation is an alternative to solve allocative efficiency problems in natural monopolies, in the context of asymmetric information and transaction-costs, and to provide the conditions for the electric energy market to be attractive to the private capital, allowing the transition from the State-owned enterprise model to a market regime. This approach allows us to determine the effects of economic incentive regulation in the electric energy sector, the quality of the regulatory governance and the role of the institutions in the reached results. Today, we face a worrisome scenario of uncertainty because the current regulatory governance does not guarantee the long run sustainability of the energy supply due to the legal insecurity, the weak governance regime and the instability of rules and norms that characterize it in this period. In other words, the Brazilian electric energy sector became hostile to investors and did not provide the price reduction expected by the consumers. To rethink the political guidelines of this model and to recover the basic principles of economic incentives regulation is the way to restructure a new regulatory governance, allowing the creation of an environment guided by legal security and respect to property rights in which it will, finally, be possible to materialize the objectives defined in the, now distant, Project RE-SEB – to increase the efficiency and the quality and to provide the price reduction.

Keywords: Regulation economic: Brazil. Regulation economic: Electric energy. Electric energy: Brazil.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Curvas de Custo do Monopólio Natural	25
Figura 2	Organograma Institucional do Setor Elétrico Brasileiro	86
Figura 3	Cronologia da evolução do marco regulatório e das privatizações	89
Figura 4	Dados ilustrativos dos impactos da falha da fórmula do IRT	99
Figura 5	Variações acumuladas entre 1998 e 2005.....	109
Figura 6	Investimentos e retorno médio (ROC) das empresas de distribuição de energia elétrica.....	116
Figura 7	Distribuição das Cooperativas por Região no Brasil.....	139
Figura 8	Composição das tarifas de energia elétrica	142
Figura 9	Variações dos valores das componentes de custos das tarifas de energia elétrica e dos índices de inflação entre 1998 e 2005	144

LISTA DE QUADROS

Quadro 1	Estrutura da funcional do setor elétrico	14
Quadro 2	Características principais da estrutura institucional do Brasil.....	74
Quadro 3	História regulatória e mecanismos de controle do setor elétrico brasileiro.....	81
Quadro 4	Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro até 2004.....	85
Quadro 5	Novos órgãos da estrutura institucional do setor elétrico brasileiro a partir de 2004	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Privatizações no setor elétrico	46
Tabela 2	Resultado da Privatização das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica	95
Tabela 3	Valor das bases de remuneração regulatórias – BRR das principais distribuidoras	129

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
2. REGULAÇÃO ECONÔMICA POR INCENTIVOS	20
2.1 Por que regulação econômica é importante?	21
2.2 A Teoria da Regulação Econômica por Incentivos	30
2.3 A Regulação por Incentivos no Setor Elétrico Brasileiro	42
3. O DESENVOLVIMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	45
3.1 O debate entre empresa pública versus empresa privada.	46
3.2 O fim de uma era no setor elétrico brasileiro.	49
3.3 A Formação do Setor Elétrico Brasileiro	51
3.4 A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.....	62
4. A ESTRUTURA INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	68
4.1 A Importância da Estrutura Institucional.....	69
4.2 A Formação da Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro.....	79
4.3 O Impacto das Restrições Institucionais no Desempenho Setorial	93
5. O RISCO REGULATÓRIO E A POLÍTICA TARIFÁRIA NO BRASIL	107
5.1 Investimento e Risco	110
5.2 O Risco Regulatório no Brasil.....	115
5.3 O Impacto das Políticas Tarifárias	130
5.4 A Evolução das Tarifas de Energia Elétrica no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.....	142
5.5 Considerações Finais sobre o Risco Regulatório e a Política Tarifária no Brasil.....	145
6 CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS	149
REFERÊNCIAS.....	160

1 INTRODUÇÃO

O objetivo desta dissertação é analisar o problema da regulação econômica por incentivos em um contexto de assimetria de informações e custos de transação, tanto sob o ponto de vista teórico como empírico, na reestruturação do setor elétrico brasileiro após a reforma institucional da década de 1990, em especial no segmento de distribuição de energia elétrica, pois suas características o fazem o principal objeto de regulação econômica.

A regulação econômica pode ser definida, em caráter geral, como a necessidade de impor restrições às decisões dos agentes econômicos, em decorrência de características, como assimetria de informação e custos de transação, encontradas em determinados mercados que impedem que o equilíbrio entre oferta e demanda seja alcançado de forma natural. Essa condição é encontrada em mercados onde se verificam condições de monopólio natural, que se configura quando a alternativa de menor custo para a sociedade é a existência de apenas um fornecedor para o bem ou serviço. Para evitar os problemas associados ao monopólio, a regulação econômica é uma alternativa adequada e largamente difundida, contudo implica uma relação bilateral do tipo agente-principal. Para Macho-Stadler e Pérez-Castrillo (2001, p.4), essa relação bilateral implica que uma parte (principal) contrata outra (agente) para executar determinada tarefa ou serviço. Contudo, a definição dos termos desse contrato está sujeita ao comportamento oportunista desses agentes, que têm objetivos e interesses conflitantes e possuem informação distinta entre si. É nesse ambiente de racionalidade limitada em que os agentes têm a possibilidade do comportamento oportunista é que a economia dos custos de transação trata do estudo das trocas (WILLIAMSON, 1996). Assim sendo, o marco regulatório é o conjunto dos mecanismos de controle, regras e normas jurídicas estabelecidas que procura minimizar os problemas causados por essas falhas de mercado, fazendo com que os monopólios naturais funcionem adequadamente e cumpram seu papel social.

A estrutura industrial do setor elétrico é praticamente a mesma na maioria dos países, porém aspectos-chaves do seu funcionamento como a propriedade dos ativos, a estrutura de regulação e a matriz energética podem ser substancialmente diferentes. Esta estrutura é composta basicamente de três componentes – geração, transmissão e distribuição – e suas características estão apresentadas na Quadro 1. Na geração a eletricidade é produzida de diversas forma e escalas. No Brasil a geração é de fonte hídrica

em sua maioria, mas existem outras fontes alternativas como as que utilizam gás natural, carvão, óleo diesel, vento, sol, biomassa e outras. A transmissão de energia é responsável por levar a energia, normalmente em alta tensão, desde as unidades produtoras (geração) até os centros de consumo. Por essas características, normalmente, são operadas de forma integrada por um único centro de controle, é o caso do Brasil com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. O elo final da cadeia é segmento de distribuição de energia, que proporciona a infra-estrutura que permite que a energia elétrica chegue a todos os consumidores de forma segura e eficaz (MEGGINSON, 2005, p. 366-368).

Quadro 1

Estrutura da funcional do setor elétrico:

Função	Características Econômicas	Implicações
Geração	Economias de escala limitadas à capacidade da planta; Economias de coordenação no sistema; Complementariedade com a transmissão.	Potencialmente competitivo; Regulação parcial.
Transmissão	Externalidade de rede; Em geral não é um monopólio natural; Elevados custos irrecuperáveis.	Planejamento indicativo dos investimentos; Possibilidade de diversos operadores; Forte regulação.
Distribuição	Monopólio natural; Elevados custos irrecuperáveis.	Competição impossível; Forte Regulação.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A reforma institucional da década de 1990 significou uma ruptura no modelo estatal e centralizado que caracterizou o setor elétrico brasileiro por quase 40 anos, em que o Estado foi o principal protagonista da consolidação de um setor elétrico com abrangência nacional e capaz de atender as necessidades de crescimento econômico nesse período. Esse modelo, porém, esgotou-se e restou ao Estado abrir mão da gestão administrativa e operacional dos serviços, assumindo uma posição de regulador da atividade e das empresas, que passam a prestar os serviços públicos à sociedade brasileira agora sob uma nova forma de gestão. Para isso, a alternativa escolhida foi introduzir a competição em todos os elos da cadeia de produção¹, da geração à entrega no ponto de consumo. Em alguns elos da cadeia

¹ Cadeia de produção e estrutura funcional têm o mesmo significado neste trabalho.

a competição era possível de forma natural, mas nos segmentos onde se verificavam condições de monopólio a regulação econômica por incentivos foi a alternativa.

O principal argumento do trabalho é que a regulação econômica por incentivos é uma forma adequada e suficiente para introduzir a competição em mercados que se caracterizam pela elevada assimetria de informação e custos de transação, mas, em contrapartida, exige uma estrutura institucional robusta que garanta a estabilidade do marco regulatório, de forma a manter em equilíbrio a relação entre modicidade tarifária e remuneração adequada dos investimentos, buscando continuamente a estabilidade e a segurança contratual. Assim, o objetivo principal desta dissertação é investigar (i) os efeitos da regulação econômica por incentivos no setor elétrico brasileiro, (ii) o desenvolvimento de um marco regulatório no país, e (iii) o novo papel das instituições como fatores determinantes para o sucesso dessa nova forma de organização e estruturação do setor.

A regulação econômica por incentivos é uma forma de tratar limitações que impedem determinados mercados de funcionar normalmente em regime de concorrência, exigindo um determinado nível de intervenção externa para que o equilíbrio entre oferta e demanda seja alcançado sem a expropriação econômica de uma parte pela outra ou, em outras palavras, que se produzam ineficiências econômicas. Monopólios naturais são tipicamente casos em que se verificam importantes falhas de mercado, uma vez que os ganhos de escala crescentes, os elevados custos fixos e a especificidade dos ativos criam uma condição em que a melhor solução para minimização dos custos para a sociedade é a existência de apenas um fornecedor para o serviço. Assim, em contrapartida, o Estado assume o papel de garantir que essas firmas operem em condições adequadas para que forneçam o serviço público em quantidade, qualidade e custo adequados à capacidade de pagamento da sociedade.

Modernamente, porém, a ação regulatória tem sido utilizada, também, como um instrumento indutor do aumento contínuo de eficiência e qualidade dos serviços prestados pelas empresas que operam nesses mercados, pela possibilidade que a regulação abre aos administradores públicos de criar um ambiente em que as empresas monopolistas operem como se em um mercado concorrencial estivessem. Essa característica se configura no principal potencial que esse modelo oferece, na medida em que o aumento da eficiência e qualidade, ao se materializarem em redução de custos do serviço, poderá ser compartilhado com os consumidores através da redução em termos reais das tarifas praticadas.

Além da questão central, procuraremos responder ao longo deste trabalho outras importantes questões que estão intrinsecamente associadas ao tema básico proposto, tais

como: (i) Como se deu a transição do modelo estatal para o modelo de mercado no setor elétrico brasileiro? (ii) Como foi a construção do marco regulatório brasileiro e seus efeitos sobre o ambiente regulado? (iii) Quais foram os impactos provocados pela consolidação das políticas regulatórias para o segmento regulado, quanto ao risco do setor e as expectativas de retorno e remuneração dos investimentos? (iv) O modelo de regulação atual é adequado e suficiente para garantir o crescimento sustentável do setor elétrico brasileiro a longo prazo? (v) Por que as tarifas de energia elétrica aumentaram acima da inflação após a reestruturação do setor? (vi) A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL tem exercido de forma autônoma e independente o seu papel de regulador e fiscalizador dos serviços de energia elétrica no Brasil, garantido a estabilidade do setor e o equilíbrio entre seus agentes? Acreditamos que tais questões não esgotam o tema, mas permitem estabelecer um roteiro inicial no sentido de orientar a elaboração do trabalho e ter claro quais são os pontos-chaves relacionados à reestruturação do setor elétrico brasileiro.

A hipótese básica que procuramos analisar é que as reformas institucionais de setores importantes para o desenvolvimento econômico de um país, como os serviços públicos de infra-estrutura, são oportunidade de se aumentar a eficiência econômica e bem-estar da sociedade. Contudo, é imprescindível que o processo de mudança ocorra de forma que não provoque descontinuidades na prestação do serviço e, conseqüentemente, abale a credibilidade do setor. Assim sendo, é nessa perspectiva que iremos analisar a reforma institucional e o marco regulatório do setor elétrico brasileiro, seus impactos para a sociedade e para as empresas, sua qualidade *vis-à-vis* à moderna teoria de regulação econômica por incentivos e as possibilidades e riscos que se afiguram para o futuro.

As reformas institucionais têm-se constituído num processo que modificou de forma radical a intervenção do Estado na economia em diversos países do mundo nas últimas décadas, começando pelas economias desenvolvidas e, em anos mais recentes, na América Latina. As privatizações das grandes empresas estatais configuraram-se como a etapa, normalmente, mais marcante desse processo, na medida em que muda a inserção dessas empresas no meio econômico e social do país (MEGGINSON, 2005). Porém, a etapa mais importante desse processo acontece quando da definição da estrutura regulatória e da forma de organização setorial que se pretende desenvolver, em que é necessário conciliar interesses sociais com o interesse econômico do capital privado, o qual passa a ser o protagonista na consolidação desses setores. As razões que levaram a esse processo de reorganização dos setores de serviço público têm sido a necessidade de austeridade fiscal por parte dos governos, os elevados custos de operação e o esgotamento do modelo de

gestão estatal como alternativa administrativa, garantindo uma visão empresarial voltada exclusivamente para a qualidade e eficiência do serviço prestado.

No Brasil esse movimento não foi diferente de outros países da América Latina, como Chile (POLLITT, 2005) e Argentina (Guzowski, 2000), mas seu começo foi mais tardio. Pois, como poucos, soubemos levar ao limite o conceito de empresa e estatal e regime centralizado de comando nos mais diversos segmentos da economia nacional. No setor elétrico, até meados da década de 1990 tivemos na Eletrobrás uma figura central no comando das principais atividades de planejamento e operação do setor elétrico, coordenando os mais diversos programas do setor, centralizando a gestão financeira dos recursos disponíveis para os investimentos, decidindo quais as obras seriam ou não feitas, administrando conflitos entre empresas, entre outras atividades. Mas esse modelo esgotou-se com a crise financeira do Estado e, com ela, a incapacidade de manter os investimentos necessários para que a infra-estrutura nacional continuasse a crescer na medida em que o crescimento econômico assim exigia. Além disso, o gigantismo que caracterizou as empresas estatais onerava o Estado com elevados custos operacionais e não garantia que os serviços fossem prestados com qualidade e eficiência.

Tendo em vista esse novo contexto, era necessário escolher um caminho para a organização desses setores fundamentais para a economia do país e essa escolha, diante da incapacidade financeira do Estado, passava pela transferência das empresas estatais para a iniciativa privada. Mas para isso era necessário, também, criar um novo ambiente institucional em que o Estado passasse a ser o articulador do desenvolvimento dos setores de serviços públicos, ocupando a iniciativa privada o lugar de agente financiador dos investimentos necessários ao crescimento da infra-estrutura nacional. Isto foi feito através da criação das agências reguladoras².

A contribuição desta dissertação consiste em apresentar uma leitura atual e abrangente do setor elétrico brasileiro, sob a ótica da regulação econômica por incentivo em um contexto de assimetria de informação, em que a participação do capital privado tornou-se preponderante e fundamental no desenvolvimento do setor. O modelo teórico de regulação por incentivos será apresentado como pressuposto básico na definição de um novo marco regulatório, possibilitando que possamos avaliar a qualidade das decisões políticas, e suas conseqüências, na definição das regras e normas estabelecidas no país para organização do setor elétrico ao longo desses últimos 10 anos. Contudo, a principal

² Ver Saraiva, Peci e Brasília (2002) e Alveal (1999) sobre o desenvolvimento das agências reguladoras no Brasil.

contribuição do trabalho pretende ser mostrar que ainda existem importantes restrições no modelo de regulação desenvolvido no país, os quais impedem que tenhamos um ambiente regulatório que propicie o desenvolvimento sustentável, permitindo que todos os agentes participantes desse mercado possam operar com equilíbrio e em um ambiente de estabilidade institucional, que, em última instância, se reflete na incerteza de que seus direitos serão garantidos. Para isso vamos revisitar a trajetória de desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, desde as pequenas empresas privadas de abrangência municipal no início do século passado até o grande monopólio estatal capitaneado pela Eletrobrás, que nos conduziu até o momento atual e ainda hoje é presença muito forte no novo modelo regulatório estabelecido para essa nova fase do setor elétrico brasileiro.

Na medida em que compreendemos os impactos e os riscos de uma regulação econômica limitada e a importância de um marco regulatório estável que propicie segurança jurídica, estamos buscando mostrar que esse é um tema que precisa ser acolhido por nossos administradores públicos como da maior importância para o desenvolvimento econômico do país, uma vez que o setor elétrico é um dos pontos-chave da infra-estrutura nacional e sua insuficiência pode paralisar a atividade produtiva e comprometer o crescimento econômico. Existem muitos exemplos na experiência internacional de programas de reestruturação de setores de infra-estrutura, que, por interferência política e manutenção de privilégios, trouxeram enormes danos à sociedade. Especificamente no caso do setor elétrico, o dano normalmente se materializa pelo fornecimento precário e sem continuidade da energia elétrica para a sociedade e para as empresas nacionais, inviabilizando o crescimento da economia.

Cabe destacar, como limitação dessa abordagem, que analisamos exclusivamente o modelo de regulação por incentivo como forma de organização dos setores que apresentam falhas de mercado que impedem a concorrência natural entre os participantes, uma vez que a proposta do trabalho é analisar o modelo de regulação desenvolvido no país e não propor, ou mesmo analisar, alternativas possíveis para a organização do setor elétrico brasileiro. Até mesmo porque é nosso entendimento que a regulação econômica por incentivos é adequada e suficiente para tratar o problema de organização do setor elétrico brasileiro no momento atual. Porém, temos presente que existem propostas teóricas e exemplos empíricos alternativos para o tratamento dessa questão, tanto pelo lado da regulação, através de

outros mecanismos e formas de remunerar as firmas operadoras, quanto pela intervenção estatal como alternativa à regulação econômica³.

Além desta introdução, esta dissertação está dividida em mais quatro capítulos. No Capítulo 2, apresentamos uma análise das principais e mais recentes abordagens teóricas sobre a regulação econômica por incentivo, suas aplicações, limitações e justificativas como uma solução para o problema da organização de mercados em que a concorrência não se verifica por questões estruturais, como é o caso do setor elétrico. No Capítulo 3, mostramos a evolução histórica do setor elétrico brasileiro, o contexto, as etapas e as características desse processo desde o seu surgimento no início do século passado até a crise financeira do Estado, ponto de partida para as reformas que dão inspiração para esta dissertação. No Capítulo 4, apresentamos o cenário sobre o qual se deram as reformas e o desenvolvimento do novo marco regulatório para o setor elétrico brasileiro, destacando a inversão de prioridades quando se optou primeiro pela reforma administrativa e, somente depois, pela reforma institucional, resultando em uma estrutura regulatória frágil e incompleta. E, por fim, no Capítulo 5, apresentamos os resultados empíricos da regulação econômica por incentivos desenvolvida no setor elétrico brasileiro, a partir da metade da década de 1990, destacando principalmente os impactos que tiveram sobre a estabilidade e segurança desse setor, vital para o desenvolvimento do país e para a qualidade de vida dos brasileiros.

Este trabalho pretende, assim, fornecer uma visão abrangente sobre a regulação econômica por incentivos em um contexto teórico e mostrar de forma empírica a evolução e a consolidação da regulação econômica desenvolvida para o setor elétrico brasileiro ao longo dos últimos 10 anos. Com isso, pretendemos trazer algumas explicações para muitas das questões que têm abalado a confiança dos agentes do setor, e da sociedade em geral, ao longo desse período, mas, principalmente, responder, por que o setor elétrico brasileiro ainda não oferece condições de conforto e estabilidade para seus agentes, sejam investidores, reguladores ou consumidores.

³ Uma abordagem ampla sobre as diversas alternativas de regulação ou intervenção estatal nos setores de infra-estrutura e seus resultados empíricos nas experiências internacionais pode ser vista em Megginson (2005).

2 REGULAÇÃO ECONÔMICA POR INCENTIVOS

Neste capítulo apresentamos uma síntese das principais abordagens teóricas sobre a definição de um modelo de regulação econômica por incentivos, contendo as definições, abordagens, conceitos e justificativas que impõem ao Estado a necessidade de regular determinadas atividades produtivas. A partir dessa construção teórica pretendemos analisar detalhadamente o modelo regulatório do setor elétrico brasileiro.

A regulação é um tema recorrente na literatura econômica e encontramos diversas definições que ilustram sua importância. Para Viscusi, Vernon e Harrington (1996), a regulação tem sido definida como uma limitação imposta pelo Estado sobre as ações que podem ser exercidas pelos indivíduos ou organizações, as quais são sustentadas pela ameaça de sanção. Para Sappington (1994), a regulação é definida como a aplicação de regras que encorajem a firma regulada a atingir determinados objetivos estabelecidos pelo regulador. Para Baron e Besanko (1984), na presença de externalidade e problemas de informação, a regulação decorre geralmente do relacionamento entre a autoridade regulatória e as firmas reguladas. Para Vogelsang (2002), a regulação significa a definição de limites e parâmetros dentro dos quais as firmas podem obter lucro. Kahn (1998) observou que a essência da regulação é uma troca explícita da competição por ordens governamentais que são o principal mecanismo institucional para assegurar o bom desempenho de uma economia. O autor, também, definiu a regulação referente às indústrias de utilidade pública pelas ações dos reguladores, onde o governo prescreve os principais aspectos de sua estrutura e desempenho econômico, do controle de entrada e saída, fixação de preços, prescrição da qualidade, condição dos serviços e obrigação de servir a todos os consumidores sob condições razoáveis. E Church e Ware (2000) destacam que a regulação pode ser definida, de modo amplo, como sendo a intervenção governamental que busca mudar os resultados de um mercado.

O problema regulatório, em uma análise inicial, é a busca por mecanismos que possam corrigir as falhas de mercado existentes em alguns setores da economia, como serviços de energia, telefonia, estradas, transporte e saneamento. Nesses setores específicos encontramos algumas características peculiares que impedem que as regras gerais do mercado concorrencial garantam uma relação equilibrada entre produtor e consumidor e gerem a eficiência alocativa dos recursos disponíveis. Por essa razão justifica-se a

intervenção do Estado como forma de garantir que a sociedade tenha à disposição os serviços adequados às suas necessidades, em quantidade, qualidade, segurança e, principalmente, a um custo condizente com sua renda. As formas mais comuns de resolver esse problema são basicamente duas: (i) o Estado assumindo para si a responsabilidade pela prestação do serviço, ou (ii) transferindo para a iniciativa privada a gestão e operação dos serviços, assumindo o papel de regulador.

Na presença de falhas de mercado, economias de escala, bens públicos, assimetria de informações, etc. (PINDYK; RUBINFELD, 1994, p. 447-456), os sinais econômicos não são suficientes para garantir que as escolhas dos agentes levem ao equilíbrio entre a oferta e a demanda, impossibilitando que se alcance a “eficiência de Pareto” (PINDYK; RUBINFELD, 1994, p. 765-766). Portanto, da necessidade social e do interesse do Estado nesses mercados, surge a necessidade de intervenção e regulação. Da intervenção surge o conflito entre regulador e regulado¹, que a política regulatória procura dirimir ao garantir o equilíbrio entre os agentes envolvidos – sociedade, Estado e prestadores do serviço. Esse conflito e suas conseqüências será o objeto de análise sobre o qual este trabalho irá discorrer.

2.1 Por que a regulação econômica é importante?

Em mercados tradicionalmente competitivos as empresas têm a liberdade de escolher livremente a estratégia empresarial que proporcione a maximização de seu retorno. As firmas decidem o que e quanto produzir, a que preço oferecer seus produtos, a qualidade, a matéria-prima a ser utilizada, quanto investir, etc. Pelo lado da demanda, os consumidores decidem onde e quando trabalhar, quantas horas trabalhar, como gastar seus recursos, seu tempo e que riscos correr. Com base nessa condição as transações ocorrem no mercado, as pessoas são contratadas e a cadeia produtiva funciona, combinando os interesses de cada um desses agentes de modo a maximizar o bem-estar de todos (SMITH, 1776). O governo, por sua vez, também interfere nesse sistema econômico e social, decidindo quanto a sociedade deve pagar de impostos, como esses recursos serão investidos

¹ Ver teoria da relação agente-principal em Macho-Stadler e Pérez-Castrillo (2001).

no desenvolvimento econômico do país, qual o nível de assistência social será disponibilizado, etc. O importante nesses arranjos competitivos é que em qualquer situação as decisões são tomadas livremente, aceitas ou não pelos demais agentes no momento em que as escolhas são feitas. Nosso dia-a-dia está repleto de exemplos corriqueiros que representam essa realidade, vejamos alguns: (i) os consumidores optam por um ou outro fabricante do produto, segundo suas preferências, (ii) as firmas escolhem os trabalhadores que melhor se adaptam ao seu sistema de produção, e (iii) as ações e decisões do governo são julgadas pela sociedade a cada episódio eleitoral.

Mas quando o ambiente concorrencial não se verifica, pela existência de falhas no mercado, temos uma condição que não possibilita a maximização do bem-estar de todos os envolvidos, surgindo, assim, a figura do regulador como mecanismo para corrigir tais falhas. Em contraste com a liberdade verificada no modelo concorrencial de mercado, a regulação se caracteriza por impor restrições às decisões dos agentes ou, de outra forma, impor limitações, normas e padrões às ações e decisões das firmas no desempenho de sua função social. A regulação econômica segundo Viscusi, Vernon e Harrington, pode ser definida como:

Regulation is the use of this power for the purpose of restricting the decision of economics agents. [...] Economic regulation typically refers to government-imposed restrictions on firms decisions over price, quantity, and entry and exit (1996, p. 307).

As principais causas para as falhas de mercado, segundo a análise normativa, são o poder de mercado, informação assimétrica, externalidades e bens públicos. Por essas falhas de mercado estarem normalmente associadas à prestação de serviços públicos essenciais à sociedade, como, por exemplo, os serviços de eletricidade, que, caso não tratadas adequadamente, poderão resultar na expropriação abusiva do bem-estar da sociedade por parte das firmas, a regulação normalmente configura-se como uma atividade desempenhada pelo Estado. De modo geral a regulação econômica traduz-se na imposição de restrições quanto a preços, quantidade e restrições quanto a entrada e saída do mercado. No caso do setor elétrico a regulação econômica normalmente se apresenta na forma de padrões de

qualidade de atendimento, preços máximos (*price-cap*²), restrição no repasse de custos, monopólio de uma determinada área, entre outros³.

O regulador, pela natureza de suas características, tem limitações em verificar se todas as decisões tomadas pelo agente regulado estão de acordo com os padrões e normas pré-determinados, caracterizando um típico caso de assimetria de informações, o que torna fundamental que o processo regulatório esteja norteado por regras gerais que proporcionem o equilíbrio na relação entre os agentes. Essa limitação leva à possibilidade de existirem vários níveis de regulação quanto à intervenção econômica, dependendo do conjunto de normas e padrões e do esforço que o Estado pretende ou consegue empreender na verificação e controle das firmas reguladas. Também influenciam, na penetração e na profundidade da regulação econômica, as características do mercado, das regras e do funcionamento dos agentes. No caso brasileiro, os setores elétrico e de telefonia são exemplos de serviços públicos regulados pelo Estado, mas, devido às suas características, o setor elétrico é objeto de uma regulação mais restritiva quanto à liberdade de ação e invasiva no funcionamento operacional das firmas que prestam o serviço, enquanto que no setor de telefonia, basicamente pela maior possibilidade de promoção da concorrência intra-setorial, a regulação opera em um nível mais brando quanto à liberdade das firmas em decidir a forma de atuação no mercado.

2.1.1 Monopólio Natural

As condições de monopólio são importantes, pois o setor elétrico organiza-se em grande parte em monopólios regionais⁴, especialmente suas atividades de transmissão e distribuição de energia são tipicamente monopólios naturais, assim como outros serviços públicos como água, transporte coletivo, telefonia e saneamento. O setor elétrico apresenta ainda em sua cadeia de produção mais dois segmentos, a geração (produção) e a

² *Price Cap* é o regime de preços em que o regulador define um preço máximo a ser praticado pela firma regulada aos seus consumidores. Esse preço garante a cobertura dos custos inerentes à atividade e a remuneração dos investimentos realizados, com base em parâmetros de eficiência e qualidade definidos pelo regulador.

³ Uma introdução sobre a Regulação Econômica, seus instrumentos e evolução histórica pode ser visto em Viscusi, Vernon e Harrington (1996, p. 307-350).

⁴ Ver Shleifer (1985), a regulação de monopólios regionais por *Yardstick Competition*.

comercialização de energia elétrica, nas quais, dependendo das regras de funcionamento, é possível haver um elevado grau de competição, pois, diferentemente dos segmentos de distribuição e transmissão, esses últimos tem características intrínsecas de mercados concorrenciais.

Conceitualmente uma empresa monopolista é entendida como aquela formadora de preços e única fornecedora de um determinado produto para o qual não há substitutos próximos. Isso significa que essa empresa pode determinar o preço de mercado de seu produto, uma vez que não possui concorrentes que forneçam produtos similares ou substitutos. Essa é a situação oposta a um mercado concorrencial, em que várias empresas fornecem o produto, e cada uma individualmente não tem capacidade para influenciar o preço de mercado desse produto. Nessas condições, as empresas são tomadoras de preço por não terem o poder de mercado, enquanto que, em monopólio, a empresa é formadora de preços (*price maker*) devido ao poder de mercado⁵.

A causa fundamental para a existência de monopólios está nas barreiras à entrada no mercado, que possibilitam ao monopolista manter o poder de mercado impedindo que outras empresas ingressassem no mesmo, possibilitando a competição. As origens mais comuns para o surgimento dessas barreiras são as seguintes: (i) o monopolista possui a exclusividade de um recurso, que nenhum outro possui, e, assim, nenhuma outra empresa pode entrar no mercado, (ii) o governo concede à empresa o direito exclusivo de produzir determinado produto ou serviço, caso das patentes médicas, por exemplo, e (iii) quando os custos de produção tornam um único produtor mais eficiente que vários produtores, caso chamado de monopólio natural, devido à existência de uma barreira técnica associada à tecnologia aplicada na indústria que impede a entrada de outras empresas. Esse é o caso do setor elétrico.

Quando os custos de produção tornam um único produtor mais eficiente do que um grande número de produtores, devido a barreiras técnicas ou à tecnologia em determinada indústria, estamos diante de um tipo específico de monopólio, o monopólio natural. Monopólios naturais ocorrem sempre que os custos de produção forem menores se produzidos por uma única firma ao invés de duas ou mais⁶. Essa propriedade da função

⁵ Ver Pindyck e Rubinfeld (1994, p. 421-480), sobre as abordagens microeconômicas para as teorias de estrutura de mercado e estratégia competitiva.

⁶ Algebricamente temos:

$x^* = x_1 + x_2$, onde x^* , x_1 e x_2 são quantidades do mesmo produto.

Teremos um monopólio natural se a hipótese da subaditividade da função custo for verdadeira:

custo é também conhecida por subaditividade, que decorre dos elevados custos fixos necessários para a implantação do negócio e do baixo custo marginal para produzir uma unidade adicional. Nos casos em que a produção for de apenas um produto, a condição necessária e suficiente para que se tenha um monopólio natural é que existam economias de escala⁷ em todos os níveis de produção. Em outras palavras, sempre que o custo marginal for declinante com o aumento da produção a firma estará na condição de monopólio natural.

A Figura 1 ilustra o caso típico de monopólio natural, em que o custo médio de longo prazo (CMe) é declinante em qualquer nível de produção e o custo marginal de longo prazo (CMg) é sempre inferior ao custo médio.

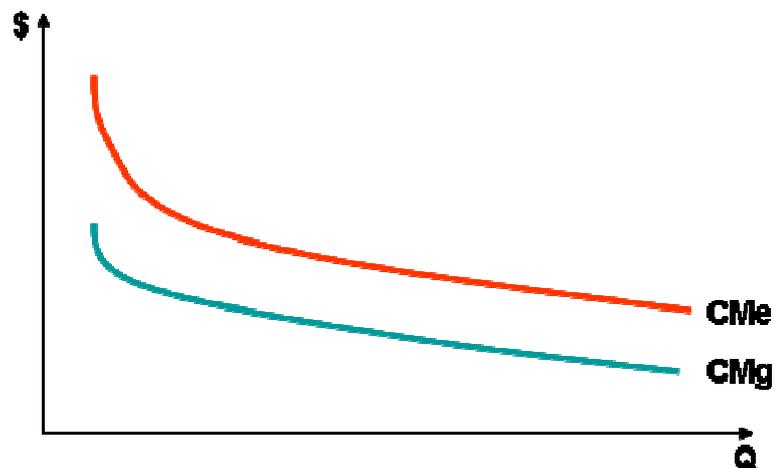


Figura 1: Curvas de Custo do Monopólio Natural
Fonte: Elaborado pelo autor.

O monopólio traz um problema fundamental inerente a sua natureza, o conflito de interesses entre a eficiência alocativa e a eficiência produtiva. Analisando a questão sob a ótica da eficiência produtiva, nessas condições ter apenas uma firma operando resulta em menores custos de produção, pois somente o aumento contínuo da produção é capaz de minimizar os pesados custos fixos decorrentes da atividade. Porém, sob a ótica da eficiência alocativa, surge a questão de como garantir que o monopolista reduza custos e pratique o preço adequado do ponto de vista do bem-estar social, ou seja, que opere ao nível do custo

$C_a(x^*) < C_b(x_1) + C_c(x_2)$, onde C representa a função custo e a , b e c , três produtores independentes. Assim, nessa condição, é mais barato produzir apenas na firma "A" do que dividir a produção entre as firmas "B" e "C".

⁷ Economias de escala existem sempre que a elasticidade do custo (C) em relação à quantidade produzida (Q) for menor que um (1). Ou seja: $(\Delta C/C)/(\Delta Q/Q) < 1$.

marginal, o que lhe garantiria um lucro equivalente sobre o capital investido ao que teria se estivesse em um mercado concorrencial.

A distribuição e a transmissão de energia elétrica são casos típicos de indústrias de rede, que apresentam como característica a presença de economias de escala e escopo, constituindo-se um caso específico de monopólio natural, que para Pinto e Fiani tem a seguinte definição: "Indústrias de rede exploram a multiplicidade das relações transacionais entre os agentes econômicos situados em diferentes nós da rede, envolvendo um princípio de organização espacial e territorial." (2002, p. 518).

Indústrias de rede apresentam como características principais a existência de externalidade, economias de escala e a articulação em torno da infra-estrutura. As externalidades de rede estão associadas ao fato de que o benefício de um usuário da infra-estrutura depende diretamente do número de usuários ligados à rede. De modo geral, essas redes produzem economias de escala, assim há que se evitar a duplicação dessa infra-estrutura, pois resultariam em aumento no custo do produto ou serviço. Por último, por estarem ligadas diretamente aos consumidores finais, acabam por gerar um grande poder de mercado para as firmas que detêm essas redes.

Outra característica importante em indústrias de rede é que os investimentos na expansão da capacidade do sistema são sempre realizados previamente ao surgimento da demanda. Dessa forma, sempre que um novo usuário conecta-se à rede, estará contribuindo para a diminuição marginal dos custos fixos dessas estruturas. Essa condição mostra a importância do planejamento de longo prazo em sistemas de rede, como o setor elétrico, pois, quanto mais próximo do surgimento da demanda forem realizados os investimentos, menor será a capacidade ociosa da rede e maiores incentivos à modicidade tarifária estarão presentes. Contudo, é preciso considerar as restrições impostas pelo longo tempo exigido para a conclusão das obras.

Retomando especificamente a questão do monopólio natural, temos que em condições normais de concorrência as firmas operam simultaneamente e disputam o mesmo mercado consumidor, que, nesse caso, tem o poder de decidir quais os produtos que atendem a sua necessidade, considerando suas preferências e renda, resultando em um ambiente onde os preços praticados pelas firmas tendem a ajustar-se ao custo marginal de produção. Em situação de monopólio natural esse equilíbrio não pode ser garantido apenas pelas condições de mercado, assim a regulação deve ser o vetor que cria as condições para que os objetivos essenciais sejam atingidos, evitando a interferência indevida e o aumento excessivo dos custos de transação.

Existem diversas alternativas teóricas e exemplo práticos para corrigir os problemas associados ao monopólio natural, tendo cada uma delas suas próprias dificuldades e limitações de implantação. Para Viscusi, Vernon e Harrington (1996, p. 358), as alternativas mais comuns são: (i) “nada fazer”, em situações específicas tem-se a presença de monopólios naturais em condições que o próprio mercado limita a capacidade da firma de explorar integralmente o poder de mercado; (ii) competição pelo direito de explorar uma concessão, normalmente são leilões pelo menor preço, e (iii) finalmente a regulação econômica ou empresas públicas, que são as formas mais comuns que o governo tem para intervir nesses mercados. Como o objetivo deste trabalho é tratar das questões relativas à regulação econômica do setor elétrico brasileiro, a alternativa de solução do problema do monopólio natural através da regulação será o objeto de análise⁸.

A regulação é normalmente analisada sob a ótica dos benefícios e custos gerados, *vis-à-vis* à condição em monopólios não regulados. O benefício da regulação está na redução da ineficiência e das perdas provocadas pelo poder de mercado do regime monopolista, resultando, evidentemente, na queda dos preços. Mas, por outro lado, deve-se considerar a inclusão da estrutura regulatória e de seu custo correspondente, o que acaba por atenuar em parte os benefícios da regulação econômica em monopólios naturais. Esse é um aspecto importante quando se pretende estabelecer um marco regulatório para um setor, uma vez que a partir de determinado grau de intervenção e normatização o custo da regulação supera o benefício provocado, tornando-se desnecessário e oneroso a toda sociedade.

2.1.2 A Regulação de Serviços Públicos

O setor elétrico, assim como outros serviços públicos de grande penetração social, desempenha importante papel no desenvolvimento econômico do país, pelo conjunto de externalidades positivas produzidas pelos investimentos e serviços oferecidos. A busca pela eficiência econômica setorial, a universalização do acesso e a redução dos custos ambientais são tendências que vêm sendo introduzidas no setor elétrico em todo o mundo nas últimas décadas. Por essas razões é importante entendermos esse processo de reformas, em que o

⁸ As demais alternativas para resolver o problema do monopólio natural podem ser vistas em detalhes em Viscusi, Vernon e Harrington (1996, p. 351-376).

Estado deixa de ser o provedor direto desses serviços e passa a ter um papel indireto e regulador.

Basicamente a razão para que o Estado restrinja às ações dos agentes, criando regras que interferem na atividade, está nas condições de mercado que não funcionam adequadamente no sentido de alocar os recursos de forma eficiente minimizando os custos, caso típico quando se verifica condições de monopólio natural em determinado mercado, onde a demanda será atendida por uma única firma. Se esse monopólio possui penetração social e significativo poder de mercado, não será possível alcançar a melhor alocação dos recursos disponíveis, sob a ótica da eficiência produtiva, através das regras gerais de funcionamento do mercado concorrencial. Em situações desse tipo cabe ao governo garantir o funcionamento adequado desses mercados, seja através da regulação econômica, atuando como regulador, ou provendo diretamente esses serviços através de empresas públicas.

Três características básicas definem o problema associado aos serviços públicos⁹ e à necessidade da regulação econômica: (i) a maioria dos serviços públicos apresentam importantes economias de escala e escopo, (ii) os ativos empregados na prestação do serviço são, normalmente, de finalidade específica, não possibilitando sua transferência para outras atividades (*sunk costs*¹⁰), e (iii) esses serviços normalmente estão capilarizados no meio social, atingindo grande quantidade de usuários domésticos. Essas características produzem um significativo poder de mercado e criam o problema de como oferecer o serviço ao menor custo, mas garantindo a qualidade e a segurança na entrega.

Para Levy e Spiller (1999), na presença de economias de escala e especificidade de ativos o número de prestadores de serviços públicos será relativamente baixo, basicamente devido ao investimento em ativos empregados na prestação do serviço ser irreversível (*sunk*) em grande parte.

Serviços públicos, como a produção e distribuição de energia elétrica, em geral caracterizam-se pela presença simultânea de economia de escala e escopo e de *sunk costs*, situação típica em que o sistema de mercado baseado na concorrência não é capaz de dar respostas suficientes para atender as demandas da sociedade, garantindo que os custos sejam adequados e a alocação dos recursos eficiente. Mas, por outro lado, sem um regime

⁹ Nesse caso o termo "serviços públicos" é utilizado para descrever o conjunto de monopólios naturais associados a necessidades sociais, tais como: energia elétrica, telefonia, estradas, transporte público, água, etc.

¹⁰ *Sunk Costs* são os custos irre recuperáveis em uma determinada atividade. Esses custos irre recuperáveis podem ser despesas pré-operacionais, como projetos e levantamentos topográficos, ou a

de incentivos e garantias de rentabilidade futura, esses serviços tornam-se muito pouco atrativos aos empreendedores privados, dado suas características específicas. Assim, temos a necessidade de um conjunto de regras e normas que estabeleçam um marco regulatório eficiente que garanta o ambiente favorável onde os ganhos sejam compartilhados e os riscos mitigados de forma eficiente.

Um dos maiores avanços em teoria da regulação ocorreu em 1971 com a publicação do artigo *The Theory of Economics Regulation* pelo ganhador do Prêmio Nobel George Stigler. A contribuição de Stigler (1971) não se resumiu a apenas aprimorar o que já havia sobre o tema, mas a mostrar um outro caminho para a abordagem dessa questão. As premissas de Stigler foram: (i) o Estado tem o controle desses serviços e, com isso, poderá utilizá-lo para beneficiar um determinado grupo de interesse; e (ii) os agentes são racionais e fazem escolhas que maximizam o seu bem-estar. Essa abordagem possibilitou grande avanço no pensamento sobre as possibilidades de a regulação econômica ser aplicada como solução para uma série de problemas econômicos. O mais importante desses avanços foi o aperfeiçoamento que os pressupostos de Stigler (1971) possibilitaram aos desenhos regulatórios, resultando na consolidação da idéia de que a regulação é a resposta adequada para promover o equilíbrio entre os diversos interesses distintos e, muitas vezes, conflitantes entre agentes e sociedade. Em outras palavras, a regulação tornou-se o caminho pelo qual o interesse dos agentes e da sociedade, representada pelo regulador, podem ser conciliados.

Mas, por outro lado, existem muitas dificuldades para que se alcance um modelo regulatório de sucesso. As evidências empíricas nos mostram que historicamente as reformas de determinados setores da economia para um sistema regulatório nem sempre apresentam o resultado previamente esperado ou, em outros casos, o tempo para o desenvolvimento e amadurecimento das regras é demasiado longo, comprometendo a credibilidade e os resultados do processo de mudança. Uma das críticas mais comuns trazidas pelos autores é a de que a Teoria de Regulação é incompleta, porque existe limitação nos mecanismos de formulação das regras setoriais, já que são elaboradas pela ação legislativa e afetadas pelo comportamento da agência reguladora. Outro risco, em um sistema de mercado regulado, é a chamada captura do regulador, que ocorre em determinadas situações quando o regulador passa a operar na defesa dos interesses da indústria regulada, definida por Viscusi, Vernon e Harrington como sendo:

In stark contrast to NPT (Normative analysis as a Positive Theory), the CT (Capture Theory) states that either regulation is supplied in response to the

especificidade dos ativos decorrentes das características da atividade. Seja qual for o caso, não há a possibilidade de recuperar os valores gastos caso o negócio não se concretize.

industry's demand for regulation (in other words, legislators are captured by the industry) or the regulatory agency comes to be controlled by the industry over time (in other words, regulators are captured by the industry) (1996, p. 327).

De qualquer forma, a regulação econômica é o meio mais usado para corrigir determinadas falhas de mercado, especialmente em situações de monopólio natural, criando as condições necessárias para que os segmentos de mercado que exigem regulação sejam atrativos ao interesse de grupos econômicos e possibilitem a sociedade a disponibilização dos serviços em quantidade, qualidade e a um custo adequado.

2.2 A Teoria da Regulação Econômica por Incentivos

A necessidade da regulação econômica surge das falhas de mercado que determinados segmentos da economia apresentam como características intrínsecas, como vimos nas seções anteriores. Contudo, as relações econômicas entre os agentes que compõem um mercado desse tipo, o regulador e a firma regulada, apresentam, também, certas características especiais que, por sua vez, implicam limitações e restrições à maximização dos objetivos da regulação econômica. Essas características são as implicações decorrentes da relação agente-principal e da assimetria de informações.

Nas próximas seções vamos apresentar os impactos e as restrições que a relação agente-principal e a assimetria de informações impõem à eficácia da regulação econômica e, principalmente, como tratá-los adequadamente para que os modelos de regulação sejam suficientes para resolver os problemas associados aos monopólios naturais, como o setor elétrico.

2.2.1 A Teoria Agente-Principal

Da regulação econômica dos setores da economia que apresentam falhas de mercado que impedem o equilíbrio social, surge a relação entre regulador e firma regulada, que é base do modelo regulatório. Dessa relação, porém, surge o conflito de interesses que determinará todo o conjunto de ações, medidas e formas do desenho regulatório escolhido. Isto é o que podemos chamar de relação de agência, que pode ser definida como:

We define an agency relationship as a contract under which one or more persons (the principal(s)) engage another person (the agent) to perform some service on their behalf which involves delegating some decision making authority to the agent. If both parties to the relationship are utility maximizers, there is good reason to believe that the agent will not always act in the best interests of the principal (JENSEN; MECKLING, 1976, p. 310).

A relação estabelecida entre regulador e firma regulada está caracterizada na teoria econômica como uma "relação entre agente e principal" (ARROW, 1986; ROSS, 1973; JENSEN; MECKLING, 1976). A relação agente-principal ocorre sempre na presença de ao menos dois indivíduos, o principal, que deseja contratar um outro indivíduo para realizar determinada tarefa, e o agente, que realizará a tarefa para o principal. Ambos, agente e principal, podem ser pessoas, instituições, organizações ou empresas. Um exemplo muito usado é a relação entre acionistas de uma firma (principal) e os executivos contratados para administrá-la (agentes). Podemos afirmar que estamos diante de uma relação agente-principal¹¹ sempre que em uma determinada relação o bem-estar de alguém depender da ação de outro. O agente representa a parte ativa ou atuante na relação, enquanto que o principal será a parte afetada pela ação do agente.

O problema básico em uma relação agente-principal está no conflito de interesses entre as partes. Tanto agente quanto principal procuraram sempre maximizar a sua função objetivo no desenvolvimento da relação que foi ou será constituída entre eles através de um contrato. Esse conflito está presente no exemplo da relação entre acionistas e executivos contratados para administrar a firma. Os acionistas precisam de um profissional para administrar e zelar por seus investimentos, proporcionando a rentabilidade esperada, porém o executivo está primeiramente interessado em atender aos seus interesses individuais, o

¹¹ O problema das relações agente-principal é abordado nos modernos livros de Microeconomia, como Pindyck e Rubinfeld (1994) e Varian (1992).

que pode levá-lo a tomar decisões que representem custos ou despesas desnecessárias, obtendo lucros menores para os acionistas.

Relações do tipo agente-principal são corriqueiras no meio social, por exemplo: garçons que trabalham como agentes para um restaurante podem adotar critérios e padrões de atendimento ou até mesmo escolher os clientes de acordo com suas preferências individuais mas em desacordo com os objetivos do proprietário do restaurante; ou vigias contratados para garantir a segurança durante a noite, agentes dos proprietários de lojas e depósitos, podem muito bem aproveitar alguns momentos de sua jornada para descansar ou dormir, deixando de cumprir o papel para o qual foram contratados.

O problema ou custo de agência se materializa porque na relação que se propõe estamos na presença de assimetria de informação e custos de monitoramento. Por assimetria de informação chamamos a condição em que uma das partes goza de informações relevantes para a definição das condições do contrato que a outra parte desconhece. Em condições normais, é o agente que tem melhores condições de avaliar previamente se o contrato oferecido pelo principal atende ou não a sua condição mínima de bem-estar e o esforço que será despendido na execução da tarefa. O custo de monitoramento está associado ao esforço extra que o principal terá de fazer para garantir que o agente cumpra precisamente o que foi contratado, porém essa ação terá um custo adicional para o principal. Voltemos ao exemplo do vigia. O principal poderia minimizar as chances de o vigia dormir durante o turno de trabalho contratando um fiscal para monitorá-lo ou instalar algum tipo de sistema de controle. Mas, de qualquer forma, seja qual for a alternativa, essa implicará custos adicionais para o principal, o chamando custo de monitoramento.

Assim sendo, temos que uma relação agente-principal é caracterizada pelo conflito de interesses e pela assimetria de informação, seja antes, durante ou após o contrato, e que os resultados dessa associação é uma função desse conjunto de variáveis. Portanto, vemos que esse modelo é perfeitamente aplicável à atual realidade do setor elétrico brasileiro, especificamente nos segmentos de distribuição e transmissão de energia que apresentam as características básicas desse modelo teórico, como o conflito de interesses entre principal (regulador) e agente (firma regulada), bem como limitações de ação e verificação por parte do regulador quanto aos esforços empregados pela firma regulada no cumprimento dos termos do contrato de concessão estabelecido entre as partes.

A experiência regulatória para serviços públicos concedidos à iniciativa privada caracteriza-se pela busca permanente do Estado¹² em minimizar os custos e as limitações relacionados à ação regulatória junto às empresas concessionárias. Portanto, é lógico afirmar que as empresas concessionárias têm muito mais informações do que o regulador quanto a realidade dos custos inerentes à prestação do serviço, pois possuem controles e sistemas de gestão que fornecem informações precisas e detalhadas do dia-a-dia da operação da empresa. O regulador, por sua vez, tem a sua disposição um conjunto muito mais restrito de informações, por estar o custo da regulação diretamente associado à profundidade em que se dá a verificação do serviço na atividade da firma regulada.

2.2.2 O Problema da Assimetria de Informação¹³

A informação é um problema central em economia, quando se trata do estabelecimento de contratos entre agentes econômicos, independentemente da natureza, espécie ou tipo de relação que venha a ser estabelecida. Essas relações entre indivíduos estão baseadas na hipótese de que ambos, agente e principal, procuram maximizar suas respectivas funções objetivo, mas que dispõem de um conjunto de informações diferentes que irá afetar as condições em que será estabelecida a relação e os resultados que serão alcançados.

O modelo geral parte do princípio de que o agente possui mais informações do que o principal sobre o que será necessário para que os objetivos do segundo sejam atingidos, basicamente porque o primeiro tem a possibilidade de observar diretamente a ação e aperfeiçoar a sua execução de modo a maximizar o seu ganho ou reduzir o seu esforço. Devido a essa característica é que podemos afirmar que o comportamento do agente não pode ser diretamente observado pelo principal, seja pela própria impossibilidade prática ou pelo alto custo do monitoramento. Em geral, o principal tem a possibilidade de observar o produto ou o resultado da ação do agente, mas esse resultado não é unicamente afetado

¹² O Estado é, normalmente, o detentor dos direitos de exploração e, por essa razão, o regulador da atividade.

¹³ O estudo sobre Assimetria de Informação está baseado em Macho-Stadler e Pérez-Castrillo (2001).

pela ação do agente, pois existem outras variáveis que não estão sob seu controle, afetando também o resultado final.

Há dois tipos diferentes de assimetria de informação presentes na literatura sobre o tema¹⁴: (i) Risco Moral (*Moral Hazard*), e (ii) Seleção Adversa (*Adverse Selection*).

O Risco Moral, que ocorre quando as ações do agente não são verificáveis ou quando o agente recebe informações privilegiadas após a relação já estar iniciada. No problema de risco moral os participantes têm a mesma informação no momento da definição das condições do contrato, contudo na seqüência o principal não tem possibilidade de verificar o efetivo esforço empregado pelo agente na execução do contrato.

Quanto à Seleção Adversa o problema surge quando o agente goza previamente a definição do contrato de informações privilegiadas que afetarão o resultado da ação contratada. Mesmo assumindo uma hipótese de que o principal conheça ou possa verificar o comportamento do agente, a escolha ótima do agente ainda assim dependerá das suas características particulares. Isto é, o problema de seleção adversa surge das características do agente, pois o principal sabe que o agente poderá optar entre muitas formas possíveis para cumprir o contrato, porém o principal não tem como antecipar e distinguir essas preferências previamente, o que impede que possa utilizar essa informação em favor de seu interesse.

Em geral o problema associado à assimetria de informação concentra-se na limitação que o principal tem em saber qual é a função objetivo do agente, tornando incerto se o contrato oferecido maximiza sua função objetivo e garante o nível de esforço esperado do agente. Podemos afirmar que o nível de esforço representa o custo para o agente, e o valor esperado por esse aumenta na medida em que reduz o seu esforço. Dessa forma, o valor da produção do agente para o principal será diretamente proporcional ao esforço empregado, porém o principal não tem, muitas vezes, como medir o nível de esforço empregado pelo agente.

Mesmo o monitoramento sendo difícil ou demasiado oneroso, o principal tem meios pelos quais poderá minimizar essa limitação. Uma forma de contornar esse problema é criar um sistema de incentivos que induza o agente a um comportamento que esteja em sintonia com os seus objetivos, minimizando as perdas e aumentando o valor da produção. O objetivo de um sistema de incentivos, então, é fazer com que o agente revele suas

¹⁴ Conforme Arrow (1986) e Macho-Stadler e Perez-Castrillo (2001).

preferências, reduzindo a assimetria de informações (*adverse selection*) e possibilitando uma gestão mais adequada e eficiente dos contratos por parte do principal.

Um exemplo muito comum em que o principal não conhece o comportamento do agente é o mercado de seguros. O indivíduo ao fazer um seguro de seu veículo torna-se o agente da seguradora, que espera que ele tome todas as precauções de modo a minimizar os riscos de roubo ou colisão do veículo. Porém, essas atitudes são desconhecidas para a companhia de seguros, pois é impossível monitorar cada um dos segurados o tempo todo. Para minimizar o seu risco e induzir os segurados a revelarem suas preferências, as seguradoras criaram, por exemplo, o sistema de franquia, o qual implica um custo para o segurado toda vez que o seguro for acionado. Assim, em geral, o segurado que optar por uma franquia maior estará sinalizando maior aversão ao risco na condução de seu veículo, ou seja, mais próximo do esperado pela seguradora, tendo, por essa razão, um prêmio de seguro menor a pagar para a seguradora¹⁵.

Os problemas associados à assimetria de informação têm papel importante no desempenho de empresas públicas ou privadas, devido ao conjunto de incentivos e interesses associados a cada caso. Especificamente no caso do setor elétrico brasileiro, no momento em que temos uma modificação relevante na estrutura de propriedade, quando o governo assume uma posição de regulador deixando para a iniciativa privada a administração e operação dos serviços, o conjunto de incentivos e interesses dos administradores sofre uma alteração significativa que deverá ser considerada no desenho do novo marco regulatório.

Essa mudança estrutural no controle das empresas impõe ao governo uma quebra de paradigma no que se refere à gestão do setor elétrico, pois até a reforma, com o controle e a administração direta, era possível avaliar deterministicamente os custos reais associados ao serviço e definir o nível tarifário adequado aos interesses do próprio governo. Com o papel de regulador do serviço, o governo precisa estabelecer o nível de preços adequados à manutenção do serviço com qualidade, quantidade e segurança necessárias, garantindo os termos estabelecidos no contrato de concessão e protegendo os consumidores do poder de mercado das empresas prestadoras do serviço. O regulador, porém, tem acesso parcial e limitado às informações e essa é uma situação que não é facilmente contornada. Caso o regulador opte por uma postura mais conservadora quanto à assimetria de informações, procurando minimizá-la ao máximo, o custo da regulação do serviço pode ser antieconômico

¹⁵ Sobre a abordagem da informação assimétrica no mercado de seguros, ver Rothschild e Stiglitz (1976).

e, também, o excesso de auditorias e fiscalizações pode produzir interferências na gestão das empresas, o que poderá deteriorar a relação entre as partes com o tempo.

2.2.3 O Modelo de Regulação por Incentivos de Sappington

Ao estudarmos a reforma do setor elétrico brasileiro com foco no novo modelo institucional, baseado na transferência para a iniciativa privada dos ativos associados ao serviço e tendo o governo no papel de regulador da atividade, garantindo os direitos dos consumidores e o equilíbrio econômico-financeiro das empresas, temos o cenário onde se encontram presentes os atributos necessários para a implantação de um modelo de regulação por incentivos. Os pontos conceituais apresentados (monopólio natural, regulação de serviços públicos, relação agente-principal e assimetria de informação) formam um conjunto de características em que é possível enquadrar o setor elétrico em seu atual momento no Brasil. Senão vejamos, estamos na presença de um serviço fundamental para a sociedade e de grande penetração em seu meio, o setor elétrico é caracteristicamente um monopólio natural, se não em toda a sua cadeia produtiva, ao menos nos segmentos de distribuição e transmissão, configurando conflitos de interesse entre regulador e empresa regulada, e a assimetria de informação é um fator importante de limitação da ação do regulador a ser considerada no desenho regulatório.

Para Sappington, a regulação por incentivos pode ser definida como: "Incentive regulation can be defined as the implementation of rules that encourage a regulated firm to achieve desired goals by granting some, but not complete, discretion to the firm." (1994, p. 246).

Existem três aspectos principais que definem a regulação por incentivos como importante: (i) definição dos objetivos específicos a serem atingidos; (ii) o grau de liberdade que a firma regulada gozará para tomar decisões quanto à prestação do serviço, e (iii) a firma regulada estará sujeita às ações de fiscalização do regulador, seja através dos resultados operacionais ou do estabelecimento de metas associadas à qualidade e à eficiência do serviço.

Existem basicamente duas razões para que a firma regulada esteja sujeita às regras de um modelo de regulação por incentivos: (i) a firma tem normalmente mais e melhores informações sobre aspectos importantes do serviço, como custos, crescimento do mercado, investimentos, tecnologias, características da demanda, hábitos dos consumidores, entre outros, do que o regulador, e (ii) os objetivos da firma regulada na prestação do serviço são diferentes das expectativas de seus consumidores e da sociedade em geral.

Quando a firma regulada possui melhores informações a respeito do desenvolvimento do serviço regulado do que o regulador, é necessário que sejam empregadas medidas que motivem e incentivem a firma regulada a utilizar essa informação privilegiada no atingimento de determinados objetivos, que sejam, também, do interesse comum da sociedade, fazendo com que ambas as partes obtenham ganhos com isso, ou seja, criando uma compatibilidade de interesses. Essa situação ocorre, por exemplo, quando a firma tem conhecimento de que uma mudança tecnológica, já disponível no mercado, que reduzirá o custo de operação puder ser implantada. Porém, se não houver um mecanismo regulatório que permita a firma apropriar-se de, pelo menos, uma parte desse ganho, não haverá interesse em reduzir os custos, mesmo que possível.

A segunda razão para que a firma regulada esteja sujeita às regras de um modelo de regulação por incentivos é a divergência entre os objetivos da firma e da sociedade. A firma regulada, assim como qualquer outra, direciona suas ações no sentido de maximizar os resultados para seus acionistas, enquanto que seus consumidores e a sociedade estão interessados no seu próprio bem-estar. Esse conflito de interesse depende de um conjunto de preferências que produzirão diferentes resultados, mas se a firma regulada, ao considerar as preferências da sociedade, maximizar concomitantemente seu objetivo empresarial, então, não serão necessárias severas restrições ou controles à ação da firma, pois naturalmente ela estará atendendo os interesses da sociedade e os seus simultaneamente. Assim, se considerarmos as situações em que a firma regulada goza de melhores informações que o regulador no que diz respeito ao desenvolvimento de sua atividade e quando os interesses da firma e da sociedade são conflitantes, temos o ambiente apropriado para o desenvolvimento de um modelo de regulação por incentivos, no qual haverá razões objetivas que motivarão a firma a um comportamento que proporcionará o aprimoramento contínuo do serviço, possibilitando retornos para a sociedade como um todo e, também, para a firma regulada. Em outras palavras, constrói-se um marco regulatório que propicia um ambiente que compatibiliza esses interesses.

O desenho de uma política regulatória deve considerar os elementos teóricos até aqui apresentados (conflito de interesses, monopólio natural e assimetria de informação) como restrições básicas a serem acomodadas simultaneamente na busca da eficiência.

Uma formalização da política regulatória, sob a ótica da regulação por incentivos, é apresentada por Sappington (1994), e parte do princípio de que os reguladores definem a política regulatória buscando maximizar o valor de sua função objetivo (V), mas que essa está sujeita a algumas restrições importantes.

A primeira restrição é quanto à participação das firmas no mercado regulado, uma vez que elas têm que estar dispostas a operar conforme as regras e normas estipuladas pelo regulador. A outra restrição é quanto ao conflito de interesses, pois a firma regulada estará interessada em maximizar o valor para seus acionistas, dado uma política regulatória já estabelecida.

O modelo para o desenho de uma política regulatória pode ser visto como a resolução por parte do principal (agência reguladora) do seguinte problema:

$$\max E^R \{ V(P, X, A) | I^R \} \quad (1)$$

Condicionando a:

$$E^F \{ \pi(P, X, A) | I^F \} \geq \Pi, \quad (2)$$

$$A = \max_a E \{ \pi(P, X, a) | I^F \}. \quad (3)$$

Onde temos:

$E \rightarrow$ as expectativas do regulador e da firma regulada;

$I \rightarrow$ as informações disponíveis para o regulador e para a firma;

$P \rightarrow$ os instrumentos da política regulatória;

$X \rightarrow$ os resultados observáveis, e

$A \rightarrow$ as ações da firma regulada não observável pelo regulador.

Assim temos que o regulador ao definir o formato da política regulatória (1), que maximize o valor (V) da sua função objetivo deverá considerar em primeiro lugar a informação (I^R) disponível ao seu alcance. Os instrumentos da política regulatória (P), dada às informações disponíveis (I^R), especificam a forma como o regulador exercerá a sua função na prática. Os instrumentos mais comuns são: preços máximos (*price cap*); controle do retorno sobre o lucro; controles financeiros; e penalidades. Esses instrumentos são aplicados considerando os resultados observáveis (X) da firma regulada, como por exemplo: custos; qualidade do serviço; e rentabilidade. Porém, o regulador tem que considerar que uma parcela das decisões tomadas pela firma regulada não pode ser observada (A) pela ação regulatória, mas que essas decisões afetarão de forma equivalente o desempenho da firma regulada.

Por outro lado a firma regulada irá escolher as ações que maximizem (3) o lucro esperado (π), considerando a informação que está a sua disposição (I^F) e os instrumentos da política regulatória previamente definidos pelo regulador (P). Essa função representa a restrição quanto ao conflito de interesses entre regulador e firma regulada.

Estando definidos pelo regulador o desenho da política regulatória e seus instrumentos, o potencial investidor poderá antecipar se essas condições são suficientes para que ele aceite participar desse mercado. A equação (2) define a restrição de participação nesse modelo, em que o lucro esperado da firma regulada (π) seja pelo menos igual ao lucro esperado no setor regulado (Π), que representa a taxa de atratividade da firma frente a outras oportunidades de negócio.

Fica evidente, assim, que as informações disponíveis, tanto para o regulador quanto para a firma regulada irão determinar o desenho da política regulatória e o desempenho do ambiente regulado. Essa condição, segundo Sappington (1994), na prática, significa que a firma regulada possui melhores informações sobre o ambiente regulatório do que o regulador. Esta assimetria de informações ocorre devido a diferenças nas estruturas de informação de cada participante, como por exemplo, o tamanho das equipes, treinamento técnico, a proximidade com os consumidores e com os processos de produção.

Uma das principais conseqüências da assimetria de informações é a limitação do regulador em observar diretamente as ações empreendidas pela firma. Por exemplo, o regulador não consegue observar diretamente como a firma está buscando aproveitar as oportunidades disponíveis para redução de custos. Da mesma forma, é limitada a capacidade

do regulador em determinar se a firma está cumprindo corretamente o que determina a política regulatória quanto ao emprego das possibilidades tecnológicas disponíveis. Assim, quando o regulador é incapaz de monitorar diretamente as atividades da firma regulada, por ser muito dispendioso, ele é forçado a criar meios indiretos pelos quais as firmas são incentivadas a agir de forma diligente. Esses incentivos indiretos são criados com base na compensação da firma segundo medidas de desempenho observáveis, como indicadores de desempenho operacional, financeiro e qualidade do serviço, por exemplo, mas que, por guardarem associação com o comportamento não observável, revelam parte dessas informações ao regulador.

A solução desse problema depende das medidas de desempenho (comportamento observável) que serão utilizadas para motivar a firma regulada a mostrar suas ações não observáveis, dependendo, basicamente, das propriedades que venham a ter as medidas de desempenho disponíveis.

Dois importantes parâmetros na definição do desenho regulatório devem ser considerados no momento em que são definidas as medidas de desempenho a serem monitoradas, para incentivar a firma regulada a ter o comportamento desejado pelo regulador, a sensibilidade e a variabilidade dos reflexos do comportamento não observável sobre os resultados observáveis (SAPPINGTON, 1994, p. 250-251).

A sensibilidade caracteriza o quanto tende a variar os resultados observáveis quando modificado o comportamento não observável. Se os resultados observáveis forem sensíveis às modificações no comportamento não observável da firma regulada, significa que poderá existir um forte incentivo para que a firma regulada adote um comportamento conforme desejado pelo regulador. Em contrapartida, se os efeitos produzidos pela mudança no comportamento não observável não forem relevantes, a firma regulada não poderá beneficiar-se das compensações, não tendo, assim, motivação para alterar seu comportamento.

A variabilidade se refere à incerteza existente na relação estabelecida entre as atividades operacionais empreendidas na prestação do serviço e às medidas de desempenho, pois mesmo que uma medida de desempenho possa variar com a atividade operacional da empresa na média, não há garantia de que a associação resultante das duas variáveis possa ser sistemática. Usando o setor elétrico como exemplo, em determinada situação os serviços de manutenção da rede podem diminuir, devido aos investimentos e a

novas tecnologias utilizadas, mas os serviços de restabelecimento de emergência¹⁶ podem aumentar independentemente das melhorias na rede elétrica. Caso a medida de desempenho seja a qualidade do atendimento, medida pela média do número de interrupções no fornecimento, a firma regulada poderia não apropriar-se das compensações mesmo tendo tido um comportamento desejável quanto à manutenção da rede. Nesse caso, o incentivo para a firma, talvez, fosse investir menos na manutenção preventiva e adequar-se para garantir que o atendimento de emergência não prejudique o resultado da medida de desempenho. Entretanto, com essa decisão a firma poderia estar alocando parte das atividades de manutenção no atendimento de emergência, ou seja, em vez de prevenir os problemas, a opção seria tratá-los quando se tornassem emergências, o que não é adequado tecnicamente e aumenta os custos de operação.

Sappington (1994) aponta duas alternativas para minimizar a variabilidade nas medidas de desempenho. A primeira sugere que o regulador controle outros fatores além dos indicadores da firma, como, por exemplo, considerar a probabilidade de os resultados da firma serem afetados por eventos externos e não controlados, como as condições climáticas, e que venham a interferir na gestão dos custos. Assim, o risco para a firma de que esses eventos exógenos venham a interferir no seu desempenho é reduzido, devido à redução da variabilidade e, por conseqüência, da incerteza sobre a relação entre as suas decisões de gestão e o impacto sobre os resultados observáveis.

A segunda alternativa busca limitar o risco indesejado da variabilidade considerando o histórico de desempenho da firma na definição das compensações, em vez de apenas analisar os eventos de forma isolada. Com essa alternativa evita-se penalizar a firma por eventos extraordinários ou não previsíveis. Por outro lado, é possível identificar e punir as firmas que apresentem sistematicamente desempenhos abaixo do esperado e, também, aquelas com desempenhos adequados e em conformidade com o comportamento esperado pelo regulador. Ou seja, o risco imposto à firma pode ser reduzido sem que haja uma severa limitação dos incentivos subjacentes às atividades desejadas.

Fica claro, assim, que a assimetria de informação entre regulador e firma regulada, como já destacado anteriormente, é a peça fundamental no desenho regulatório proposto por Sappington (1994), pois, na grande maioria das situações que surgem, o regulador não consegue alcançar com precisão a dificuldade e o custo para que a empresa melhore seu desempenho operacional. Conseqüentemente, o regulador encontra dificuldade em ajustar

¹⁶ Serviços de restabelecimento de emergência tratam-se dos serviços que uma empresa distribuidora de energia executa sempre que ocorrem desligamentos não programados da rede por qualquer

com precisão como a firma deve ser recompensada, ou penalizada, quando são atingidos, ou não, os objetivos propostos no modelo estruturado. Assim sendo, ajustar padrões de desempenho para que sejam apropriados às estruturas de recompensa e de penalidade definidos é o ponto central de uma política regulatória.

2.3 A Regulação por Incentivos no Setor Elétrico Brasileiro

A definição do modelo de regulação econômica de Sappington (1994)¹⁷ nos permite buscar no marco regulatório brasileiro os componentes que possuem características semelhantes àqueles apresentados pelo modelo teórico.

O modelo teórico para o desenho de uma política regulatória apresenta quatro parâmetros básicos e uma condição de equilíbrio a ser atendida. Entre os parâmetros temos: os instrumentos de política regulatória (P); os resultados observáveis das firmas reguladas (X); o comportamento não observável das firmas reguladas (A); e o lucro do setor regulado (Π). A condição de equilíbrio a ser atendida é que o lucro esperado pela firma regulada (π) seja maior ou igual ao do mercado regulado.

Analisando cada um desses fatores isoladamente, é possível encontrar parâmetros presentes no modelo regulatório do setor elétrico brasileiro que podem ser traduzidos de forma a estruturar os componentes do modelo teórico.

O agente regulador do setor elétrico brasileiro, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL –, regulamenta a atividade das empresas concessionárias através do estabelecimento de normas e procedimentos, com força de lei, que definem a forma como o serviço deve ser prestado e os direitos e deveres do consumidor e da concessionária. Essas normas e procedimentos regulamentam as tarifas que serão cobradas pelo serviço, a forma de repasse das variações de custo, as regras gerais para o fornecimento de energia elétrica aos consumidores, as fiscalizações (conteúdo, periodicidade, forma, etc.) às quais a

natureza (clima, terceiros, problemas técnicos ou operacionais do sistema).

¹⁷ $ER \{ V(P, X, A) | IR \}$ (1)

Condicionando a:

$EF \{ \pi(P, X, A) | IF \} \geq \Pi$, (2)

$A = \max E \{ \pi(P, X, a) | IF \}$. (3)

concessão deve ser submetida, os compromissos e garantias para a segurança na continuidade do fornecimento de energia elétrica, entre outros. Temos, então, definidos nos contratos de concessão e na regulamentação formal e expedita os instrumentos da política regulatória (P) que definem a forma como será estabelecida a relação entre regulador e firma regulada no setor elétrico brasileiro.

No conjunto de normas que regulamentam a atividade das concessionárias de distribuição de energia elétrica (agentes) estão definidos uma série de indicadores pelos quais o regulador controla a qualidade e a eficiência da firma na prestação do serviço regulado. Dentre esses indicadores destacam-se a qualidade no fornecimento de energia elétrica¹⁸, o desempenho econômico-financeiro e a satisfação do consumidor¹⁹. Esse conjunto de informações traduz-se no que o modelo denominou de resultados observáveis pelo regulador (X), pois representa o conjunto de dados a disposição do regulador a respeito da forma como a concessionária está prestando o serviço.

Antes de abordar o comportamento não observável das firmas reguladas, temos a margem de lucro do setor regulado que é, também, definida pelo regulador segundo critérios de eficiência e modicidade tarifária. Esse é um parâmetro importante, pois é, na verdade, a pré-condição para a participação do agente privado no negócio regulado, como veremos logo a frente.

Por fim, temos o quarto parâmetro definido no modelo teórico que trata do comportamento das firmas reguladas que não é observável (A) pelo regulador. Esse comportamento decorre das decisões e estratégias empresariais que cada uma das firmas que operam no setor toma como forma de atender aos seus objetivos individuais e aqueles decorrentes do marco regulatório do país. Esse é o ponto mais importante nesse modelo, pois é através da possibilidade do gerenciamento de determinadas alternativas não observadas pelo regulador que as firmas procurarão maximizar o retorno esperado do negócio regulado. E, através da possibilidade de que existam ganhos potenciais que podem ser alcançados com o desenvolvimento do negócio regulado, é que o regulador precisa desenvolver mecanismos eficientes de incentivo para que as firmas sintam-se encorajadas a fazer escolhas que produzirão ganhos para todos os envolvidos no processo do serviço regulado.

¹⁸ Entre esses os principais são o DEC – Duração da Interrupção do Fornecimento de Energia Elétrica e o FEC – Frequência da Interrupção do Fornecimento de Energia Elétrica.

¹⁹ A ANEEL define no conjunto de regras uma série de padrões mínimos de atendimento para o serviço, desde a continuidade no fornecimento de energia elétrica até o tempo máximo de espera quando o consumidor liga para a central de atendimento da concessionária (*call center*), entre outros.

Podemos concluir, assim, que esse modelo teórico apresenta uma grande utilidade na medida em que descreve a realidade colocada no setor de energia elétrica no Brasil, após a reforma de 1995. Além disso, permite a identificação dos parâmetros teóricos básicos e fundamentais do modelo no conjunto de dados e no formato do marco regulatório brasileiro, como necessários para a construção de um desenho regulatório eficiente. Temos assim, que o desafio que compete ao regulador nesse contexto é o de garantir as condições para que o mercado regulado opere com eficiência e qualidade, proporcionando a modicidade tarifária para seus consumidores como resultado material do processo regulatório. E isso somente pode ser estabelecido através de um marco regulatório adequado ao ambiente social e econômico do país, ao garantir o equilíbrio entre os interesses da sociedade e das firmas. E é isso que veremos com mais detalhes para o caso brasileiro nos próximos capítulos.

3 O DESENVOLVIMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.

No Capítulo 2, apresentamos o arcabouço teórico referente a um modelo de regulação econômica para serviços regulados baseado em princípios que conduzem os agentes envolvidos no processo produtivo, nesse caso o setor elétrico, a terem um comportamento análogo ao que teriam se estivessem em um mercado competitivo. Como indicamos, o modelo de regulação econômica apresentado é adequado para o estudo do caso do setor elétrico brasileiro, pois esse apresenta um conjunto de características que muito se aproximam do modelo teórico básico utilizado.

O desenvolvimento de um marco regulatório, voltado para a introdução da competição e do aumento da produtividade na prestação de serviços públicos, a partir de um modelo com estrutura de poder centralizada, normalmente estatal, carece impreterivelmente de um período de transição no qual um conjunto de reformas institucionais promovem a adequação e adaptação das empresas e dos processos administrativos, de controle e operacionais ao novo modelo de gestão proposto.

No Brasil, a reforma do setor elétrico foi um marco importante, a partir da desregulamentação do setor e das reformas administrativas que prepararam as empresas para o passo seguinte, a privatização.

Mas, antes de entrarmos diretamente no processo de reforma e desenvolvimento do novo marco regulatório brasileiro, é importante compreender as razões e motivações que levaram o Brasil e inúmeros outros países (América Latina, Europa e nos EUA) a reestruturarem segmentos tão importantes da economia, abandonando a estrutura de poder centralizada e a propriedade estatal dos ativos pela gestão administrativa da iniciativa privada. Existe uma quantidade significativa de estudos sobre processos de reformas e privatizações de monopólios naturais nos mais diversos países (MEGGINSON 2005; LEVY; SPILLER, 1999; HOLBURN; SPILLER, 2002; PIRES, 1999; NEWBERY, 2001; BOEKER, 1995), que nos permite uma visão bastante ampla das conseqüências e características dessas reformas.

3.1 O debate entre empresa pública versus empresa privada.

As privatizações traduziram-se, desde o início dos anos 1970, em um dos instrumentos de política econômica que mais movimentaram e modificaram as estruturas de governo em nível mundial, reduzindo drasticamente a participação do Estado em empresas dos mais diversos segmentos, tanto em economias desenvolvidas como nas em desenvolvimento. O resultado dessas privatizações no setor elétrico mundial pode ser visto na Tabela 1.

Tabela 1

Privatizações no setor elétrico:

	País	Período	Valor (US\$ MM)	Quantidade de Empresas (unid.)	Valor Médio p/ Empresa (US\$ MM/unid.)
1	Itália	1998-2001	23.330	5	4.666
2	Espanha	1986-1999	14.710	6	2.452
3	Portugal	1997-2000	5.796	3	1.932
4	Reino Unido	1990-1996	25.422	19	1.338
5	Austrália	1993-2000	23.477	19	1.236
6	Brasil	1996-1999	11.416	12	951
7	Colômbia	1996-1998	7.099	10	710
8	Guatemala	1998	520	1	520
9	Canadá	1992-1993	1.030	2	515
10	China	1994	987	2	494
11	Alemanha	1986-1998	1.513	4	378
12	Argentina	1995-1998	784	3	261
13	El Salvador	1998	586	3	195
14	Peru	1994-1998	1.699	9	189
15	Austria	1988-1997	911	5	182
16	Tailândia	1995-2000	486	3	162
17	Panamá	1998	905	6	151
18	Bolívia	1995	50	1	50
	TOTAL		120.721	113	16.382

Fonte: Megginson, 2005.

Para Megginson (2005), existem diversas razões para que um Estado lance mão de privatizações, mas a mais importante para que uma empresa estatal seja transferida para o setor privado é, sem dúvida, a insatisfação da sociedade com o desempenho operacional apresentado e a perspectiva de que os investidores privados possam promover o desenvolvimento e ampliação dos serviços, introduzindo significativos ganhos na qualidade do serviço prestado e, por conseqüência, desonerando o Estado dessa tarefa. O risco nesses casos é que na presença de importantes falhas de mercado, as empresas privadas possam agir segundo seus interesses privados, prejudicando ou apropriando-se de parte do bem-estar social de modo a maximizar seus resultados. Essa limitação, já vista no Capítulo 2, é um dos principais desafios a serem enfrentados quando se decide implementar um novo marco regulatório.

Nesse contexto, o arcabouço teórico apresenta um conflito bem caracterizado entre aqueles que entendem ser a solução para esses mercados um modelo baseado em empresas públicas e aqueles que defendem o contrário, ou seja, a solução através da privatização com a introdução da competição nesses mercados. Em ambos os casos, cada lado apresenta um conjunto de argumentos pertinentes que sustentam cada uma das posições, como a melhor alternativa para a solução dos problemas associados aos monopólios naturais (MEGGINSON, 2005, p. 31-67).

Entre aqueles que propõem o modelo centralizado e com propriedade do negócio pelo Estado em determinados segmentos de mercado, justificam sua posição como a única forma de garantir o equilíbrio entre os interesses da sociedade e os interesses privados (econômicos) das empresas, que, em geral, têm foco na rentabilidade do negócio. O controle e administração estatal é a única forma eficiente de enfrentar essas falhas de mercado, caracterizadoras desses segmentos, minimizando os riscos associados à assimetria de informações, que surgem nas relações do tipo agente (produtor) e principal (governo), e a limitação em realizar contratos capazes de garantir por completo o interesse social na prestação do serviço. Em resumo, na presença de importantes falhas de mercado somente uma gestão pública tem a capacidade de conciliar os interesses da sociedade com os interesses inerentes ao financiamento e custeio do negócio.

Para Vickers e Yarrow (1988), os administradores públicos poderão implementar políticas que maximizarão o bem estar-social, pois sem a competição privada a firma poderá ajustar melhor os preços do serviço ao verdadeiro custo social, proporcionando significativos ganhos com as externalidades produzidas. Para Shapiro e Willig (1990), o modelo de gestão pública proporciona uma função de utilidade que concilia o interesse social e o bem-estar

privado, esse último refletindo o interesse individual e as melhorias proporcionadas pelas políticas públicas desenvolvidas ao longo do tempo. Quando a gestão política é eficiente, os administradores das empresas públicas são forçados a maximizar o bem-estar social, bem como o interesse do negócio sob a ótica do Estado. Portanto, a solução dos problemas associados a determinados segmentos de mercado de maior complexidade passa obrigatoriamente pela gestão estatal das empresas prestadoras de serviço, pois, nessas condições, ela é a mais adequada para minimizar os riscos inerentes que esses mercados oferecem à sociedade.

Do outro lado, temos os que defendem a posição contrária à administração estatal em empresas que atuam em mercados comerciais, pois argumentam que as empresas públicas são inerentemente menos eficientes do que as empresas privadas. Em geral, a prática mostra que as empresas públicas estão fortemente expostas ao risco de desvio de função provocado pelo interesse político, suportando, nesses casos, despesas e investimentos que traduzem o interesse de grupos específicos e não os interesses da sociedade em geral.

Essa é uma situação relativamente simples de ser compreendida, uma vez que os administradores públicos têm menos incentivos que os administradores de empresas privadas a prezarem pela maximização do retorno e a redução dos custos. Nas empresas privadas aumentos de receita e redução de custos retornam maiores dividendos para os acionistas, ou seja, existe um forte incentivo para que os administradores maximizem os resultados e invistam em aumento de eficiência e produtividade no desenvolvimento de novos e melhores produtos. Para Hayek (1944), um dos primeiros a notar a importância da competição como incentivo a produtividade e eficiência, a competição leva à eficiência operacional ao inovar produtos com redução de custos e aumento da qualidade, o que foi chamado por Shleifer (1998) de *dynamic vitality* das empresas livres.

Por sua vez os administradores de empresas públicas possuem muito menos incentivos para maximizar o retorno do negócio, pois empregados de empresas públicas, em geral, não recebem nenhum benefício ou retorno quando suas ações proporcionam ganhos que aumentem a receita ou reduzam custos de produção, ou seja, não existe um mecanismo estruturado de incentivo ao desenvolvimento de melhorias e inovações que motive os empregados a inovar e desenvolver novos produtos. Em geral, o que se tem são os mecanismos que promovem a isonomia entre o grupo de empregados e o avanço na carreira de forma compulsória, em que o tempo de serviço e não o mérito profissional é o que de fato importa. Nessas condições podemos entender a afirmativa inicial de que as empresas

públicas são inerentemente menos eficientes do que as empresas privadas, afinal de contas os mecanismos de incentivo no regime estatal induzem as pessoas a tomarem decisões fora do ponto ótimo de maximização de desempenho possível, pois os incentivos na relação de trabalho resultam em um sinal econômico equivocado.

Existem ainda mais fontes de ineficiência, como, por exemplo, o controle acionário, enquanto nas empresas privadas os administradores prestam contas a apenas um mandatário¹, administradores de empresas públicas, em geral, têm muitas vezes de satisfazer a muitos interesses distintos, dificultando a gestão das empresas e mascarando seus objetivos empresariais e estratégicos.

Sintetizando as diversas abordagens para a reestruturação setorial, notamos que mesmo que existam, do ponto de vista teórico, argumentos suficientemente fortes que justifiquem o controle centralizado e a propriedade estatal, como meio de garantir o bem-estar social através de serviços de qualidade, as evidências empíricas mostram que em geral o modelo estatal é inerentemente menos eficaz quando comparado com o modelo de gestão privado controlado pelo governo através de um marco regulatório estruturado, voltado para a introdução da competição em monopólios naturais².

Por fim, as evidências empíricas mostram que não existem alternativas à desregulamentação e privatizações setoriais, como forma de introduzir e melhorar o desempenho das empresas que atuam em segmentos de mercado de interesse social.

3.2 O fim de uma era no setor elétrico brasileiro.

A partir desse panorama geral das teorias econômicas da regulação e as alternativas que oferecem para a reforma de serviços públicos, podemos avaliar com mais clareza em que contexto e sob qual inspiração o Brasil optou por lançar-se no processo de reestruturação do setor elétrico, dando início a uma das maiores transformações na estrutura de poder das empresas estatais do país em toda sua história.

¹ O controle acionário pode ser de um único proprietário ou de um grupo de controle formado por várias empresas, mas que se organizam através de um conselho de administração para decidir a estratégia empresarial da empresa.

As reformas implementadas no setor elétrico brasileiro tiveram início em 1993 com a aprovação da Lei nº 8.631³, de 04/03/1993, que buscava modificar a condição técnico-administrativa das empresas para um novo padrão de desenvolvimento, em que a organização passasse a ser feita com base em um mercado competitivo e não mais em condições de monopólio.

O movimento de abertura dos monopólios nacionais (energia, comunicações, petróleo, água, transporte, etc.) foi recorrente durante a década de 1980 e 1990 em diversos países da América Latina, onde, segundo Boeker (1995, p. 17-18), as mudanças institucionais somente foram a cabo pela desilusão com o gigantismo estatal que proliferou como modelo de desenvolvimento das economias da região, resultando na insatisfação da sociedade com os serviços prestados ao longo dos anos. Nesse contexto, o que se pretende é examinar as condições que levaram o governo brasileiro a enfrentar o enorme desafio de uma reforma dessa natureza na forma de organização do setor elétrico. A reestruturação desse setor e de diversos outros segmentos importantes de infra-estrutura nacional é, pela sua natureza, de grande complexidade técnica e econômica, por envolver simultaneamente parcelas distintas da sociedade, como os segmentos públicos e privados⁴, e todo o arcabouço jurídico e institucional do país, além da criação de novas instituições, como, por exemplo, a agência reguladora.

O setor elétrico brasileiro desde a década de 1960 organizou-se com base em um modelo de empresas públicas federais e estaduais, englobando todos os segmentos da cadeia produtiva, desde a produção da energia elétrica até a entrega no ponto de consumo (geração, transmissão e distribuição). A partir da década de 1970, grandes obras de geração, transmissão e distribuição foram realizadas, interligando grande parte do país, até então composto por vários sistemas isolados.

A crise do petróleo no final da década de 1970 provocou o fim do modelo de desenvolvimento baseado na poupança externa, porém, no setor elétrico brasileiro, a opção do governo foi continuar investindo na expansão acelerada, mas ao custo do endividamento externo das empresas. A necessidade de combate à pressão inflacionária, crescente durante a década de 1980, levou a uma contenção das tarifas de energia, como instrumento de política monetária que, em associação à elevação dos juros internacionais, formou um

² Em Megginson (2005, p. 31-67), tem-se uma análise completa de um conjunto significativo de processos de reestruturação setorial ao redor do mundo.

³ Que extinguiu a remuneração garantida e eliminou as tarifas unificadas no território nacional.

⁴ Sobre a organização industrial do setor elétrico e modelos de análise, ver Pontes (1999).

cenário que praticamente inviabilizou a continuidade da expansão do sistema nessas condições. Isto teve conseqüências perversas no futuro, como veremos mais à frente.

Nessas condições, com tarifas defasadas e aumentos das despesas financeiras em moeda estrangeira, as empresas passaram por um estrangulamento financeiro e a paralisação da expansão do sistema foi a conseqüência mais visível e perversa destas decisões políticas. Essa situação começou a ser modificada a partir do processo de redemocratização do país, no final dos anos 1970 e começo dos anos 1980, com o fortalecimento do debate sobre a função do Estado na atividade econômica, levando a reforma do setor elétrico brasileiro no governo Collor de Mello, no início dos anos 1990.

3.3 A Formação do Setor Elétrico Brasileiro

A história do setor elétrico brasileiro pode ser dividida em três momentos distintos: (i) formação: composto de diversas empresas privadas que se caracterizavam pelo atendimento em âmbito municipal, (ii) desenvolvimento integrado: eminentemente estatal, com planejamento e operação centralizados (Eletrobrás), e (iii) reforma: retorno dos agentes privados e regime de mercado, com a introdução da competição nos segmentos que compõem a cadeia produtiva e regulado pelo Estado.

Até 1960 o setor elétrico brasileiro desenvolveu-se sem um modelo de organização previamente definido, em que as empresas operavam livremente sob o comando de empresários brasileiros, na época ligados a indústria do café, e de empresas estrangeiras, como a Light no Rio de Janeiro. Essa organização caracterizava-se pelo atendimento em nível municipal com direitos de exploração dos serviços que variavam de 30 a 90 anos. Porém, sem um marco regulatório que orientasse essas empresas a garantir o abastecimento de forma eficiente, o modelo resultou em grande descontentamento social na primeira metade do século passado, devido às elevadas tarifas praticadas e pelos problemas de fornecimento (acionamento), uma vez que a oferta não acompanhava o crescimento da demanda, provocada pelo processo de urbanização e crescimento das cidades na época.

A primeira tentativa de regulamentação do setor pelo governo, foi o chamado “Código de Águas”⁵, que teve a intenção de organizar e criar regras para o setor elétrico brasileiro. Esse decreto foi inspirado no modelo de regulação americano da época e incorporou alguns avanços que estavam sendo experimentados na Europa. Nessa fase as empresas do setor eram privadas e ligadas a grupos estrangeiros e nacionais, atuando de forma isolada e com planejamento próprio. Mas o rápido crescimento do país exigia a interligação dos sistemas existentes, possibilitando ganhos de escala e maior confiabilidade no atendimento.

Assim, podemos dizer que essa primeira fase de desenvolvimento do setor elétrico brasileiro teve como principais características a presença do capital privado, como fomentador do desenvolvimento desse período, e a inexistência de uma regulamentação que conduzisse esse desenvolvimento no sentido de organizar a indústria elétrica estabelecida na busca da eficiência econômica e social.

3.3.1 O Desenvolvimento Estatizante

Ao final da década de 1950 a visão que predominava no país era a de que existiam determinados setores da economia que eram de natureza comum ou pública, sendo, por consequência, responsabilidade do Estado produzi-los. Nessa condição encontrava-se o setor elétrico, que passava a ter uma orientação para o desenvolvimento e expansão voltados para um modelo centralizado e monopolista em toda a sua cadeia produtiva.

Essa era a visão do capitalismo de Estado que predominou nos países da América Latina durante a década de 1960 e começo da década de 1970, resultando em uma doutrina estatizante segundo a qual o Estado precisava controlar as chamadas indústrias de base (ou estratégicas), culminando em uma onda de nacionalizações de empresas prestadoras de serviços públicos – energia elétrica, comunicação, navegação e transporte, e em alguns casos até empresas manufatureiras. Com o tempo os condutores da política econômica e os administradores da máquina pública foram gradativamente ampliando o conceito de indústria estratégica e do papel do Estado como agente econômico, a ponto de qualquer segmento de

⁵ Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, tratava do uso das águas no Brasil e o seu

mercado poder ser exercido e explorado por uma empresa estatal. No Peru, a produção de farinha de peixe e no México os transportes rodoviários eram exemplos do gigantismo estatal que caracterizou esse período (BOEKER, 1995).

No Brasil, o Estado se ocupou do desenvolvimento de projetos de alto impacto político, econômico e social. Aço, petróleo e eletricidade eram os grandes monopólios constituídos, sendo o núcleo do investimento estatal da época. A justificativa para esse viés monopolista se encontrava na teoria clássica dos monopólios naturais, em que é economicamente preferível apenas um agente produzir o bem ou serviço, pois existem rendimentos decrescentes à medida que se aumenta a escala de produção. Além disso, por beneficiaram-se de economias de seqüência⁶, em que conjugavam atividades potencialmente competitivas e outras monopolísticas, muitos desses setores foram verticalmente integrados. Desse modo, através de uma legislação própria esses mercados foram protegidos contra a competição e, para que fossem garantidos os interesses dos consumidores contra o abuso do poder de mercado, a conduta e o desempenho das empresas passaram a ser regulamentados. Essa foi uma escolha deliberada na visão de Pontes:

Contrariando as teses da livre economia, amplamente consensadas e discutidas no bojo da revolução industrial, o País opta por um modelo administrativo centralizado e monopolista nos segmentos mais importantes da economia, tais como: a siderurgia, mineração, energia, ferrovias e mais tarde as telecomunicações. Há, portanto, uma clara e nítida opção pela intervenção do Estado na economia (1999, p. 44).

Outro fator de relevância na transição para o modelo centralizado foi a mudança no cenário político a partir da metade da década 1960, em que a idéia de natureza comum e pública desses serviços também passou a ter importância sob a ótica militar da segurança nacional, levando, desse modo, à criação de empresas estatais que abrangiam grandes extensões do território nacional. Nesse contexto, a organização da indústria de energia elétrica no Brasil era composta por algumas empresas que atuam em segmentos específicos e por outras verticalmente integradas⁷, basicamente empresas estaduais, federais e algumas poucas privadas. Porém, toda a atividade de planejamento e organização da expansão e operação do sistema estava sob a responsabilidade centralizada de grupos técnicos subordinados ao governo.

aproveitamento para a geração de energia elétrica.

⁶ Economia de seqüência significa o ganho obtido pela integração vertical de alguns segmentos, como no setor elétrico. Essa integração possibilita que as características complementares que as várias etapas da cadeia de produção têm sejam aproveitadas ao máximo, reduzindo os custos de transação intra-setorial.

Para que o governo fosse capaz de viabilizar esse movimento transformador era necessário criar uma estrutura que teria a finalidade de construir as usinas geradoras, as linhas de transmissão e as redes de distribuição em escala nacional. Assim, tendo como prioridade o planejamento e a execução de grandes obras, foram constituídas as várias empresas estatais que formaram o setor elétrico brasileiro, que fez com que houvesse a contratação de pessoal técnico altamente especializado. Dessa forma, surge um novo e atrativo mercado de trabalho, com tentadoras oportunidades de crescimento profissional para profissionais especializados nas áreas de engenharia e planejamento para operar o sistema elétrico brasileiro, que nesse período gozava da privilegiada condição em que havia recursos abundantes e interesse do governo na realização das obras.

O formato final da organização da indústria da energia elétrica no Brasil ficou assim estabelecido: a geração e a transmissão de energia eram feitos por quatro empresas regionais – Furnas, Eletrosul, Eletronorte e Chesf, todas subsidiárias da Eletrobrás e que atendiam a 38% da demanda de energia elétrica do país; quatro empresas estaduais – CEMIG, COPEL, CEEE e CESP, verticalmente integradas, que atendiam 30% da demanda; Itaipu Binacional respondia por 25% da produção de energia elétrica; e os autoprodutores e sistemas isolados produziam o restante da energia demandada no país.

Essa organização centralizada foi a estratégia escolhida pelo governo federal para garantir a infra-estrutura necessária para o atendimento da demanda crescente de energia, em virtude do rápido crescimento econômico verificado no país durante a década de 1970, exigindo pesados investimentos na geração de energia elétrica⁸ e a interligação das principais regiões do país.

Segundo Santana e Oliveira (1999a, p.66), o setor elétrico brasileiro nessa época se caracterizava por ter uma “estrutura de produção hierarquizada”, em que a forma verticalizada era conseqüência da organização político-social que definiu esse arcabouço institucional. Pela ideologia econômica que dominava os condutores da política econômica, essa integração verticalizada era determinada por uma forma de organização industrial chamada de “indústria de base”, isto é, indústrias que tinham no desenvolvimento de outras indústrias a sua justificativa mais importante. Nessa concepção, quanto mais integradas fossem, mais eficientes seriam as organizações no cumprimento do papel de indutores do desenvolvimento industrial do país.

⁷ Empresas verticalmente integradas são aquelas que atuam simultaneamente em toda a cadeia produtiva do setor elétrico: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

⁸ Destaca-se nesse caso a decisão de construir a usina hidrelétrica de Itaipu, na época a maior obra de engenharia do mundo.

Esse modelo sustentou-se na presença marcante da Eletrobrás como principal agente de coordenação e controle do setor, acumulando todas as funções de coordenação e de planejamento importantes para o funcionamento do setor elétrico brasileiro, como a operação de curto e longo prazo e a expansão da geração e da transmissão⁹.

Esse papel de autoridade exercida pela Eletrobrás merece destaque, pois os mecanismos de controle e coordenação atuavam de forma a compensar a ausência de um instrumento de incentivo interno, que acabou por criar um ambiente propício para a predominância de contratos relacionais, fortemente marcados pela subordinação hierárquica. Nessas circunstâncias era recorrente a não celebração de contratos formais entre geradores e distribuidores e, o que mais chama a atenção, as partes renunciavam às instâncias judiciais superiores para a resolução de eventuais divergências, pois essas situações eram mediadas diretamente pela Eletrobrás.

Logo, esse arranjo dava à Eletrobrás o poder equivalente ao de um regulador, ainda que informal, e a autonomia para resolver conflitos de natureza comercial e institucional, muitos deles de responsabilidade típica do judiciário. Esse papel da autoridade é parte fundamental do processo adaptativo das formas hierárquicas, em que, para operar de maneira eficiente e ajustar-se às condições dinâmicas de suas atividades, o poder discricionário é o meio pelo qual se podem aproveitar economias em custos de transação, sobretudo quando o processo de negociação é custoso ou quando é necessário restringir o oportunismo, induzindo as partes à mútua cooperação (DOW, 1987).

Mas, ainda que a presença da autoridade se justifique na coordenação central da operação do sistema como fator de otimização do uso das instalações de geração e transmissão, o exercício simultâneo de múltiplas funções estratégicas para o desempenho do setor elétrico no Brasil acabou transformando a hierarquia de governança em um ponto de ineficiência, levando as empresas a uma gestão pouco profissional que se materializou em excessos de custos, incapacidade de autofinanciamento e inadimplência generalizada dos contratos de suprimento (SANTANA; OLIVEIRA, 1999a).

⁹ A Eletrobrás era a coordenadora dos principais grupos de controle, subordinados ao MME: GCOI – Grupo Coordenador para a Operação Interligada; e GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico.

3.3.2 A Crise do Modelo Estatal

O modelo vigente até a década de 1970 era tecnicamente eficiente e especializado e possibilitou a realização das obras necessárias à transformação ocorrida. Contudo, ele não foi capaz de ajustar-se ao período de dificuldades que surgiu a partir do início da década de 1980. Com a deterioração das condições financeiras das empresas o que se viu foi um despreparo técnico, ou mesmo, a falta de interesse do corpo profissional das empresas em propor mudanças ousadas que pudessem garantir o equilíbrio econômico-financeiro dos ativos das empresas estatais. A substituição da capacidade técnica como objetivo estratégico pelo aumento da influência política no comando e na alocação dos recursos, agora escassos, para os investimentos, foi a característica mais marcante desse processo de mudança. Como consequência ganharam importância os sindicatos, a burocracia e a influência política no comando das empresas estatais, que passaram a ser moeda de troca no jogo democrático que se configurava no Brasil.

a) A Crise Financeira das Empresas Estatais

Ao final da década de 1970, após a segunda crise do petróleo, tivemos a elevação dos juros internacionais, modificando drasticamente o cenário de oferta abundante de crédito no mercado internacional para economias em desenvolvimento. Mas, nesse momento, a infra-estrutura do setor elétrico brasileiro ainda estava incompleta e a perspectiva de aumento da demanda para os próximos anos exigia que as obras de expansão não fossem paralisadas. Diante de tal situação a decisão do governo foi continuar investindo no sistema, mas agora à custa do endividamento das empresas em moeda estrangeira, fato que elevou o risco das empresas tendo em vista o risco cambial. Essa mudança no cenário internacional resultou na elevação dos custos dos projetos de infra-estrutura, redução no fluxo de recursos financeiro, encarecimento dos bens e serviços decorrente da inflação, e atraso na conclusão dos projetos.

Se a conjuntura externa não era favorável para o país, que necessitava de recursos externos para viabilizar a construção de sua infra-estrutura, a conjuntura macroeconômica interna também se transformava em uma ameaça para o setor elétrico brasileiro. Pois, a partir da década de 1980, o país passa a ter severas dificuldades em conter o déficit público e a inflação, levando o governo a utilizar as empresas estatais para resolver problemas temporários de balanço de pagamentos e como mecanismos de controle de preços. Diante dessa condição macroeconômica restritiva¹⁰, as tarifas públicas passaram a ser utilizadas como instrumento de política monetária. Esse mecanismo, utilizado de forma insistente e discricionária pelo governo resultava em sinais contrários ao mercado, gerando, cada vez mais, sintomas de falta de credibilidade das empresas estatais, pela incapacidade de honrar compromissos.

A contenção das tarifas públicas em níveis abaixo dos custos do serviço, imposto pelo governo nessa época, demonstra a orientação política que predominou e acabou afetando o ambiente de atuação das empresas, resultando em um processo de regulação que afeta de forma decisiva a gestão financeira e a capacidade de investimento das empresas. O governo ao impor essas restrições às empresas, acabou por inibir a iniciativa dessas organizações em produzir com mais eficiência, resultando em uma condição em que o abuso de preços, as práticas anticompetitivas e o desrespeito aos consumidores se materializaram ao longo dos anos em grandes perdas para as empresas estatais (PONTES, 1999). Em relação ao desrespeito aos consumidores, é importante lembrar que na época ainda não havia o Código de Defesa do Consumidor.

b) A Desarticulação Setorial e o Papel da Eletrobrás

O estrangulamento financeiro que passou a sufocar a capacidade das empresas estatais em investir no mesmo ritmo de antes, provocado pela contenção das tarifas e o aumento do serviço das dívidas externas, foi o lado mais visível da crise que se desenvolvia no setor. Pois, parte importante do processo de desarticulação da estrutura tinha origem na concepção do modelo de desenvolvimento centralizado, escolhido pelo país como meio para

¹⁰ Para saber a respeito da conjuntura econômica do Brasil e detalhes dos planos de estabilização monetária colocados em prática na época, ver Portugal (1996).

a modernização industrial. Nesse contexto falharam a estrutura interna da organização, a regulamentação setorial (ineficiente) e a gestão administrativa (interferência política) nas empresas, pois se traduziram em barreiras que impediram que essas organizações fossem capazes de ajustar-se às mudanças no ambiente econômico.

A organização e a estrutura do setor elétrico brasileiro, durante sua formação e desenvolvimento, não tiveram as mudanças planejadas ao longo do tempo, essas foram acontecendo gradualmente a partir das pressões externas, de acordo com a necessidade do país em se industrializar. Um exemplo no caso brasileiro é que até a década de 1960 ainda não havia um levantamento completo de todas as possibilidades de aproveitamentos energéticos do país, o que poderia inviabilizar o processo de desenvolvimento planejado. Esta condição trouxe limitações para um desenvolvimento mais dinâmico do setor, pois quando as mudanças são planejadas, as organizações desenvolvem mecanismos internos que acabam por facilitar o ambiente para as modificações na estrutura interna que devem ser implementadas (PONTES, 1999).

Muito embora, a partir do final da década de 1960 o setor elétrico brasileiro apresentasse uma estrutura organizacional, com elementos, mecanismos e regras bem definidas, esse modelo não foi capaz de interagir com a dinâmica das mudanças no cenário econômico interno e externo nas décadas seguintes, não permitindo uma adaptação contínua e gradual às novas contingências estruturais. Um dos fatos mais significativos nesse sentido foi a utilização das tarifas como instrumento de política monetária, levando ao estrangulamento financeiro de empresas estatais e, por consequência, à fragmentação do modelo institucional vigente. Contudo, o próprio modelo de gestão administrativo-financeiro das estatais brasileiras possibilitou distorções significativas em itens como a estrutura de custos operacionais e de capital que, se gerenciados de forma prudente, poderiam ter propiciado um significativo ganho de produtividade e eficiência. Mas, isso não ocorreu.

A regulamentação do setor elétrico brasileiro foi, durante todo o período estatal, um ponto frágil na organização institucional, em que a regulamentação caracterizava-se por ser antiprodutiva por parte dos órgãos de controle do governo, seja pela redução das tarifas, em termos reais, seja pelo excessivo número de leis e regras burocráticas que impediam a liberação de recursos financeiros para a conclusão de obras já iniciadas, aumentando o custo final dos projetos e criando forte dependência das empresas com o centro de poder.

A opção pela organização do setor elétrico brasileiro em um mercado de características monopolísticas, e não numa economia de mercado, acabou por inibir e

atrofiar, com o passar dos anos, a capacidade inovadora das empresas, limitando a criatividade e afetando a eficiência no processo de alocação dos recursos.

A fragilidade regulatória é outro fator importante nesse período e se materializa pela presença da Eletrobrás, e todo o seu poder e influência, nas diversas etapas do processo decisório do setor elétrico brasileiro. O poder exercido pela Eletrobrás nessa época é um exemplo clássico de ineficiência que surge em decorrência da “captura do regulador”. Para Kay e Vickers (1988), a captura do regulador ocorre quando o órgão regulador passa a confundir o bem comum com os interesses da indústria que é por ele regulamentada. Santana e Oliveira destacam a influência e o poder da Eletrobrás sobre o regulador:

A Eletrobrás, com todo seu poder de influência nas mais diversas etapas do setor elétrico, também espalha com maestria seu poder sobre o regulador. Exemplo disso é que desde meados dos anos 80 que são raros os diretores gerais do antigo DNAEE que não eram empregados de uma das controladas do sistema Eletrobrás. A influência da holding dos concessionários federais é tão grande que, ao procurar saber de assuntos tais como custo de energia, esquemas de racionamento e políticas tarifárias a imprensa e até mesmo investidores estrangeiros se dirigiam diretamente à Eletrobrás e não ao DNAEE (1999a, p. 61).

A presença da Eletrobrás no topo da hierarquia institucional e regulatória, ainda que informal¹¹, originou-se na autoridade delegada pelo MME para que coordenasse os centros de comando do sistema elétrico brasileiro, que controlavam a operação (Grupo Coordenador da Operação Integrada – GCOI) e a expansão do sistema (Grupo Coordenador do Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico – GCPS). A especificidade dos ativos empregados no setor elétrico exige intensa cooperação e coordenação, caso contrário, seria impossível a otimização dos recursos energéticos, especialmente em um sistema em que quase a totalidade da geração é de fonte hídrica. Essa característica, porém, acabou por abrir espaços consideráveis para as ações irresponsáveis no âmbito da Eletrobrás, resultado do poder quase onipotente que essa gozava na época. Nesse contexto a Eletrobrás e sua estrutura organizacional, altamente departamentalizada, acabaram criando um ambiente sujeito a conflitos de interesses internos, prejudicando a alocação eficiente dos recursos que estavam sob sua responsabilidade.

Essa forma centralizada acabou tornando-se a expressão burocrática e organizacional de uma estrutura de governança tipicamente hierárquica, que mostrou ser mais uma fonte de ineficiência operacional e de elevado custo, pois mesmo contanto com

¹¹ O órgão regulador da época era o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, ligado ao Ministério de Minas e Energia.

corpo técnico estruturado e gerindo os recursos disponíveis do setor, não teve capacidade para superar ou mesmo atenuar o processo de deterioração das empresas estatais subordinadas. De fato, o que se verificou na Eletrobrás foi que sua estrutura passou a competir internamente, quando deveria concentrar esforços nas restrições de atendimento e financiamento do setor.

c) A Interferência Política nas Empresas Estatais

Nesse cenário, a interferência política nas empresas estatais ganha importância, juntamente com o estrangulamento financeiro e o modelo de desenvolvimento centralizado, como um dos pilares da crise que levou à necessidade de promover a reforma no setor elétrico brasileiro a partir dos anos 1990. Com a redemocratização do país a partir da metade dos anos 1980 as grandes empresas estatais passam a sofrer com a politização interna das organizações, pois seus dirigentes passaram a ser pessoas com vínculos políticos ligados ao partido no poder. Esse comprometimento dos altos escalões leva, em muitos casos, a uma gestão nem sempre responsável e profissional nas empresas estatais, comprometendo a eficiência operacional e financeira e a adequada alocação dos recursos públicos do ponto de vista econômico e social. Ou seja, a alocação política dos recursos ganha importância considerável.

A gestão corporativa com viés político nas estatais brasileiras de serviços de infraestrutura (energia elétrica, telecomunicações, saneamento, etc.) foi danosa para o país, pois levava ao comando dessas empresas pessoas que não tinham o conhecimento e a preparação técnica necessária para tomar decisões que envolviam investimentos em ativos de elevada especificidade, em que o erro significava desperdício de tempo e recursos públicos e, também, ao não atendimento das necessidades da sociedade.

Outra importante característica desse período foi a subordinação política e a freqüente interferência das autoridades econômicas do governo federal nos caminhos da política tarifária do setor elétrico, condição garantida pelos dirigentes das empresas e do órgão regulador (DNAEE) que eram indicações políticas do governo.

Borenstein e Cunha (1999, p. 15-32), analisaram a evolução da estrutura organizacional e das mudanças no sistema de poder da Eletrosul, desde a criação da empresa em 1968. Como resultado, puderam perceber as transformações na orientação estratégica com o passar dos anos e as diferentes ideologias de gestão na história do setor elétrico brasileiro. Até o início da década de 1980, período de maior desenvolvimento do setor elétrico no Brasil, a organização preocupava-se em realizar seus objetivos através do planejamento técnico e operacional na construção de usinas, linhas de transmissão e subestações. Mas, com a crise econômica do Estado e a interferência política no comando das empresas, as decisões técnicas perderam força na escolha e decisão sobre o plano de obras. Nesse momento, destacam os autores, a ideologia voltada para a parte técnica do negócio começou a perder espaço e influência para a articulação política, fortalecendo os sindicatos, que alegando a defesa da empresa agruparam em torno de si os funcionários que estavam insatisfeitos com a condução política e descontentes com as condições e as perspectivas de trabalho. De fato, essa organização interna foi uma tentativa que os profissionais de carreira da Eletrosul fizeram para manter a articulação interna e a influência diante da interferência política externa que se impusera no comando da empresa. Como resultado do conflito interno, a Eletrosul terminou sob intervenção do governo federal em 1990, período em que a autoridade foi a principal característica do sistema de poder, e a ideologia voltada para a parte técnica, que traçou o caminho do ciclo virtuoso da empresa, diminuiu sensivelmente junto ao corpo de funcionários de carreira.

Diante desse cenário a crise do setor elétrico brasileiro, que na década de 1990 leva à reforma, foi resultado de um conjunto de condicionantes e não, como se pode pensar a princípio, exclusivamente causa da conjuntura econômica que provocou a exaustão da capacidade financeira do Estado. Mas, não há dúvidas que as dificuldades para controlar o déficit público e a inflação durante a década de 1980, quando as empresas estatais eram largamente utilizadas como instrumentos de política monetária, foram o principal motivo que acabou por corromper a estrutura interna e comprometer a continuidade desse modelo. Além disso, esse modelo burocrático dava sinais antieconômicos ao mercado, comprometendo de forma crescente a capacidade de expansão das empresas e impedindo-as de produzir com mais eficiência, resultando na deterioração dos serviços prestados à sociedade e o desrespeito aos consumidores, como já mencionado.

3.4 A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

Formalmente as reformas nos setores de infra-estrutura do país começaram em 1990 com a implementação, logo no começo do governo Collor de Mello, do Plano Nacional de Desestatização – PND – que definia um cronograma de privatizações e o desenvolvimento do aparato regulatório, necessário para organizar os monopólios estatais sob uma ótica de mercado. Porém, o programa teve um começo lento, provocado principalmente pelo ambiente econômico instável e a propensão intervencionista do governo na época, com isso o objetivo inicial de privatizar 42 empresas em dois anos mostrou-se excessivamente ambicioso (ORME, et al., 1995, p.34-37).

A opção pela reforma do setor público, face a crise do Estado, não foi privilégio da economia brasileira. Na mesma época muitas economias latino-americanas tiveram sérios problemas fiscais, com a redução da liquidez internacional, e nessas condições viram-se forçadas a adotar medidas relativamente radicais de reforma do Estado, e a escolha pelas privatizações de empresas estatais foi por isso largamente utilizada. Durante a década de 1980 as privatizações puseram em movimento uma busca por estratégias de Estado alternativas para o desenvolvimento, quando surgiu uma variedade de opções que antes não existiam. Os países em desenvolvimento descobriram novos métodos de utilização do setor privado, fazendo-o cooperar na satisfação das necessidades nacionais e em novas combinações entre os setores público e privado que pudessem promover o desenvolvimento¹².

Mas há que se considerar que as privatizações avançaram até onde foram na América Latina, e posteriormente no Brasil, porque era, também, uma alternativa prudente sob a ótica política. Como os serviços públicos oferecidos à população eram, de modo geral, de péssima qualidade¹³ produziam um ônus político considerável aos ocupantes do executivo e suas forças aliadas.

Mas, por outro lado, destaca-se que o setor público vinha sofrendo mudanças importantes nos setores produtivos e nas estruturas estatais na maioria dos países, em que o Estado, caracteristicamente o empreendedor de grande parte dos investimentos, cede

¹² As privatizações na América Latina e seus resultados, ver Orme, et al. (1995, p. 27-46).

¹³ Os telefones não funcionavam ou a espera por uma linha podia durar anos, os vôos não respeitavam os horários marcados ou eram cancelados, tinha que se conviver com racionamentos de energia e os preços eram exagerados.

espaço para uma participação crescente do setor privado. Nos países industrializados, a partir da década de 80, a resposta à crise do Estado foram as reformas nas instituições públicas e o desenvolvimento de sistemas de regulação e controle, dando oportunidade, a partir das privatizações, para que o setor privado ocupasse espaços cada vez maiores no setor produtivo.

Para Pontes (1999, p. 33-34), essa nova era de mudanças foi uma oportunidade para a redefinição do papel do Estado na economia como um todo, buscando alternativas que integram conceitos como globalização, competitividade, novos padrões de concorrência, instrumentos de gestão e novas tecnologias, induzindo à busca permanente da melhoria da qualidade e do aumento da eficiência econômica. Esse movimento já é uma realidade em muitos países europeus onde a reestruturação do setor elétrico busca estruturas organizacionais que sejam capazes de adaptar-se à nova realidade de competitividade e globalização nas economias modernas, garantindo a eficiência na alocação dos recursos. Fica evidente que o grande desafio que se impôs a partir da década de 1980 foi o de encontrar o modo mais eficiente de produzir bens e serviços, que antes estavam nas mãos do governo e agora estão dentro de uma dinâmica de mercado.

No caso específico do setor elétrico brasileiro o governo encomendou, ainda na primeira metade da década de 1990, à Coopers & Lybrand a proposta de um modelo estrutural que redefinisse o papel do Estado e reorganizasse o conjunto de empresas que formavam o setor elétrico brasileiro. Os relatórios do trabalho da consultoria foram apresentados ao Ministério de Minas e Energia em junho de 1997 e sua proposta de reestruturação começou a ser implementada gradativamente.

A proposta para o novo modelo econômico e institucional do setor elétrico brasileiro, segundo as conclusões do trabalho da consultoria internacional, procurava redefinir as condições de competição em monopólios naturais aos padrões internacionais de concorrência vigentes na época, sugerindo que a organização industrial do setor fosse feita com base em um mercado competitivo e não mais no modelo monopolista.

A idéia básica da reestruturação apresentada e implementada na época era promover a competição nos segmentos da indústria elétrica – geração, transmissão e distribuição, e criar a figura de um novo agente no mercado – o comercializador de energia elétrica. Na geração, devido às características setoriais, existia grande espaço para o desenvolvimento de uma concorrência efetiva, uma vez que as plantas de geração são unidades independentes e o preço da energia oferecida seria resultado da combinação das características do projeto, tais como localização, fonte energética e as condições de oferta e

demanda de energia. No caso dos segmentos de transmissão e distribuição, notadamente casos de monopólios naturais, a alternativa era a de desenvolver um modelo de regulação econômica que induzisse as empresas a uma gestão eficiente para garantir a qualidade na prestação do serviço à sociedade.

Muitas mudanças introduzidas na época seguiram as tendências mundiais de reestruturação do setor elétrico, como o livre acesso às linhas de transmissão e a possibilidade de existirem os consumidores livres¹⁴ e os produtores independentes de energia elétrica¹⁵. A criação do Mercado Atacado de Energia (MAE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foram grandes novidades trazidas na época pela proposta dos consultores.

O Mercado Atacado de Energia, ou mercado *spot*¹⁶, é o local onde seriam realizadas todas as transações de compra e venda de energia do sistema interligado. A expectativa na época era de que a maioria dos negócios fosse realizada através de contratos bilaterais¹⁷ e somente os fluxos de energia que não tivessem sido contratados previamente seriam negociados diretamente no MAE e sujeitos à liquidação pelo preço *spot*. Essas condições incentivariam a concorrência através de um mercado ativo de contratos de compra e venda de energia a curto e longo prazo, garantido pela necessidade que as empresas distribuidoras e consumidores livres teriam de contratar previamente a demanda futura para o atendimento de seus mercados. No limite, os contratos de compra e venda de energia poderiam ser livremente negociados, a exemplo do que ocorre na Bolsa Mercantil de Valores, possibilitando a minimização de riscos relacionados à volatilidade dos preços de energia, característica inerente em um sistema predominantemente hidrelétrico em que o custo marginal de curto prazo é função da hidraulicidade do período, variável sobre a qual as empresas geradoras não têm nenhum controle.

Com essas características, imaginava-se que os contratos de compra e venda de energia, por serem de interesse das geradoras e distribuidoras/comercializadoras, seriam objeto de competição. Além disso, como a operação em tempo real da usina dependeria de

¹⁴ Consumidor livre é aquele que pode escolher seu fornecedor de energia elétrica independentemente de onde esteja fisicamente localizado.

¹⁵ Produtor Independente é o agente que possui concessão ou autorização para a produção de energia elétrica destinada ao comércio por sua conta e risco.

¹⁶ Mercado *Spot* ou o mercado de energia livre funciona como uma Bolsa de Mercadorias. Toda a energia elétrica faltante ou excedente dos contratos bilaterais é, respectivamente, comprada e vendida no MAE, a um preço único (preço do MAE ou preço *Spot*), que depende da oferta e da procura por energia elétrica no momento do fechamento do balanço de energia elétrica.

uma estratégia de operação coordenada de forma centralizada, o que interessaria ao comprador (distribuidora/comercializadora) é que o sistema tivesse sempre capacidade disponível para atender a sua demanda. Nesse caso, o preço da energia deveria ser tal que cobrisse o custo de capacidade disponível (custo fixo) e os custos variáveis, que em última análise corresponderia ao custo marginal da água, para as usinas hidrelétricas, e o custo do combustível, para as usinas termelétricas.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS – é o responsável pelo planejamento operacional, programação, otimização e despacho de carga e outras características do funcionamento do sistema interligado nacional (SIN). Com base nas informações recebidas diariamente sobre a afluência hídrica, níveis dos reservatórios, disponibilidades de usinas e custo do combustível, o ONS planeja a operação do sistema em tempo real, garantindo a otimização hidrotérmica do parque gerador brasileiro.

Quando da definição do novo modelo institucional e econômico foi necessário considerar o perfil peculiar do setor elétrico brasileiro, em que há predominância da geração hidrelétrica, com reservatórios de grande porte localizados em diferentes bacias hidrográficas e com forte interdependência entre elas. Além disso, na mesma bacia estão instaladas usinas hidrelétricas de diferentes proprietários, e a operação de uma usina acaba por interferir na outra. Na época o parque gerador brasileiro era constituído de 95% de geração hidrelétrica e os demais 5% de usinas térmicas (óleo, carvão e nuclear), que operavam, basicamente, de forma complementar à usinas hidrelétricas nos períodos de menor afluência nos rios.

A modelagem final de reorganização do setor elétrico brasileiro pretendia introduzir a competição na geração e na comercialização de energia, mas era necessário considerar as características peculiares do parque gerador brasileiro e, também, garantir que as mudanças ocorressem de forma gradativa, evitando traumas para as empresas e para os consumidores, e, principalmente, não prejudicando a operação do sistema interligado nacional. Os Contratos Iniciais foram um desses instrumentos utilizados para garantir um período de transição com mais segurança. A principal característica dos Contratos Iniciais era que os preços e as quantidades de energia contratada seriam baseados no mesmo nível dos contratos vigentes entre as empresas na época da reestruturação do setor. Esses contratos tiveram a duração de oito anos, que coincidiria com o período de transição entre o modelo monopolista e o concorrencial, como se imaginava na época. Durante esse período os preços se mantiveram constantes e as quantidades passaram a ser diminuídas em 25% a cada ano

¹⁷ Contrato bilateral foi a modalidade de contratação criada na época e que consistia na livre negociação, de preços e quantidades, entre os geradores de energia e os distribuidores e

a partir do quinto ano. Com isso, os incrementos de mercado, já nos anos iniciais, e as reduções dos volumes, a partir do quinto ano, foram contratados já no novo regime definido nas regras de comercialização e contratação de energia no âmbito do MAE.

Outro importante pilar na nova estrutura da indústria foi a regulamentação econômica do setor, aplicada às atividades caracterizadas como monopólios naturais – a transmissão, a distribuição e a comercialização aos consumidores cativos. A ANEEL, criada em 1997, foi a responsável por definir qual a forma de regulamentação econômica seria adotada no país. A escolha acabou sendo pelo sistema de *revenue-cap*, que consiste na definição de uma fórmula que determina qual o nível da receita a ser auferida pela empresa prestadora do serviço por um período de tempo (um ano) e ao seu término devem ser revalidados os parâmetros de definição dos componentes da fórmula.

Quanto à regulamentação econômica, Santana e Gomes (1999, p. 83) já alertavam ser necessária uma postura pró-ativa da ANEEL quanto ao desenvolvimento da concorrência no setor elétrico brasileiro, sugerindo que o Conselho de Defesa da Economia – CADE – atuasse juntamente com a agência reguladora na aplicação de medidas que evitassem atitudes anticompetitivas dos agentes¹⁸. De fato, o que se viu quanto à definição do modelo de regulamentação econômica foi o descompasso entre o ritmo das privatizações e a definição das novas regras de funcionamento do setor elétrico brasileiro, sendo esse um sinal evidente de que a reforma pretendida poderia não estar indo pelo caminho definido. A pressa em tocar o cronograma das privatizações, devido à pressão do déficit fiscal e o atraso do programa, ou mesmo a falta de preocupação do governo na época para definir as regras necessárias para amparar e garantir os objetivos traçados, foi o primeiro passo para o fracasso do modelo poucos anos à frente.

A experiência internacional mostra que as reformas do setor público são potencialmente saudáveis à economia do país, mas para que tenhamos uma indústria mais eficiente é necessário que o marco regulatório e a estrutura institucional propiciem regras de funcionamento voltadas para esse objetivo, garantindo que as empresas tenham um comportamento eficiente e competitivo sob a ótica econômica e remunerando de forma adequada os investidores privados que assumem os serviços. É esse problema da

consumidores livres.

¹⁸ O papel do CADE e a prática antitruste no Brasil são encontrados em Salgado (1997).

estruturação do mercado regulatório a partir da definição de uma estrutura institucional que será visto no próximo capítulo.

4 A ESTRUTURA INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.

No primeiro capítulo apresentamos a regulação econômica como um problema de falha de mercado em que a intervenção se faz necessário para que os agentes operem como se em um mercado competitivo estivessem. Nos apoiamos, para tais informações nas modernas teorias sobre regulação por incentivos e nas experiências internacionais em que esses modelos foram aplicados. No Capítulo 3, buscamos uma leitura das motivações que levaram inúmeros países a reestruturarem importantes setores da economia e as formas como esse processo se deu, tendo como ponto central a discussão da reforma do setor elétrico brasileiro, desde sua motivação inicial, quando da crise do setor público brasileiro durante a década de 1980, até a transferência do controle das empresas para a iniciativa privada, já na segunda metade dos anos 1990.

Assim sendo, temos até o presente momento (nesta dissertação) uma percepção do setor elétrico brasileiro até a ruptura com o regime anterior, caracterizado pela centralização de poder decisório nas grandes empresas estatais que o formavam, e, por outro lado, apresentamos um marco teórico de regulação econômica por incentivo que nos permite uma análise comparativa entre o modelo brasileiro e as inúmeras experiências internacionais, a partir das quais poderemos identificar as diferenças estruturais que exigiram adaptações do desenho regulatório nacional.

A constatação inicial indica que a reforma do setor elétrico brasileiro estava fundamentada em sua origem por um modelo de regulação bem definido¹, mas que foi se perdendo no decorrer do processo devido às inúmeras adaptações e reformulações que foram sendo feitas pela necessidade de compatibilizar o modelo de regulação proposto, com base na experiência internacional, às características do setor elétrico brasileiro².

¹ A contratação da consultoria inglesa Coopers & Lybrand, na primeira metade dos anos 1990, comprova que o Brasil foi buscar na experiência internacional uma alternativa regulatória que fosse viável e adequada para a realidade do setor elétrico brasileiro.

² O grande desafio na adaptação do modelo de regulação proposto estava no fato de que 90% da geração de eletricidade no país era de fonte hidrelétrica, o que torna sistema elétrico brasileiro único no mundo. As experiências internacionais se baseiam em sua maioria em modelos onde a geração é predominantemente de origem térmica e localizada próximo aos centros de carga. No Brasil a fonte de geração está distante dos centros de carga e sujeita a variáveis como regime de chuvas, capacidade de armazenamento das barragens e restrições de transmissão, o que exige uma operação centralizada que possa maximizar a utilização dos recursos disponíveis ao menor custo e risco.

A idéia por trás de todas as reformas regulatórias, vistas ao longo dos últimos 30 anos, é aperfeiçoar os serviços públicos introduzindo maior qualidade, facilidade, universalização de acesso e redução de preços. Porém, é importante considerar o contexto e as condições políticas e sociais do ambiente em que se pretende implantar uma reforma, pois, eventualmente, as expectativas que motivaram as reformas podem encontrar obstáculos que venham a comprometer o processo como um todo, impedindo a solução dos problemas estruturais do país. Assim sendo, trata-se de ponto essencial às proposições da nossa análise o entendimento do contexto econômico, político e social no qual a estrutura institucional do país interage com o processo regulatório, determinando o desempenho econômico do setor.

4.1 A Importância da Estrutura Institucional

Um modelo de regulação é um processo político pela sua própria natureza, pois normalmente os serviços que necessitam ser regulados são caracteristicamente serviços públicos, como é o caso da distribuição de energia elétrica. Devido a essa característica política, a estrutura institucional e sua interação social com o processo de mudança é uma variável importante na busca de um desenho regulatório eficiente, sendo formada a partir das estruturas políticas e das instituições sociais de cada país, ou seja, é uma variável que particulariza o modelo de reestruturação setorial em qualquer situação, independentemente da inspiração teórica e por mais geral que a abordagem possa ser³.

Para Levy e Spiller (1999, p. 461-462), o contexto político e social, bem como a estrutura institucional de um país produzem efeitos que irão definir o tipo de regime regulatório que será implementado, de forma que os interesses das partes envolvidas sejam acomodados no desenho regulatório definido.

A evidência empírica, no caso do setor de telecomunicações, mostrou que, em geral, nos países em desenvolvimento, o desenho regulatório tende a ter mecanismos mais flexíveis de controle da interferência administrativa, quando comparados aos modelos de

³ Em Levy e Spiller (1999) é apresentada uma análise comparativa do impacto do contexto social e político sobre o processo regulatório do setor de telecomunicações e seu desempenho em cinco países: Argentina, Chile, Jamaica, Filipinas e Reino Unido

regulação em países desenvolvidos que possuem instituições de controle do regime regulatório mais consistentes e rígidas quanto à intervenção administrativa, o que propicia maior segurança institucional para os agentes do mercado regulado. Ou seja, na presença de regras claras e efetivas no processo regulatório, tem-se maior estabilidade e credibilidade, o que é um forte incentivo para o ingresso do investimento privado, desenvolvendo e aumentando a qualidade dos serviços. Os exemplos da Jamaica (LEVY; SPILLER, 1999, p. 473), Argentina e Filipinas (LEVY; SPILLER, 1999, p. 482) comprovam essa constatação.

Nosso argumento parte da importância que a credibilidade e efetividade da estrutura institucional têm para o modelo regulatório que se propõe, pois é essa a condição inicial para que o modelo seja ou não atrativo ao investimento privado. Investidores procuram a combinação ideal entre risco e retorno, se as condições institucionais forem desfavoráveis ou deixarem margem para a interferência administrativa no regime regulatório, o retorno exigido pelo investidores aumenta, o que poderá inviabilizar a redução das tarifas, um dos principais objetivos da reforma setorial. Assim, na ausência de interesse da iniciativa privada, resta como alternativa o Estado assumir o papel de empreendedor dessas atividades. Portanto, sendo esse o objetivo das reformas regulatórias impõe-se como condição necessária para o seu sucesso que existam mecanismos eficientes de controle da intervenção administrativa e garantias de manutenção das condições estabelecidas nos contratos.

Para Levy e Spiller os fundamentos de uma política regulatória são a base para o desenvolvimento de uma estrutura institucional adequada, com foco no desenvolvimento setorial, mas ela não pode se restringir apenas ao campo da regulação dos serviços:

Our analysis suggests that the foundation of a successful regulatory policy consist of the development of a regulatory governance structure that, given the nature of the country's institutions, is adequate to constrain arbitrary administrative action and also encourages private investment. An exclusive focus on regulatory governance, however, is inadequate as it offers only limited guidance as to what should be the specific content of substantive regulatory rules. Thus, a unified approach to regulatory policy must incorporate regulatory incentives (that is, rules concerning pricing, entry and interconnection) into the analysis, and also considerer the impact of the specific content of such rules on the efficiency with which private utilities perform. Exclusive emphasis on the latter, on the other hand, may result in a totally inadequate regulatory structure. (1999, p. 485).

Essa proposição dos autores atesta nossa argumentação de que estrutura regulatória é o ponto de partida fundamental para a formatação de um ambiente onde os mercados regulados sejam atrativos à iniciativa privada e possam proporcionar benefícios para a sociedade. Contudo é necessário ampliar os conceitos por trás das regras e normas

regulatórias, de modo que elas possam refletir a dinâmica econômica e social em que serão inseridas.

4.1.1 Estabilidade Institucional

As características particulares do setor elétrico – economias de escala e escopo, especificidade de ativos, retorno de longo prazo e penetração social dos serviços – traduzem-se no ponto de partida para a nossa análise do problema regulatório e suas alternativas. Em setores onde o investimento tem rápida maturação ou os mecanismos de controle da estabilidade legal e institucional têm rápida evolução, não se espera que no longo prazo existam conflitos relevantes provocados pela interferência administrativa em setores regulados. Mas esse não é o cenário para o setor elétrico brasileiro e, portanto, o impacto do contexto institucional é variável importante em nossa análise.

O entendimento acerca das particularidades do processo de reforma das instituições para um novo modelo regulatório passa pela análise das condições ímpares que cada país possui em seu contexto político e social e a interação com o processo regulatório. Assim sendo, o desenho regulatório será uma resultante desse contexto ao definir as componentes principais que compõem esse modelo: a estrutura regulatória e os incentivos regulatórios. Segundo as definições de Levy e Spiller (1999, p. 463-466), estrutura regulatória são os mecanismos que a sociedade tem para controlar a interferência administrativa e solucionar os conflitos na relação regulatória entre os agentes e, por outro lado, incentivos regulatórios são as regras que definem a forma como os agentes irão atuar no desempenho de suas funções.

Ambos, estrutura regulatória e incentivos regulatórios, são escolhas que os administradores públicos têm em suas mãos quando da definição e estruturação das bases do novo modelo de gestão. Essas escolhas irão traduzir o grau de liberdade da intervenção administrativa e política na estrutura regulatória, definindo a forma como se dará a solução dos problemas regulatórios através da estrutura institucional para o controle do regime. Sob a ótica dos incentivos, essas escolhas traduzem, também, a forma como se pretendem desenvolver o modelo institucional escolhido. Ou seja, essas escolhas produzem reflexos independentes que irão refletir o tipo de regime regulatório implementado.

Normalmente, quanto maior a credibilidade do regime regulatório, menos severos são os problemas. Em países onde o sistema político restringe a intervenção administrativa, a credibilidade é normalmente alcançada à custa da flexibilidade, o que impede, também, mudanças arbitrárias nas regras do regime regulatório. Porém, a evidência empírica mostra que, mesmo em países onde existe forte credibilidade no regime regulatório, as regras são suficientemente sensíveis a ponto de introduzir melhorias e avanços necessários à adaptação do modelo à realidade que se impõe ao longo do tempo (LEVY e SPILLER, 1999, p. 464-465).

Diante desse contexto, podemos concluir que para termos uma reforma regulatória de sucesso é pré-requisito que exista no país uma estrutura institucional estabelecida e madura, com a capacidade de desenvolver os mecanismos necessários para o funcionamento setorial em uma nova realidade.

Para North (1990), essa maturidade pode ser avaliada através da análise do desenvolvimento institucional de um país a partir de cinco elementos: (i) instituições legislativas e executivas, (ii) instituições jurídicas, (iii) normas e regras informais que impedem a ação em interesse próprio de indivíduos ou de instituições, (iv) regras morais de comportamento social que garantem o equilíbrio entre os interesses comuns da sociedade e dos individuais, e (v) capacidade administrativa de cada país. O autor alerta que cada um desses elementos está sujeito a mudanças e seu comportamento ao longo do tempo é exógeno ao processo regulatório, ou seja, independentemente das regras do modelo o contexto político e social não é estável, o que poderá exigir mudanças nas regras e normas estabelecidas. É nesse sentido, dada à característica exógena do ambiente político e social, que a credibilidade e estabilidade quanto à intervenção administrativa tornam-se importantes para o entendimento da evolução do modelo regulatório brasileiro.

A forma como interagem os poderes legislativo e executivo influenciam o modo como serão resolvidos os problemas regulatórios do país. Os resultados serão, pois, impactados pela forma como as estruturas dessas instituições impõem restrições à ação da agência reguladora, mesmo essa estando subordinada ao poder executivo. Ao executivo cabe o papel de indicar o corpo técnico que irá comandar a agência reguladora e propor as leis que sustentarão a política regulatória. No legislativo as propostas de leis são analisadas, alteradas e aprovadas, cabendo à agência reguladora, então, regulamentar esses dispositivos legais para que sejam cumpridos no ambiente regulado. Assim sendo, o relacionamento político e o comportamento de cada um dos poderes irá influenciar nos

resultados do modelo regulatório, especialmente se existirem disputas entre os poderes e interesses conflitantes em cada um dos lados.

O poder judiciário tem o papel de resolver de forma isenta as disputas entre os agentes privados e a sociedade, entre agentes privados e entre agentes privados e agentes públicos. Nesse caso, um poder judiciário independente e autônomo é um importante marco para a mitigação dos riscos associados às incertezas que o contexto político e social pode produzir quanto à estabilidade do modelo regulatório definido, pois a segurança jurídica reflete o respeito às regras e ao direito de propriedade, sobre o qual foram desenhados os contratos entre as partes. No Brasil, infelizmente a realidade não é essa:

No Brasil, o Judiciário não funciona bem. Seu problema mais notório é a morosidade, mas esse não é seu único mal. A lentidão das decisões judiciais já é praticamente parte do folclore nacional e reconhecida pelos próprios magistrados. Suas causas também são relativamente bem diagnosticadas, indo da possibilidade de impetrar um número absurdo de recursos em cada julgamento e da possibilidade de apelação a três níveis de instâncias superiores, depois que uma decisão é proferida pelo juiz de primeiro grau, a problemas de gestão administrativa dos tribunais. Várias pesquisas mostram que o Judiciário brasileiro é lento não apenas em termos absolutos, mas também quando comparado a países de nível semelhante de renda. A grande maioria das empresas brasileiras – de fato, 91% delas – considera o Judiciário ruim ou muito ruim com relação à sua agilidade (PINHEIRO;GIAMBIAGI, 2006, p. 213).

Os demais itens estão associados ao aspecto social, como os princípios de moralidade e civismo que caracterizam um país e sua divisão social em classes que refletem o nível de desenvolvimento, porém afetando o modelo regulatório de forma menos direta que a estrutura de poder. Por último temos a qualificação administrativa e a forma como se apresenta a burocracia institucional, sinalizando o modo como são tratadas as questões que dependem de decisões ou autorização de entidades públicas. O Quadro 2 apresenta um resumo das principais características da estrutura institucional brasileira no contexto presente:

Quadro 2

Características principais da estrutura institucional do Brasil:

Instituição	Características
Executivo e Legislativo	Separação dos poderes com estrutura fragmentada. Multipartidarismo fragiliza a ação legislativa à pressões externas. Interesses políticos/partidários predominam em relação ao interesse econômico e social.
Judiciário	Fraco e politicamente manipulável. A morosidade das decisões judiciais e o elevado número de instâncias para recursos comprometem a segurança jurídica e o respeito ao direito de propriedade.
Normas Sociais	<i>Rent seeking</i> e baixo respeito a ardem constitucional.
Capacidade Administrativa	Burocracia ineficiente, politicamente manipulável e corrupta. Qualificação profissional relativamente baixa.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para Levy e Spiller (1999, p. 465), se o conjunto de incentivos regulatórios resulta no aumento do bem-estar social, é esperado que eles também promovam o aumento do investimento privado, a alocação eficiente dos custos (ou a redução dos preços) e o desenvolvimento tecnológico, resultando no aumento da qualidade dos serviços e da satisfação da sociedade. Mas, por outro lado, os incentivos regulatórios não podem ser implementados na ausência dessa estrutura institucional, ou seja, a estrutura institucional é o veículo pelo qual se dá a organização de um país e, por consequência, é a plataforma para o desenvolvimento de um modelo regulatório. Assim sendo, compreender o contexto da estrutura institucional é um importante ponto de atenção a ser considerado quando um país decide lançar-se em uma reforma regulatória, pois ela é um fator determinante nos resultados que serão obtidos, tanto para o sucesso quanto para o fracasso da reforma.

4.1.2 Eficiência Regulatória

As mudanças pelas quais vem passando o setor elétrico em todo o mundo trazem consigo um conjunto de transformações que visam aumentar a eficiência econômica e setorial, com base na regulação econômica por incentivos como forma de estimular o comportamento competitivo dos agentes do mercado regulado, especialmente na transmissão e distribuição de energia elétrica.

Essas alterações diferem em ritmo e intensidade de acordo com a realidade de cada país, em especial quanto às características institucionais e o contexto político e social. Para Pires (1999, p. 55), mesmo com realidades distintas entre as muitas experiências internacionais conhecidas, é possível identificar alguns estilos de políticas mais comuns: (i) a ênfase na redução do custo de produção por meio da introdução da competição, (ii) o papel decisivo da regulação econômica por incentivos para estimular o funcionamento competitivo do setor regulado, (iii) a definição de tarifas e regras de acesso às redes de distribuição e transmissão em bases não discriminatórias, (iv) a regulação tarifária pelo regime de *price cap* dos segmentos caracterizados por monopólios naturais, permitindo que os consumidores se apropriem de parte dos ganhos advindos das reformas, e (v) a constituição das agências reguladoras independentes que promovem a regulamentação do conjunto de políticas definidas para o setor.

Essa nova forma de organização setorial está sustentada na existência de um conjunto de leis e normas que definem a orientação das políticas a serem implementadas, bem como no estabelecimento e criação dos instrumentos institucionais, especialmente a figura das agências independentes. São as agências que regulamentam, fiscalizam e mediam o funcionamento do setor, garantindo o cumprimento das políticas e diretrizes setoriais estabelecidas na lei.

A estrutura regulatória de um país é normalmente formada por um conjunto de leis e normas que desenham a forma como determinado setor irá funcionar. A primeira etapa é a criação das leis que definem de forma geral em que contexto legal será organizada a atividade setorial, especificando questões sobre propriedade, liberdade de exploração, papel do Estado e importância social. Na sequência temos as regulamentações específicas que tratam detalhadamente cada um dos temas e aspectos do funcionamento setorial, garantindo que a diretriz especificada na lei seja cumprida, que os serviços sejam prestados

na quantidade e qualidade esperados e que o equilíbrio econômico-financeiro das empresas seja alcançado⁴.

Em muitos casos a eficiência institucional já começa a ser conquistada (ou não) nas casas legislativas⁵ onde são definidas e aprovadas as leis que orientam as políticas e diretrizes do setor no contexto nacional. Desse ponto inicial até o final da cadeia regulatória, a regulamentação específica de todas as atividades do setor regulado passa por diversos níveis de hierarquia e de influência de poder, nos quais a eficiência institucional pode ser comprometida em parte ou no todo pela ação irresponsável de pessoas ou de instituições, na defesa do interesse de grupos e agentes específicos do mercado, resultando no prejuízo social e econômico do processo de reforma regulatória planejado.

Nesse sentido é importante que tenhamos a vontade política comprometida com o desenvolvimento sustentável do setor elétrico, garantindo um conjunto de leis e normas adequadas e suficientes para a atração do capital privado e voltada para a modicidade tarifária. Pela própria natureza, essa é uma relação difícil e conflitante, mas a análise empírica de diversas experiências internacionais (MEGGINSON, 2005, p. 102-202) nos mostram que existem alternativas suficientemente adequadas que garantem esse equilíbrio. Da mesma forma que a vontade política é relevante na definição de um conjunto de leis e normas adequadas, é, também, necessário que tenhamos dentro administração pública direta⁶, responsável pela regulamentação, fiscalização e mediação setorial, o comprometimento com a eficiência econômica do setor no momento em que são tomadas as decisões que definirão o seu desenho e funcionamento, evitando com isso que a burocracia institucional se torne um entrave ao desenvolvimento setorial proposto nas políticas e diretrizes, definidas no âmbito legislativo. A consequência desse desvio são sinais econômicos equivocados que acabam por comprometer o desempenho das empresas concessionárias e o fluxo de investimentos necessários para o atendimento do crescimento da demanda.

⁴ O equilíbrio econômico-financeiro pode ser garantido dentro da própria atividade comercial da empresa ou através de subsídios e subvenções de outras atividades ou fundos do governo.

⁵ Esse é o caso do Brasil, em que as políticas e diretrizes de funcionamento do setor elétrico são definidas pelo Congresso Nacional. Existe um conjunto de leis específicas promulgadas para regulamentar o funcionamento do setor elétrico brasileiro. É esse arcabouço jurídico que permitiu a reforma e a privatização das empresas estatais, a criação da agência reguladora e a definição do papel do Ministério de Minas e Energia, por exemplo.

⁶ A administração pública nesse contexto se refere aos órgãos técnicos do Poder Executivo como, por exemplo, os departamentos do Ministério de Minas e Energia, que têm papel fundamental na definição do desenho institucional a ser desenvolvido para refletir as diretrizes das leis e normas aprovadas no Congresso Nacional.

A eficiência dos modelos de regulação está sustentada em três mecanismos básicos, segundo Levi e Spiller (1999, p. 461-462):

- A estrutura regulatória tendo efetivos controles sobre a ação do regulador;
- Rigidez e rigor quanto às propostas de modificações do sistema regulatório;
- Existência de instituições autônomas e independentes que façam a fiscalização das ações do regulador e das modificações no marco legal do sistema.

A análise empírica de experiências internacionais de regulação do setor de telefonia⁷ mostrou que, mesmo em diferentes períodos e em diferentes condições econômicas e sociais, o sistema regulatório somente foi eficiente na atração ao capital privado quando estavam presentes simultaneamente todos os três mecanismos acima. Para o caso brasileiro ainda não é possível uma análise completa dessa forma, devido a juventude da nossa história regulatória, contudo é possível identificar que os movimentos dos agentes privados reagem de forma muito próxima ao apontado no estudo dos autores para outros países.

Na Inglaterra, por exemplo, o regulador tem a liberdade de propor alterações no sistema regulatório do país, desde que as propostas envolvam comprovadamente melhorias e aperfeiçoamentos das normas vigentes não se contrapondo às condições estabelecidas nos contratos, devendo as mesmas ser submetidas à análise das empresas do setor e aprovadas na *Monopolies and Mergers Commission* (MMC) e na *Secretary of Trade and Industry*, ambas autoridades independentes do sistema regulatório britânico. Além disso, os contratos de concessão estabelecidos na Inglaterra entre o regulador e as empresas oferecem elevado nível de segurança jurídica quanto à expectativa de retorno sobre os investimentos realizados, uma vez que esses contratos são de longo prazo e a dificuldade e restrição quanto à mudança oferecem significativa estabilidade ao setor.

Mas, se por um lado a segurança jurídica e a restrição são importantes vetores da estabilidade no desenho regulatório, a capacidade de evoluir e adaptar-se às novas exigências que vão se configurando com o amadurecimento do contexto econômico e social é, por outro lado, característica importante em um sistema que pretende perpetuar-se como atrativo e eficiente. Nesse sentido novamente a Inglaterra é exemplo, pois construiu ao longo da sua história uma forte tradição de avaliação do sistema regulatório através de suas comissões de especialistas independentes, que permitiu uma flexibilidade recorrente que faz

⁷ Levi e Spiller (1999) analisaram os casos das experiências de regulação do setor de telefonia na Argentina, Chile, Filipinas, Inglaterra e Jamaica.

com que o sistema esteja sempre em contínua evolução, mas sem rupturas e descontinuidades que causem insegurança quanto à estabilidade.

Enquanto a Inglaterra e os demais países da Comunidade Européia partiram para um modelo de integração regional, baseada no livre acesso às redes de distribuição e transmissão, na competição na geração e comercialização e na remuneração dos investimentos de rede através do regime *price cap*, os EUA, pioneiros na implementação de políticas regulatórias, optaram por um caminho diferente. Pela diversidade de interesses envolvidos e pela extensão regional o sistema americano foi desenvolvido por meio do compartilhamento da atuação regulatória entre as agências em nível federal (*FERC – Federal Energy Regulatory Commission*), em nível estadual (*PUC's – Public Utilities Commission*) e da ação complementar da instituição antitruste em nível federal (*DOJ - Department of Justice*) e estadual (*AG – Attorney General*)⁸.

O modelo regulatório americano durante mais de 40 anos apresentou como característica marcante a predominância do poder estadual em relação ao papel da instituição federal. A partir de 1970, a fragmentação do modelo regulatório perdeu força, e movimentos de integração vertical e horizontal das empresas resultaram em ganhos de eficiência, fazendo com que a regulação em nível federal surgisse como um complemento necessário à ação regulatória em nível estadual. O modelo americano, assim, se caracterizava pela divisão do poder regulatório, resultado da diversidade de interesses entre regiões. Mas esse conflito trouxe um conjunto de reformas que vieram organizar a atividade setorial e modernizar as relações entre os agentes, criando um conjunto de princípios⁹ que garantiriam o atendimento da demanda por energia elétrica. Porém, há que se destacar que, mesmo com uma importante evolução do sistema regulatório para um regime de mercado, os EUA até hoje praticam o regime tarifário com base no custo do serviço¹⁰.

A análise dessas experiências regulatórias de longo prazo nos mostra que não existe uma forma pré-definida para um modelo regulatório de sucesso, pois Inglaterra e EUA optaram por trajetórias bastante distintas em termos de organização setorial e estrutura de poder. Mas, em comum, ambos os modelos evoluíram no sentido de tornar mais eficiente e produtivo o setor através de uma estrutura institucional robusta, mas comprometida com a

⁸ Uma leitura detalhada dos modelos regulatórios nos EUA e Comunidade Européia pode ser visto em Pires (1999).

⁹ Entre os princípios da reforma norte-americana temos: (i) Operador Independente do Sistema, (ii) Bolsa de Energia, (iii) Tarifação de Acesso ao Sistema de Transmissão, (iv) *Stranded Costs*, e (v) Abertura do Mercado Cativo.

¹⁰ O regime de tarifação pelo custo do serviço resulta em que a receita requerida das concessionárias é obtida pela aplicação da taxa de retorno sobre todos os custos incorridos na prestação do serviço.

qualidade dos serviços prestados, com a rentabilidade das empresas e com a modicidade tarifária, adequada à cultura organizacional de cada país.

Por outro lado, outras experiências regulatórias nos permitem avaliar quanto frágeis essas reformas podem ser, trazendo consigo a perda da qualidade do serviço e o risco da descontinuidade de atendimento no longo prazo. Vimos, acima, que a manutenção da vitalidade de um sistema regulatório é resultado de um conjunto de ações políticas coordenadas no sentido de manter explicitamente a estabilidade e a segurança do sistema para seus agentes. Um dos equívocos mais comuns, vistos em outras experiências internacionais, é o uso político dos instrumentos regulatórios, pois normalmente a utilização política leva a escolhas que preservam interesses de determinados grupos ou minorias, não mais garantindo o equilíbrio econômico-financeiro estabelecido originalmente nos contratos. A reestruturação do setor elétrico em El Salvador ilustra o risco e as conseqüências de uma estrutura regulatória frágil e politicamente manipulada, em que o governo manipulou *ex post* os mecanismos de repasse dos custos para as tarifas das companhias de distribuição, apropriou-se de parte do retorno esperados dos agentes privados, e transferiu para as tarifas dos consumidores finais todo o efeito de uma nova política de subsídios para as empresas estatais de geração, apropriando-se, também, desse lucro extraordinário (HOLBURN; SPILLER, 2002, p. 493).

4.2 A Formação da Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

Nessa seção vamos discutir o contexto institucional do Brasil, desde a época em que o país lançou-se na experiência da reforma do setor elétrico, sua evolução até o momento atual e o modo como afetou o desenho regulatório do país. Essa é a base sobre a qual vamos tentar identificar os riscos e as incertezas inerentes à escolha de um modelo regulatório, que está sujeito às interferências do meio institucional do país, da ordem política, social e judicial que moldaram uma estrutura organizacional com características distintas daquelas que foram definidas no desenho inicial proposto pela consultoria internacional, para o modelo regulatório implantado no país a partir de 1995.

O setor elétrico brasileiro tem em sua história períodos distintos de desenvolvimento bem caracterizados, como apresentado no Capítulo 3. No começo tínhamos uma organização

setorial fragmentada e sem planejamento ou coordenação, as empresas eram em sua maioria privadas e de abrangência municipal. Na metade do século passado a necessidade de expansão da oferta e da infra-estrutura para atender ao crescimento da economia resultou na estatização da maioria das empresas e na estruturação de um conjunto de instituições ligadas ao governo para coordenar e planejar de forma centralizada o crescimento e a expansão do setor. Por fim, em 1995 tem início a reforma regulatória do setor, com a intenção de introduzir a competição e trazer o aumento da eficiência e da qualidade dos serviços, sendo as grandes empresas estatais transferidas para a iniciativa privada através de um amplo programa de privatizações que se estendeu até o final dos anos 1990. O Quadro 3 apresenta um sumário da cronologia desta história regulatória e dos mecanismos de controle que foram sendo desenvolvido com a evolução do setor durante o período.

Na primeira etapa do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro não se verificava a presença de nenhum órgão ou departamento de Estado voltado para organização setorial¹¹. Essa situação levou a um crescimento desordenado e insuficiente frente à demanda, principalmente pelo não investimento na geração e pela infra-estrutura de rede limitada apenas às áreas mais próximas aos centros urbanos. Fica claro que os empresários da época não vislumbraram o potencial que o setor elétrico representava para o país nas décadas que se seguiriam, comprometendo, assim, o desenvolvimento do setor naquele momento. Era necessário investir em aproveitamentos hidrelétricos mais distantes dos centros urbanos e em infra-estrutura de rede capaz de transportar a energia por distâncias mais longas, atendendo o crescimento da demanda dos centros urbanos e levando energia às áreas rurais.

¹¹ O primeiro instrumento jurídico que tratou das questões específicas do setor no país foi o Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, que ficou conhecido como "Código das Águas", que tratava do aproveitamento hidrelétrico dos rios brasileiros.

Quadro 3

História regulatória e mecanismos de controle do setor elétrico brasileiro:

PERÍODO	até 1960 Formação do Setor Elétrico Brasileiro	de 1960 a 1980 Desenvolvimento Integrado	de 1980 a 1995 Crise das Estatais	a partir de 1995 A Reforma Setorial
CONTROLE DAS EMPRESAS	Empresas privadas com abrangência municipal.	Empresas estatais, tendo a Eletrobrás como consolidadora do setor.	A Eletrobrás era o principal agente de coordenação e planejamento setorial.	Empresas públicas e privadas.
ESTRUTURA REGULATÓRIA	Inexistência de marco regulatório e falta de organização setorial - planejamento isolado.	O DNAEE era o órgão regulador, mas Eletrobrás é o principal agente de coordenação e planejamento setorial.	Eletrobrás mantém seu papel de coordenação e planejamento, mas agora com forte influência do Ministério da Fazenda.	Agência reguladora - ANEEL - e Ministério de Minas e Energia - poder concedente.
DESEMPENHO	Insatisfação social - tarifas elevadas e atendimento precário, devido ao crescimento da demanda frente a oferta.	Período das grandes obras estruturantes do setor, ajustando a oferta de energia ao crescimento econômico do país.	Significativa redução na capacidade de investimento e interferência política na gestão das empresas estatais.	Retomada dos investimentos, mas com significativo aumento das tarifas.
RESTRIÇÕES	Falta de organização setorial, com empresas de abrangência municipal operando de forma independente.	A gestão pouco profissional nas empresas estatais e na Eletrobrás, conseqüência da centralização de diferentes funções estratégicas, financeiras e operacionais do setor em uma mesma instituição.	A ineficiência administrativa (burocracia estatal), conseqüência da regulamentação setorial insuficiente e do aparelhamento do quadro das empresas.	Marco regulatório incompleto, instabilidade jurídica, subsídios intratarifários sem justificativa técnica ou econômica.
MUDANÇAS NO SISTEMA	- x -	O setor elétrico é regulamentado por um conjunto de leis específicas que disciplinam a conduta e o desempenho das empresas.	As tarifas passam a ser utilizadas como instrumentos de controle inflacionário, não mais refletindo o custo do serviço prestado pelas empresas.	Uma grande reforma em 2004 - Lei 10.848.
ESTRUTURA INSTITUCIONAL	- x -	A Eletrobrás apresenta-se como figura central do setor, assumindo, informalmente, funções de poder regulador e mediadas de conflitos comerciais (típicos do judiciário).	A perda de força da Eletrobrás deixa um vazio na organização e planejamento do setor, ocupado em parte pelo governo, que passa a usar as empresas estatais como instrumentos de política econômica.	A política energética e tarifária é responsabilidade do MME e a regulamentação e fiscalização setorial da ANEEL. A agência sofre forte influência de grupos de interesse que tem acesso ao MME. O poder judiciário é, também, fonte de insegurança, pois muitos conflitos acabam nos tribunais e as decisões são contraditórias e/ou conflitantes com as regras do setor.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Mas, de fato, o que se viu naquela época foi a deterioração continuada dos serviços e o aumento das tarifas, gerando grande descontentamento junto à sociedade e, por conseqüência, a percepção dos governantes de que algo precisava ser feito para prover a infra-estrutura necessária ao desenvolvimento econômico e social do país (PONTES, 1999, p. 44). Na época o nacionalismo ganhava força entre os países da América Latina e em nome da segurança e soberania nacional o Estado deveria ser o provedor de uma série de serviços (a chamada indústria de base). A soma desses fatores internos e externos foi determinante na decisão do governo brasileiro de mudar completamente a organização do setor elétrico no país. Esse cenário resultou em uma nova orientação política para a organização setorial no Brasil, em que o Estado passa a ser o protagonista do desenvolvimento da infra-estrutura necessária para o crescimento da economia.

Como protagonista e propulsor do desenvolvimento econômico o governo estatiza as principais empresas elétricas do país e cria uma sólida estrutura institucional para comandar, planejar, financiar e coordenar a expansão do setor elétrico brasileiro. Essa estrutura tinha a Eletrobrás como figura central de planejamento e coordenação e as empresas regionais e estaduais¹² como consolidadoras dessa visão estratégica para o desenvolvimento do setor.

A conjuntura política dessa época era muito peculiar, o comando dos militares e a redução drástica dos direitos civis e políticos formavam um quadro em que o poder e as decisões estavam fortemente centralizados na esfera federal. E com o setor elétrico não foi diferente, a organização foi montada tendo como base a figura da Eletrobrás e suas subsidiárias regionais, centralizando as decisões em todas as instâncias¹³ e gerenciando os recursos disponíveis para os investimentos. Foi nesse contexto de concentração de poder que o setor elétrico se desenvolveu e cresceu no Brasil.

Mas, se por um lado essa estrutura institucional estava bem qualificada para o desafio técnico de planejar e construir a expansão da infra-estrutura, quando o país começou a ter restrições financeiras, pela retração da disponibilidade de créditos internacionais e o conseqüente encarecimento dos juros, essa estrutura mostrou uma importante resistência a adaptar-se à nova realidade do mercado, onde as obras precisavam ser priorizadas e outras abandonadas ainda no projeto, pela indisponibilidade de recursos.

¹² Furnas, CHESF, Eletrosul, Eletronorte, CEEE, COPEL, CEMIG e CESP.

¹³ Nessa época, por exemplo, até mesmo programas de eletrificação rural no interior do Rio Grande do Sul eram submetidos à aprovação dos técnicos da Eletrobrás.

Com a diminuição do ritmo das obras e com uma estrutura institucional pesada e complexa, a articulação política passou a ganhar força dentro das empresas. Os servidores organizaram-se fortalecendo os sindicatos de classe, enquanto o governo, por sua vez, passou a utilizar as empresas, devido ao tamanho do negócio e a capacidade de alavancagem, como meios para atenuar a crise financeira a partir do começo da década de 1980.

Essa situação levou a um processo de gradativa desintegração da organização institucional do setor, pois a estrutura existente tornou-se cada vez mais inadequada para as necessidades que se colocavam, levando à ineficiência e ao desperdício de recursos públicos. O fortalecimento da organização política dos servidores em sindicatos, a fragilidade financeira e o uso político levou a inflexibilidade da estrutura das empresas, desconectando-as por completo do volume das demandas existentes para a expansão da infra-estrutura. Esse círculo vicioso agravou continuamente a situação fiscal das empresas e a qualidade dos serviços prestados, uma vez que os recursos eram absorvidos pela despesa com a estrutura, e pouco restava para o atendimento e melhoria do serviço.

O melhor exemplo da degradação dos serviços públicos no Brasil foi visto no setor de telefonia, quando a população era obrigada a esperar, às vezes, alguns anos por uma linha telefônica, devido à incapacidade de expansão do sistema para o atendimento de um número maior de usuários. No setor elétrico essa deterioração foi percebida de forma mais branda pela população, pois os serviços de eletricidade continuaram sendo prestados de forma razoável, especialmente nas grandes cidades. Mas o estrangulamento financeiro e a deterioração organizacional comprometiam sobremaneira a possibilidade de crescimento econômico do país devido à falta de investimentos na expansão da infra-estrutura.

O contínuo agravamento da situação financeira das empresas e do Estado brasileiro levou o setor elétrico praticamente à insolvência generalizada. As relações comerciais e financeiras entre os diversos agentes dos segmentos que compõem a cadeia produtiva caracterizavam-se pela inadimplência quanto às obrigações intra-setoriais.

Diante desse quadro o governo decidiu, no começo dos anos 1990, levar à frente um estudo para a montagem de uma proposta alternativa para a organização do setor elétrico brasileiro. Esse projeto foi realizado no âmbito do Ministério de Minas e Energia e recebeu o nome de Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RE-SEB.

Essa proposta alternativa para o funcionamento e a organização do setor elétrico brasileiro deveria contemplar algumas condições pré-estabelecidas: (i) garantir a retomada

dos investimentos necessários à infra-estrutura do setor (geração, transmissão e distribuição), permitindo o crescimento econômico do país; (ii) criar as condições para a atração do capital privado; (iii) introduzir a competição e a busca pela eficiência operacional e administrativa nas empresas; e (iv) criar a estrutura institucional que seria a responsável pelo controle operacional do sistema e da gestão das empresas concessionárias (agência reguladora).

Esse movimento, porém, só foi possível porque a nova Constituição Federal do país, promulgada em outubro/1988, estabelece no artigo 175 a responsabilidade do Poder Público na prestação dos serviços públicos, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão. Esse foi o marco que permitiu a mobilização no sentido de trazer para o país uma nova forma de organização setorial dos serviços de infra-estrutura, dando início aos movimentos que resultaram nas reformas levadas a cabo durante a década de 1990.

No caso específico do setor elétrico brasileiro, entre 1993 e 1995 três importantes Leis¹⁴ foram promulgadas modificando o seu regime de funcionamento. Essas Leis extinguiram o monopólio estatal na exploração dos serviços de eletricidade e regulamentaram a concessão desses serviços, criando o ambiente jurídico necessário para a reforma setorial que começava a ser concebida.

Em 1996 foi promulgada a Lei nº 9.427 que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A agência reguladora surgiu com a finalidade de garantir o equilíbrio nas relações entre os consumidores, agentes regulados e governo, preservando, acima de tudo, o interesse público na prestação dos serviços de eletricidade. Contudo, a agência somente foi implantada de fato em 1997.

Nos anos seguintes foram promulgadas as Leis e implantados os demais órgãos necessário para o funcionamento do setor elétrico brasileiro em um contexto de mercado competitivo de energia elétrica, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS – e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE.

Dessa forma, a nova estrutura institucional de controle e coordenação do setor elétrico brasileiro era composta pelos seguintes órgãos:

¹⁴ Leis: nº 8.631/93: fixa os níveis das tarifas de energia elétrica e extingue o regime de remuneração garantida das empresas; nº 8.987/95: regulamenta a concessão dos serviços públicos; nº 9.074/95: regulamenta a concessão dos serviços de energia elétrica.

Quadro 4

Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro até 2004:

Sigla	Nome	Função
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética	Define as políticas e diretrizes energéticas.
MME	Ministério de Minas e Energia	Poder concedente, planejamento, estudos e garantia do equilíbrio entre oferta e demanda.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	Órgão regulador delegado do poder concedente.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico	Supervisão, controle e operação dos sistemas de transmissão e despacho das usinas geradoras.
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica	Contabilização e liquidação das transações comerciais de energia elétrica. Extinto em 2004.
	Concessionárias	Empresas públicas ou privadas responsáveis pela execução e prestação dos serviços de geração, transmissão e distribuição.

Fonte: Brasil, Ministério de Minas e Energia; Brasil, Agência Nacional de Energia Elétrica.

Contudo, em 2004, com a reestruturação do novo modelo do setor elétrico brasileiro, essa estrutura foi modificada com a entrada de três novos órgãos de apoio e a extinção do MAE, como segue:

Quadro 5

Novos órgãos da estrutura institucional do setor elétrico brasileiro a partir de 2004:

Sigla	Nome	Função
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico	Monitoramento das condições de atendimento e recomendação de ações preventivas para garantir a segurança do suprimento.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética	Execução de estudos para a definição da matriz energética e planejamento da expansão do setor elétrico (geração e transmissão).
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	Administração de contratos, liquidação do mercado de curto prazo e leilões de energia. Sucedeu o MAE.

Fonte: Brasil, Ministério de Minas e Energia; Brasil, Agência Nacional de Energia Elétrica.

A Figura 2 apresenta o organograma hierárquico atual do setor elétrico brasileiro, considerando as alterações que foram introduzidas com a reestruturação promovida pela Lei 10.848/04, que criou a CMSE, EPE e a CCEE, extinguiu o MAE e redefiniu o papel do MME, ANEEL e ONS.

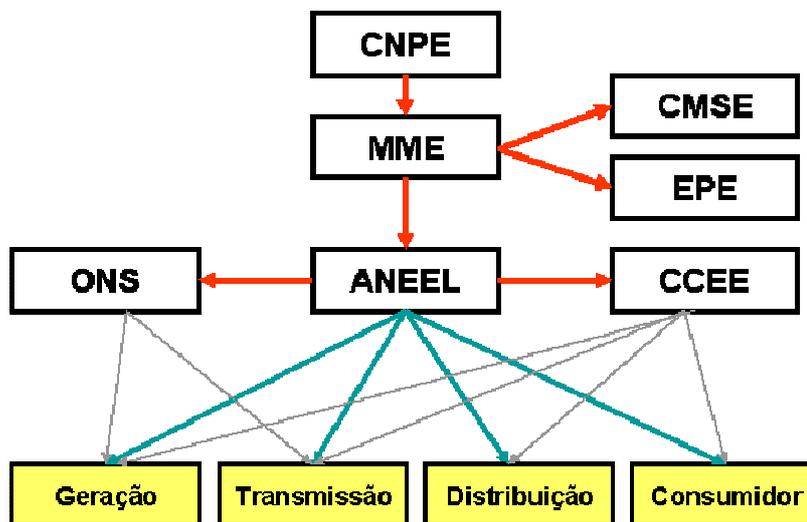


Figura 2: Organograma Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: Brasil, Agência Nacional de Energia Elétrica .

Assim, finalmente em 1998, após uma década se considerarmos a promulgação da Constituição em 1988, estava pronta a nova estrutura institucional para o funcionamento do setor elétrico brasileiro em um novo ambiente jurídico, quando o país passa a contar com um novo marco regulatório. Essa nova estrutura institucional deveria possibilitar que o setor elétrico brasileiro funcionasse segundo as condições pré-estabelecidas no Projeto RE-SEB.

4.2.1 O Desajuste entre as Privatizações e a Implantação da Nova Estrutura Institucional

Como vimos acima, a nova configuração institucional levou quase 10 anos para ser efetivada, contudo o processo de transferência das empresas concessionárias para a iniciativa privada já havia começado no transcorrer desse mesmo período. Em uma condição dessas tínhamos uma situação potencialmente grave, pois os novos agentes, para os quais essa estrutura institucional havia sido desenhada, já estavam ocupando suas posições no mercado, mas os agentes regulamentadores e fiscalizadores ainda não estavam escalados. De fato, essa situação era ainda mais grave, porque o processo de constituição da nova estrutura institucional somente estaria completo alguns anos depois. A própria agência reguladora, responsável pela regulamentação específica para o funcionamento do setor, somente foi implantada em 1997.

Em contrapartida o programa de reestruturação do Estado brasileiro era coordenado pelo Conselho Nacional de Desestatização – CND, ligado diretamente ao Presidente da República, que trabalhava com uma agenda própria e desconectada dos trabalhos de reestruturação setorial conduzidos no âmbito do Ministério de Minas e Energia.

Pela ótica fiscal o país precisava aproveitar o momento interno favorável, com a estabilização da economia e o controle da inflação conseguido após a implantação com sucesso do Plano Real em 1994. No contexto externo o momento também era favorável, devido aos bem sucedidos programas de privatização do México e do Chile. Era importante, então, aproveitar a oportunidade para colocar em marcha o Programa Nacional de

Desestatização – PND, que vinha acumulando sucessivos atrasos desde a sua criação em 1990¹⁵.

A Figura 3 mostra a cronologia do ritmo em que foi sendo estabelecido o ambiente legal para o surgimento das instituições necessárias ao funcionamento do setor e o desenrolar das privatizações no país, que introduzia os novos agentes para os quais o novo modelo estava sendo implantado. Portanto, é notório que a mudança no ambiente legal não acompanhou o ritmo das privatizações e, portanto, que o modelo do setor elétrico brasileiro ainda estava em construção quando começou a operar sob as novas condições de mercado. A própria agência reguladora, peça fundamental na nova organização setorial, somente foi implantada em 1997, quando parte significativa das empresas de distribuição e algumas das maiores geradoras do país já estavam privatizadas.

O novo modelo do setor elétrico brasileiro estava sustentado fortemente na participação da iniciativa privada como agente econômico e no papel do Estado como regulador, através da agência reguladora, ou seja, uma condição completamente diferente do modelo anterior centrado na participação do Estado como protagonista em todas as esferas.

No modelo anterior, fiscalização e controle dos serviços de eletricidade estavam sob a responsabilidade do DNAEE, que seguiu exercendo esse papel até sua extinção com a criação da ANEEL. O fato importante nesse episódio é que tínhamos uma nova composição do controle das empresas que formavam o setor, agora com a presença de investidores privados, mas sob um regime jurídico e uma estrutura institucional defasada e incompatível com a nova realidade. Esse desajuste entre a formação do ambiente legal e o ritmo das privatizações foi o primeiro grande equívoco no processo de reforma e reorganização do setor elétrico brasileiro, que traria importantes conseqüências nos próximos anos.

¹⁵ Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990, cria o Programa Nacional de Desestatização.

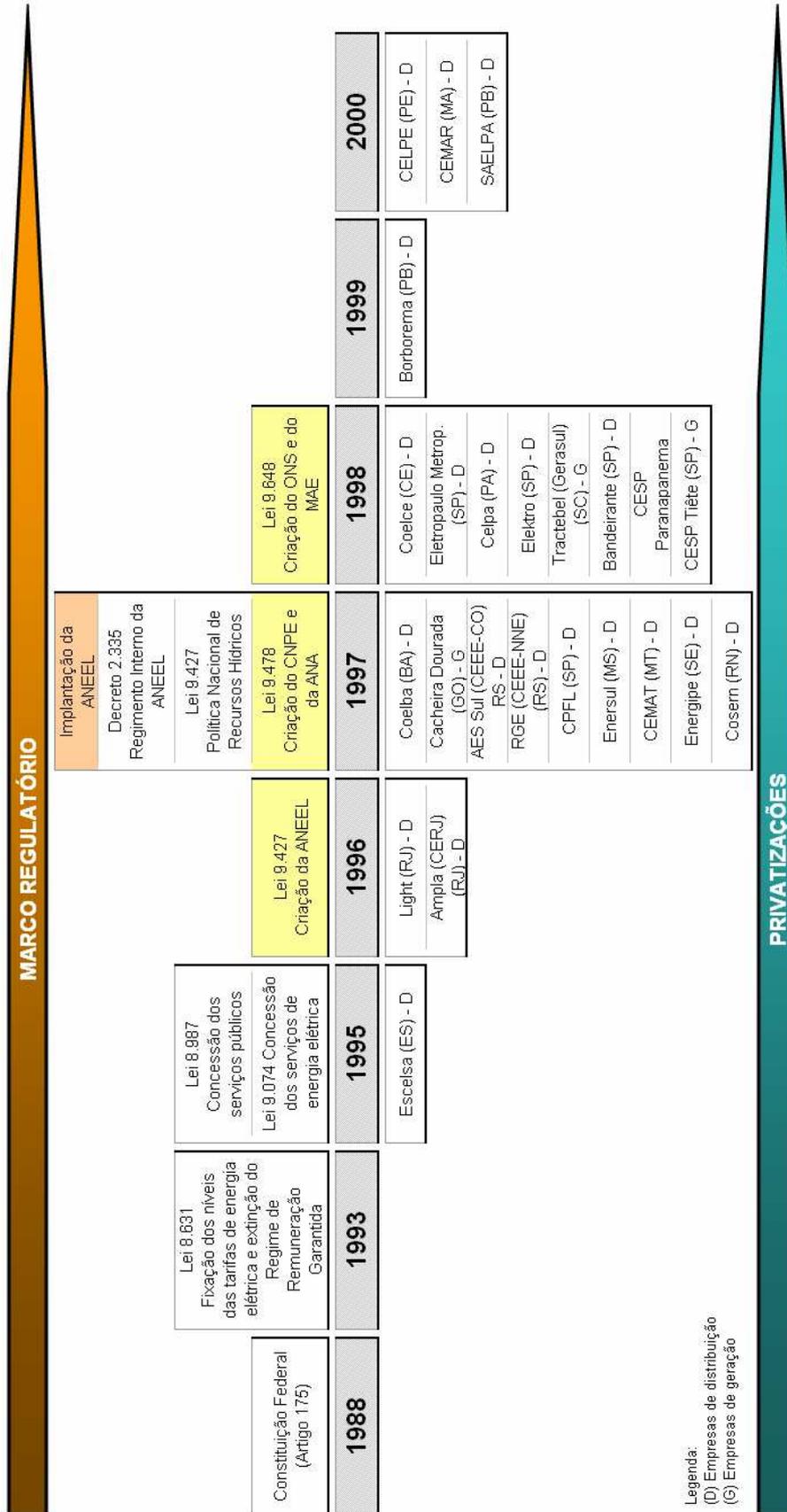


Figura 3: Cronologia da evolução do marco regulatório e das privatizações

Fonte: Brasil, Agência Nacional de Energia Elétrica.

A mudança em curso no setor elétrico tratava de uma ruptura completa com o modelo que estava estabelecido há mais de 30 anos no país, exigindo um rigor na elaboração dos instrumentos de controle e fiscalização dos serviços e introduzindo um novo agente nesse mercado, com interesses e estratégias distintas das empresas públicas. Esse conjunto de características já é suficiente para que percebamos o quanto era importante ter preparado previamente o ambiente legal e a estrutura institucional necessários ao processo de privatização das empresas, pois algumas condições mínimas e necessárias à continuidade da prestação do serviço teriam sido tratadas de forma mais adequada, possibilitando que a estrutura institucional fosse capaz de criar as soluções necessárias para o planejamento e a coordenação setorial sob uma nova perspectiva.

4.2.2 O Ambiente Regulatório Pós-Privatização

Com já vimos, no modelo anterior o planejamento e a coordenação do sistema elétrico nacional eram centralizados em órgãos ligados ao Ministério de Minas e Energia através da Eletrobrás, mais especificamente, o GCOI – Grupo Coordenador da Operação Interligada, responsável pela operação do sistema, e o GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos, responsável pelo planejamento integrado, que tinha forte ascendência sobre as decisões tomadas pelas empresas concessionárias de distribuição, transmissão e geração. Essa forma de organização foi suficiente e adequada para o contexto predominantemente controlado pelo Estado, em que mesmo existindo uma quantidade expressiva de empresas, o compartilhamento de informações e decisões era natural e benéfico ao sistema.

No novo modelo proposto para o setor elétrico brasileiro o Estado transferiu para a iniciativa privada a responsabilidade pelos investimentos na expansão do sistema, passando o planejamento setorial a ser apenas indicativo. No planejamento indicativo são sinalizados pelos órgãos centrais os pontos de possível estrangulamento da oferta e o conjunto de obras para resolvê-los, cabendo às empresas ou a grupos de investidores a decisão de executá-las e quando houver interesse. Ocorre que muitas empresas (as antigas estatais) não tinham em seu quadro funcional técnicos qualificados tecnicamente para definir o planejamento de longo prazo do sistema elétrico de toda uma região ou estado, como era o caso de algumas

concessionárias, pois, afinal de contas, isso sempre havia sido feito e definido de forma centralizada no âmbito da Eletrobrás. Além disso, o novo ambiente empresarial não via com naturalidade a influência exercida pelos técnicos de órgãos centrais do governo em áreas que envolviam decisões estratégicas das empresas, bem como o compartilhamento de informações entre grupos econômicos distintos.

A consequência dessa nova realidade para o setor foi a rápida desmobilização dos grupos de planejamento, devido à mudança para uma condição de planejamento indicativo e o esvaziamento provocado pela empresas privadas. A organização e a preocupação com a projeção do crescimento da demanda e a antecipação dos gargalos estruturais do sistema elétrico brasileiro acabaram perdendo força.

O resultado foi a frustração, em parte, da expectativa de que o novo modelo resolveria os problemas provocados pela falta de capacidade do Estado em investir na expansão, substituindo-o pelos investimentos privados. No segmento de distribuição, verificou-se uma rápida retomada dos investimentos das concessionárias, mas no segmento de geração, onde estava o principal gargalo estrutural, os investimentos tardaram a ser retomados, e o país acabou vivendo um racionamento alguns anos à frente.

Situação semelhante à do planejamento elétrico também se verificou no controle e fiscalização das concessionárias. A reforma do setor já estava em curso, as empresas concessionárias já operavam sob controle dos novos acionistas, mas as regras e instituições necessárias para o seu funcionamento seguiam em discussão na esfera política. O novo modelo exigia um robusto marco regulatório, capaz de garantir a continuidade e o funcionamento em um ambiente muito mais complexo, tendo instrumentos adequados para resolver os conflitos de interesse inerentes a esse novo formato de organização. Consequência disso, o novo modelo de organização e os novos agentes (capital privado) do setor elétrico foram introduzidos em um ambiente regulamentado pelas regras vigentes e válidas para a realidade do modelo anterior, o órgão regulador e fiscalizador nesse período era ainda o DNAEE, a mesma estrutura institucional do regime que se pretendia acabar.

Em resumo, o país partiu para a privatização das empresas de energia elétrica, pois a lei assim permitia e a conjuntura econômica era favorável, na medida em que o momento propiciava um ambiente de valorização dos ativos estatais aos olhos dos investidores privados, com a estabilização da economia e controle da inflação. Mas, por outro lado, não preparou o ambiente regulatório e institucional necessário para o funcionamento do setor sob as novas condições de organização e controle. Ou seja, a prioridade do governo na época foi aproveitar o momento favorável e vender as empresas; a burocracia institucional,

o arcabouço jurídico e os órgãos de controle setorial seriam resolvidos na seqüência do processo de reorganização do setor elétrico.

Pelo lado dos investidores, é importante destacar que foram, até certo ponto, ousados ou não perceberam com a clareza necessária que o ambiente legal do país era marcado pela incerteza regulatória e fragilidade institucional, pois os contratos de concessão traziam em seu conteúdo apenas as diretrizes gerais dos direitos e obrigações dos novos concessionários, estando sujeitos às normas e regulamentos vigentes e futuros a serem homologados por uma agência reguladora que ainda era um projeto de lei no Congresso Nacional. Um bom exemplo dessa incerteza é a cláusula contratual que trata da Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de distribuição de energia, onde está apenas expresso que a concessionária deverá ser submetida, em um intervalo de anos pré-estabelecido, a uma Revisão Tarifária. A forma como será aplicada e seus conceitos de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro não foram explicitados no contrato. Quando chegamos ao primeiro ciclo de revisões tarifárias, a ANEEL definiu arbitrariamente¹⁶, porque a Lei assim permitia, um conjunto de metodologias para a determinação dos novos níveis tarifários, com base em parâmetros regulatórios para definição dos patamares eficientes de custos a serem cobertos pelas tarifas, definindo um novo patamar para o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias. Essa condição não encontrou nos agentes privados boa receptividade e concordância¹⁷, resultando em um conjunto de ações judiciais contra a agência até hoje não resolvidas integralmente.

Finalmente, os fatos mostram que a reforma do setor elétrico brasileiro teve em seu momento inicial um importante equívoco estratégico, quando colocou a transferência do controle das empresas como prioridade sobre a estruturação e definição do ambiente legal, trazendo conseqüências significativas para todo o processo de consolidação das reformas, que tinham por objetivo a construção de um novo modelo de organização e controle setorial. A fragilidade da estrutura institucional foi decisiva em muitos dos principais acontecimentos que se seguiram aos primeiros anos do novo modelo do setor elétrico brasileiro.

¹⁶ Diz-se que a ANEEL foi arbitrária na definição das regras para o primeiro ciclo de revisões tarifárias porque os procedimentos utilizados não foram submetidos à discussão pública, não permitindo a manifestação dos agentes e da sociedade.

¹⁷ A divergência entre agência reguladora e concessionárias se concentrou, principalmente, no conceito utilizado pelo regulador para definir o capital remunerável da concessionária. A agência optou pela verificação dos valores de mercado dos ativos operacionais (linhas e redes) das concessionárias, enquanto as empresas entendiam que o capital remunerável era o valor pago no momento leilão de compra. Algumas empresas defendiam que o ágio pago na compra também deveria ser remunerado.

4.3 O Impacto das Restrições Institucionais no Desempenho Setorial

O resultado do desajuste e falta de sinergia entre a reforma empresarial do setor elétrico e a consolidação de uma nova estrutura institucional, formatada para esse novo modelo, foi a crise energética vivida pelo país entre os anos 2001 e 2002, que afetou sobremaneira as regiões Sudeste e Nordeste do país, colocando em dúvida toda a mudança estrutural de funcionamento do setor e sua sustentabilidade no futuro. O racionamento de energia, o mal necessário para evitar um colapso total do sistema elétrico do país, foi, de fato, o mais notório dos problemas decorrentes das limitações e desvios ocorridos nesse período, como consequência material da incompatibilidade entre o marco regulatório e a nova realidade de mercado estabelecida com a entrada de novos agentes.

A crise provocada pelo racionamento em 2001 e 2002 levou a outra importante ruptura da estrutura regulatória do país, a reestruturação do modelo regulatório levado a cabo pelo Governo Lula em 2004¹⁸, que modificou completamente a forma de comercialização da energia elétrica entre os agentes do setor e reduziu drasticamente a liberdade comercial das empresas concessionárias.

Por mais importantes que tenham sido a criação da ANEEL, o relatório da Coopers & Lybrand e a legislação promulgada para sua implantação, o fato inequívoco é que as empresas já eram controladas pelos novos agentes antes da ocorrência desses eventos. Nesse contexto de vácuo regulatório as privatizações somente puderam acontecer porque os contratos de concessão incluíam cláusulas com dispositivos específicos para reajuste das tarifas, eliminando, naquele momento, maiores incertezas para os investidores.

Mas, como vimos, essa condição regulatória não se confirmou nos anos que se seguiram ao início do novo modelo do setor elétrico brasileiro, tendo se caracterizado uma condição de fragilidade e limitação institucional que se espalhou por todos os segmentos da cadeia produtiva.

¹⁸ Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e autorizações de geração de energia elétrica, além de outras providências.

No segmento de geração a fragilidade e a incerteza no ambiente regulatório tiveram como consequência o atraso de muitas obras licitadas e a falta de interesses por obras em licitação, acarretando na insuficiência de oferta quando houve a redução da disponibilidade de água nos reservatórios devido ao regime das chuvas abaixo da média histórica. Ainda em 1999 o governo, através do Ministério de Minas e Energia, lançou o Programa Prioritário de Termelétricas - PPT¹⁹, cuja previsão inicial era implantar até 2009 um parque gerador termelétrico capaz de levar o perfil hidro-térmico do país para uma relação de 82%/18%, respectivamente.

O PPT, contudo, não se concretizou por completo, menos da metade dos 13.000MW que integravam a relação das usinas selecionadas entraram em operação comercial. Para Vieira (2005), a principal razão para o PPT não ter sido completamente realizado foi a falta de compatibilidade entre as regras dos setores de gás natural e energia elétrica. As áreas técnicas do Ministério de Minas e Energia procuraram antecipar-se à possibilidade de restrições de oferta de energia elétrica ainda em 1999, montando o programa de térmicas de modo a criar uma alternativa que contornasse uma eventual escassez de água, mas os instrumentos regulatórios e legais, que garantiriam a estabilidade e a segurança do retorno financeiro para os investimentos realizados nessa fonte alternativa não foram suficientemente desenvolvidos para superar as incompatibilidades entre o setor de gás²⁰ e o de energia elétrica, especialmente no que se refere à questão do repasse da variação cambial resultante da valoração em dólares do gás importado pelo Brasil.

Porém, nesse contexto, é importante ressaltar que as privatizações ocorreram em sua grande maioria no segmento de distribuição de energia, conforme Tabela 2. Entre 1995 e 2000 vinte empresas foram alienadas e transferidas à iniciativa privada, além daquelas que já eram de controle privado antes da reforma do setor. No segmento de geração apenas algumas empresas foram alienadas pelo Estado, pois nesse segmento o foco era garantir que os novos empreendimentos fossem licitados e entregues por concessão a investidores privados, ficando a cargo desses a expansão da oferta de energia.

Não causa estranheza, portanto, que os maiores problemas resultantes da incompatibilidade da estrutura institucional e legal com a nova forma de funcionamento do setor tenham ocorrido no segmento de distribuição de energia. Porém, o ambiente e as

¹⁹ O Decreto nº 3.371, de 24/02/2000, criou o Programa Prioritário de Termelétricas – PPT – e a Portaria MME nº 43, de 25/02/2000, definiu as usinas integrantes do Programa, de acordo com os critérios estabelecidos pelo Comitê de Acompanhamento da Expansão Termelétrica – CAET.

²⁰ O PPT pretendia ampliar a capacidade de geração elétrica a partir de usinas termelétricas movidas por turbinas a gás natural, aproveitando o potencial do gasoduto Bolívia-Brasil.

expectativas na época dos leilões de privatização eram muito positivos para o setor elétrico brasileiro, e especialmente para o segmento de distribuição, pois parte significativa das empresas foi vendida com ágio sobre o valor mínimo, conforme pode ser visto na Tabela 2.

Após a etapa inicial da privatização das empresas de distribuição, os novos controladores puderam lançar seus programas de reestruturação empresarial, como forma de materializar os ganhos potenciais que haviam sido mapeados no processo de análise (*data room*) e definição das propostas de compra para os leilões. Esses ganhos estavam concentrados basicamente na reestruturação administrativo operacional das empresas: redução, qualificação e menor custo da mão-de-obra; maior eficiência na compra de materiais e contratação de prestadores de serviço; modernização através da utilização em larga escala dos recursos tecnológicos disponíveis – comunicação e informática; e racionalidade econômica na gestão dos recursos da empresa.

Tabela 2

Resultado da Privatização das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica:

	Empresa	Data de Privatização	Part. Acionária	Área de Concessão	Valor Mínimo (R\$ MM)	Valor Pago (R\$ MM)	Ágio na Venda
1	Escelsa	12/07/1995	50,0%	ES	344	385	11,8%
2	Light	21/05/1996	51,0%	RJ	2.230	2.230	0,0%
3	Ampla (CERJ)	20/11/1996	70,3%	RJ	465	605	30,3%
4	Coelba	31/07/1997	65,6%	BA	976	1.731	77,4%
5	AES Sul (CEEE-CO)	21/10/1997	90,9%	RS	780	1.510	93,6%
6	RGE (CEEE-NNE)	21/10/1997	90,8%	RS	895	1.635	82,7%
7	CPFL	05/11/1997	57,6%	SP	1.772	3.015	70,1%
8	Enersul	19/11/1997	76,6%	MS	340	626	83,8%
9	CEMAT	27/11/1997	85,1%	MT	323	392	21,1%
10	Energipe	03/12/1997	85,7%	SE	294	577	96,1%
11	Cosern	11/12/1997	77,9%	RN	390	676	73,6%
12	Coelce	02/04/1998	82,7%	CE	682	868	27,2%
13	Eletropulo Metrop.	15/04/1998	74,9%	SP	2.026	2.026	0,0%
14	Celpe	09/07/1998	55,0%	PA	450	450	0,0%
15	Elektro	16/07/1998	46,6%	SP / MS	743	1.479	98,9%
16	Bandeirante	17/09/1998	74,9%	SP	1.014	1.014	0,0%
17	Borborema	30/11/1999	0,0%	PB	87	87	0,0%
18	CELPE	20/02/2000	79,6%	PE	1.780	1.780	0,0%
19	CEMAR	15/06/2000	86,3%	MA	553	553	0,0%
20	SAELPA	31/11/2000	0,0%	PB	363	363	0,0%
TOTAL					16.509	24.666	49,4%

Fonte: Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica.

Essa frustração quanto ao desempenho econômico-financeiro das empresas estava, na verdade, associado a uma imperfeição na construção da fórmula de reajuste das tarifas, que não capturava parte das variações de custo ocorridas no período de um ano entre um reajuste e outro. Essa falha na construção da fórmula produzia a cada ano novas perdas financeiras para as empresas distribuidoras, devido ao repasse insuficiente para as tarifas das variações dos custos realmente incorrido na chamada Parcela A²¹. Tal fato se deu porque conceitualmente a Parcela A era tratada no reajuste tarifário como sendo um custo "*pass through*", que significava que os eventos acontecidos seriam repassados integralmente às tarifas. Como o repasse da Parcela A era insuficiente, mas no momento do reajuste era tratado como correto, a receita resultante era homologada para a concessionária suportar os custos efetivos nos próximos 12 meses. Como, de fato, a receita homologada não era suficiente, a diferença acabava sendo suportada pela Parcela B, a parte destinada aos custos gerenciáveis. Em resumo, durante alguns anos se conviveu com uma contínua transferência de Custos da Parcela A para a Parcela B, o que foi deteriorando os resultados econômicos das empresas.

A má ou tardia formação da estrutura institucional e regulatória no Brasil foi decisiva em importantes eventos verificados, passados poucos anos da reforma do setor elétrico brasileiro, trazendo incertezas e questionamentos de diversas esferas políticas e sociais quanto à validade da reforma e da forma como foi implantada, como foi o caso da falha estrutural da fórmula de reajuste com que as concessionárias tiveram que conviver por alguns anos.

4.3.1 O Equilíbrio Econômico-Financeiro das Empresas de Distribuição

Após a aprovação das leis de concessão²² em 1995, os contratos de concessão deveriam se basear no princípio de que as tarifas seriam reajustadas quando o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias fosse afetado pelo aumento dos custos. Ou seja,

²¹ A receita da distribuidora é composta de duas partes: Parcela A são os custos não gerenciáveis imputados à empresa para a prestação do serviço – aquisição de energia, encargos do setor, impostos, etc., e Parcela B são os custos nos quais a gestão da empresa possibilita ganhos e aumento da eficiência – custos com operação e manutenção, depreciação e a remuneração do investimento.

²² Leis nº 8.987/95 e nº 9.074/95.

variações naturais nos custos seriam repassadas às tarifas dos consumidores. Esse princípio foi adotado na venda da Escelsa, primeira empresa do setor a ser privatizada em 1995. Mas, o contrato de concessão da Escelsa não definiu claramente os parâmetros para os reajustes de tarifas e, também, não determinou se os ganhos de produtividade seriam repassados aos consumidores, fazendo com que surgissem intensas discussões e negociações entre a empresa e o regulador, um processo desgastante e oneroso para ambas as partes.

Com a privatização da Light em 1996, segunda empresa de distribuição a ser privatizada, procurou-se eliminar essas incertezas e imperfeições no contrato de concessão. Nesse contrato foi introduzido de fato o conceito de *price cap*²³, com a definição de uma fórmula paramétrica como mecanismo formal de reajuste das tarifas²⁴. Outro princípio importante definido a partir da privatização da Light foi que as tarifas iniciais eram fixadas de forma a garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, sendo reajustadas anualmente pela fórmula paramétrica do contrato de concessão até a data da primeira revisão tarifária²⁵, quando a relação do reajuste com o índice de inflação está sujeita às definições do regulador.

O compartilhamento dos ganhos de produtividade com os consumidores ficou estabelecido, também a partir do contrato da Light, com a introdução do Fator X na fórmula paramétrica de reajuste tarifário. O Fator X é um redutor do índice de inflação utilizado para reajustar as tarifas das concessionárias, ou seja, ao diminuir o índice de inflação parte da variação dos custos do serviço não são repassadas às tarifas, resultando no compartilhamento dos ganhos de produtividade da concessionária com os consumidores atendidos. Porém, ficou estabelecido que o Fator X seria igual a zero até a data da primeira revisão tarifária, ficando implícito nesse procedimento que os ganhos de produtividade verificados nesse período seriam apropriados pelas concessionárias.

Após a privatização da Light, esse modelo de contrato de concessão passou a ser a referência para todas as demais empresas de distribuição que passaram pelo mesmo processo. Entendia-se naquele momento que os princípios gerais estabelecidos no modelo de contrato de concessão eram suficientes para garantir a estabilidade regulatória do novo modelo de organização do setor elétrico.

²³ No caso da Escelsa foi adotado apenas um limite superior para fixação das tarifas.

²⁴ A fórmula paramétrica é conhecida por Índice de Reajuste Tarifário – IRT, em que as tarifas são reajustadas anualmente com base na inflação do período, medida pelo IGP-M da Fundação Getúlio Vargas.

²⁵ A revisão tarifária é outro evento tarifário previsto no contrato de concessão, que acontece em um intervalo de anos definido, varia entre 3 e 8 anos, quando as tarifas da concessionária são

Contudo, as perdas econômicas que se sucediam a cada ano mostravam que algo estava errado, precisando ser diagnosticado, pois as empresas de distribuição não podiam suportar seguidos prejuízos operacionais provocados por fatores externos. Mas, naqueles primeiros anos, o regulador restringiu-se a aplicar o estabelecido nos contratos de concessão, pois seu entendimento era que o mecanismo do contrato de concessão era suficiente para garantir o equilíbrio econômico-financeiro e que, se esse não estava se verificando, era decorrente do risco do negócio. Episódios dessa natureza demonstram como se formou o marco regulatório do setor elétrico no Brasil e de que maneira foram construídas as relações entre regulador e empresas concessionárias.

A falha que se encontrava na fórmula paramétrica do reajuste tarifário era consequência de um princípio básico do contrato de concessão que não foi observado no momento da sua construção, em que o reajuste das tarifas ocorria a cada 12 meses e seu resultado era obtido através da comparação dos custos na data do último reajuste (ano anterior) com os custos na data do reajuste em processamento. Essa fórmula seria suficiente se todos os custos incorridos tivessem, também, o regime de reajuste anual e na mesma data do reajuste da concessionária, porém isso não se verificava sempre. Cada uma das empresas distribuidoras do país tem sua data de reajuste tarifário, definida no seu contrato de concessão. Contudo, pelo lado dos custos, existiam contratos de suprimento de energia que tinham seus preços em dólares, caso da energia de Itaipu e algumas usinas termelétricas que utilizam gás importado como combustível e, por isso, tinham preços variáveis a cada mês. E existiam, também, os encargos setoriais que têm seus reajustes no início do ano e são imputados a todas as empresas.

Podemos exemplificar essa situação criando um caso hipotético bastante simples, demonstrando os danos que essa situação provocou até a sua solução efetiva. Vamos considerar uma empresa hipotética tenha sua energia fornecida exclusivamente por Itaipu, que tem sua tarifa estabelecida em Dólar (US\$) e convertida para Reais (R\$) no momento do pagamento, e seu reajuste seja em outubro de cada ano. Nos últimos 12 meses o comportamento do câmbio que impactou no custo da energia adquirida foi, por suposição, o demonstrado no Gráfico A da Figura 4, resultando em um custo real para a empresa nesses 12 meses de R\$ 2.713, Gráfico B da Figura 4. Porém, como a fórmula só percebe os eventos que se materializam nas datas de reajuste, o câmbio utilizado para valorar o custo incorrido pela empresa com a compra de energia é de R\$ 2,15 (set_1), resultando em um custo

reposicionadas em patamares representativos dos custos eficientes e pertinentes segundo critérios do regulador.

considerado no momento do reajuste de R\$ 2.580. Como esse é o mesmo custo considerado no último reajuste (set_0), a variação de custo verificada é igual a zero, resultando em reajuste da Parcela A igual a zero. Mas, de fato o custo incorrido foi R\$ 213 maior que o considerado no último reajuste, ou em outras palavras, a empresa deveria receber um reajuste de 5,2% para recuperar os custos incorridos, mas seu reajuste, nesse caso, é igual a zero.

É importante ressaltar que em situações contrárias ao demonstrado, com uma bolha negativa de valorização cambial entre um reajuste e outro, as empresas apropriar-se-iam do repasse de um custo que não se materializou. Contudo, esse cenário não se verificou nos anos iniciais do novo modelo do setor elétrico brasileiro. Por essas razões conjunturais, o prejuízo se deu sobre as empresas, mas poderia ter sido imputado a toda a sociedade um custo que nunca ocorreu, caso tivéssemos uma conjuntura diferente.

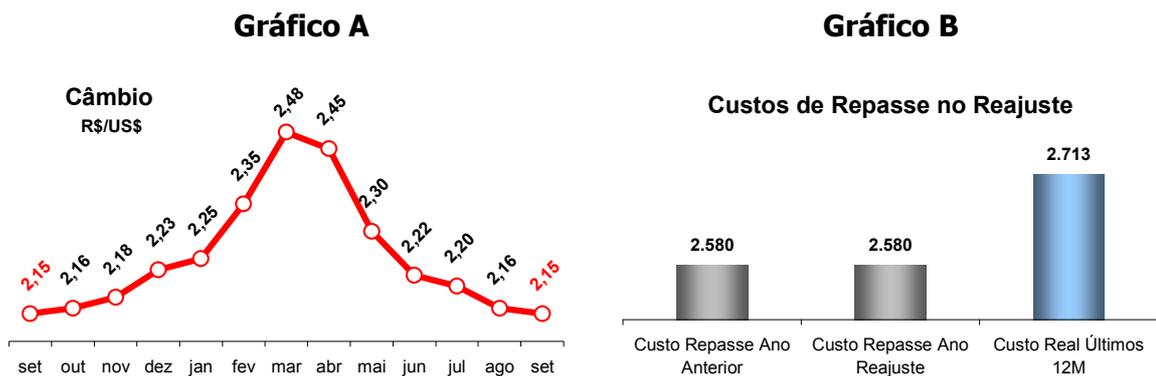


Figura 4: Dados ilustrativos dos impactos da falha da fórmula do IRT.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O que importa, contudo, é que a essência por trás do mecanismo que se pretendia era de que os custos da Parcela A fossem inteiramente neutros, de modo que seus ônus ou bônus fossem repassados aos consumidores. Esse é um exemplo de fatos, que produziram distorções e perdas econômicas, verificado na prática e decorrente de uma estrutura institucional incompleta e limitada na sua capacidade de reagir diante dos desafios no exercício de seu papel regulador.

O problema da imperfeição da fórmula paramétrica somente encontrou solução em outubro de 2001, quando uma medida conjunta dos Ministérios de Minas e Energia e da

Fazenda²⁶ disciplinou um mecanismo de compensação dessas variações dos valores, ocorrida entre um reajuste e outro, de itens da Parcela A previstos no contrato de concessão.

4.3.2 O Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias

A revisão tarifária é um importante evento previsto no contrato de concessão, pois é o momento em que as tarifas da concessionária são reposicionadas ao nível compatível com os padrões de qualidade e eficiência operacional definidos pelo regulador, materializando o compartilhamento com os consumidores dos ganhos verificados no período tarifário que se encerra. Esse modelo segue os princípios da regulação econômica por incentivos e define mecanismos regulatórios que incentivam as empresas a um comportamento próximo ao que teriam se estivessem em um mercado competitivo, permitindo que esses ganhos sejam utilizados como redutores das tarifas finais aplicadas aos consumidores.

A primeira revisão tarifária da maioria das empresas distribuidoras do país concentrou-se no período entre os anos de 2003 e 2004, ou seja, quase seis anos após o início do funcionamento da ANEEL. Havia tempo e condições, portanto, para antecipar-se ao desafio que estava agendado desde o começo do novo modelo. Mas, os problemas decorrentes da fragilidade do marco regulatório brasileiro acabaram por ocupar a agenda de trabalho do regulador, restando que as diretrizes para a revisão tarifária começaram a ser definidas às vésperas da data prevista das primeiras empresas.

Esse fato comprometeu sobremaneira o ambiente no qual o processo se desenrolou, devida à falta de transparência nas ações do regulador e à incerteza por parte dos agentes que não encontravam mecanismos que possibilitassem o entendimento e as razões para as decisões que eram tomadas, quase sempre de forma unilateral. Esse contexto produziu na verdade uma inversão, muito peculiar, da assimetria de informações na regulação de serviços concedidos, pois era o regulador que possuía toda a informação sobre a forma, parâmetros e conceitos daquilo que seria ou não considerado para a formação da receita permitida de cada uma das empresas no momento da revisão tarifária. Às empresas eram disponibilizados apenas os resultados finais definidos pelo regulador.

²⁶ Portaria Interministerial nº 296, de 25 de outubro de 2001.

Adicionalmente a falta de transparência e discricionariedade demonstradas pelo regulador no processo, há que se considerar, também, que as regras não eram conclusivas e definitivas, muitas empresas tiveram suas revisões tarifárias homologadas na data prevista de forma provisória, ou seja, o processo duraria pelo menos mais um ano. Em alguns casos esse processo se estendeu por até quatro anos além da data prevista no contrato de concessão, período marcado por discussões, interpelações judiciais, cálculos e re-cálculos de valores. Como produto desse ambiente tivemos o desgaste significativo das relações entre regulador e concessionários e a cristalização definitiva da incerteza regulatória como fator característico do setor elétrico brasileiro.

Criou-se um clima de descontentamento geral no setor: a sociedade insatisfeita porque as tarifas aumentavam muito acima dos índices de inflação, o governo porque havia se comprometido com a redução das tarifas e as empresas porque o nível tarifário estabelecido não era suficiente para manter o serviço nos padrões de qualidade exigidos e atender ao crescimento do mercado.

Esse episódio descortinou por completo a fragilidade da organização institucional no país, que resultou em um expressivo aumento da Parcela A (energia, encargos e tributos), por motivações políticas, má gestão de recursos públicos, políticas tarifárias equivocadas e instabilidade regulatória. Esse aumento da Parcela A resultou em uma bolha de custos que pressionou os índices de reajuste das tarifas para cima. Como forma de amortecer esse efeito o regulador aproveitou a oportunidade da revisão tarifária, em que o reajuste da Parcela B estaria desconectado dos índices de inflação e sujeito às regras definidas para esse evento, para forçar para baixo os custos formadores da parcela gerenciável da receita das distribuidoras de energia elétrica, abrindo espaço para acomodar os aumentos da Parcela A.

O resultado prático dessas ações deliberadas foi a transferência de parte da receita da Parcela B para cobrir os aumentos da Parcela A, materializada a partir das revisões tarifárias através de uma nova estrutura de alocação dos custos formadores da receita. Em outras palavras, recursos que na época da privatização eram parte da componente gerenciável dos custos foram transferidos para as empresas dos setores de transmissão e geração e para o governo, através dos encargos setoriais. A revisão seria o momento de reequilibrar essa relação, mas isso não foi feito.

Recentemente a ANEEL disponibilizou aos agentes a revisão das metodologias para o cálculo da revisão tarifária a serem aplicadas no segundo ciclo a partir de 2007. Esse conjunto de metodologias foi submetido à audiência pública na qual os agentes e a sociedade em geral puderam propor melhorias e alterações nos textos preparados pela

agência. Em 31/10/2006 foi homologada a Resolução Normativa ANEEL 234/2006²⁷ que estabelece os conceitos gerais aplicáveis e os procedimentos para a realização do segundo ciclo de revisões tarifárias das empresas distribuidoras de energia elétrica. Houve avanços importantes quanto à transparência das regras e definição prévia, porém tecnicamente as melhorias foram apenas marginais, sendo mantida a base metodológica utilizada nas primeiras revisões.

4.3.3 A Reestruturação do Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004

A crise energética de 2001 foi enfrentada com o racionamento do consumo, que trouxe prejuízos para todos os segmentos da sociedade brasileira. Para o setor elétrico significou o acúmulo de perdas financeiras que quase levaram à paralisia dos serviços. As medidas preventivas para evitar o colapso do abastecimento não foram eficazes ou acabaram não se materializando devido aos problemas e incertezas do ambiente regulatório do setor nos anos anteriores a 2001.

O racionamento se deu pela falta de investimentos na geração de energia nos anos anteriores, ou seja, foi um problema localizado em um segmento específico da cadeia de produção (na geração). Pelas regras comerciais da época, as usinas existentes podiam comercializar a energia associada a sua capacidade de produção, que é definida em função da potência instalada e do regime hidrológico do rio em que se localizam. Pelo lado da demanda, as empresas distribuidoras eram obrigadas a garantir no mínimo 85% da sua demanda com contratos de longo prazo, podendo expor-se ao mercado de curto prazo no restante. O balanço entre oferta e demanda se dava pelo cruzamento das quantidades estabelecidas nos contratos de longo prazo entre geradores e distribuidoras e as diferenças entre consumo e produção que excediam esses contratos eram liquidadas ao preço de curto prazo da energia. O preço de liquidação de curto prazo era calculado em função da proximidade ou não dos reservatórios da curva de aversão ao risco de racionamento por insuficiência de água.

²⁷ Essa resolução contém o conjunto de normas para a definição dos parâmetros que formarão a Parcela B das empresas de distribuição no momento da revisão tarifária: Custos operacionais

Em linhas gerais a crise de energia teve três motivos principais associados ao ambiente regulatório: (i) falhas no planejamento da transição do modelo estatal para o modelo privado, (ii) problemas contratuais e regulatórios, e (iii) falta de coordenação entre os órgãos governamentais. Com o cenário de escassez se materializando a cada dia, em maio de 2001 o governo decidiu criar a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE)²⁸, que tinha por objetivo propor e implantar medidas emergenciais para solucionar a crise do setor elétrico no curto prazo e, também, rever os mecanismos de organização setorial de modo que oferecessem soluções sustentáveis que garantissem o abastecimento no futuro.

Nesse ambiente o primeiro desafio da GCE foi acomodar as diversas controvérsias surgidas entre os agentes de geração e distribuição quanto à interpretação e forma de aplicação de determinadas cláusulas contratuais, bem como solucionar os problemas quanto à forma de aplicação do princípio de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

A situação das empresas de distribuição era crítica em 2001, pois o racionamento²⁹ estabeleceu de forma compulsória a obrigatoriedade da redução do consumo de energia por parte dos consumidores. Com isso, as receitas das empresas foram drasticamente reduzidas de um dia para outro. Mas, sem a possibilidade de aumentar as tarifas e flexibilizar os custos fixos, instalou-se uma grave crise de liquidez e de prejuízos operacionais nesse segmento.

Como parte do conjunto de soluções estabelecido na época foi firmado o Acordo Geral do Setor Elétrico³⁰, que estabelecia a forma de recuperação das perdas decorrentes do racionamento de forma a restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão. Foram reconhecidos os passivos de cada uma das empresas e aplicado às tarifas um reajuste extraordinário (RTE) para recuperar essas perdas de forma diluída nos próximos anos. Para restaurar a saúde financeira o BNDES concedeu financiamentos às empresas no montante a ser recuperado.

As propostas de revitalização do setor elétrico apresentadas pela CGE até o encerramento de suas atividades se resumiam a um conjunto de medidas que aperfeiçoavam

eficientes; Estrutura ótima de capital; Taxa de remuneração do capital; Base de remuneração regulatória; Outras receitas; Fator X; Relação entre qualidade e investimento; e Perdas de energia.

²⁸ Criada pela Medida Provisória nº 2.198-3, de 29/05/2001, e substituída em 6 de julho de 2002 pela Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE) conforme Decreto nº 4.261, de 06/06/2002.

²⁹ O racionamento foi instituído por ato normativo do poder executivo.

³⁰ O Acordo Geral do Setor Elétrico foi um instrumento de compensação de perdas decorrentes do racionamento. As empresas que aderissem comprometiam-se em abrir mão de determinados pleitos

o regime regulatório vigente no país de modo a aumentar a segurança dos mecanismos de comercialização e a garantir o equilíbrio entre oferta e demanda de energia nos próximos anos³¹. É importante ressaltar que essas propostas procuravam aperfeiçoar o marco regulatório e a forma de organização estabelecida para o setor elétrico, não se traduzindo em uma ruptura estrutural do modelo vigente.

Em janeiro de 2002 o novo governo eleito é empossado, juntamente com os novos ministros. No Ministério de Minas e Energia a nova equipe técnica tem uma visão de desenvolvimento do setor elétrico diferente e, principalmente, crítica em relação à postura do governo anterior e ao modelo de regulação em que os agentes gozam de liberdade de mercado. Para os novos titulares do Ministério o modelo vigente não é auto-sustentável e não garante o desenvolvimento do setor no futuro, o racionamento era a prova material de que a iniciativa privada não fora competente para conduzir a expansão do sistema elétrico brasileiro. Era necessário reduzir a liberdade dos agentes regulados, retomar o planejamento centralizado e garantir o abastecimento através da obrigatoriedade da celebração de contratos de longo prazo.

Em 15 de março de 2004 foi promulgada a Lei nº 10.848 que definia a nova forma de comercialização de energia elétrica, tendo sido regulamentada pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Esses eventos marcaram a reestruturação do novo modelo do setor elétrico, introduzindo novos conceitos, procedimentos, direitos e deveres para os agentes do setor elétrico. O resultado foi o estabelecimento de um novo ambiente legal e regulatório e a descontinuidade do modelo que vinha sendo desenvolvido até então.

Daquele momento em diante as empresas distribuidoras somente poderiam adquirir energia nos leilões promovidos pelo governo e teriam de garantir a compra para o atendimento de no mínimo 100% da sua carga e com cinco anos de antecedência. Essa condição transformou os agentes de distribuição em meros tomadores de preço no mercado de energia, independentemente do poder de mercado que pudessem ter. A competição por preço passa a acontecer apenas entre os geradores que se habilitam a vender nos leilões promovidos pelo governo.

A sustentação desse modelo está balizada na idéia de que a contratação futura, com 5 anos de antecedência, garante a viabilização econômica dos empreendimentos previamente, com tempo necessário para a construção e a competição entre os agentes de

judiciais que se configuraram na época e adquiriam o direito a recuperar de forma compulsória as perdas verificadas devido ao racionamento.

geração pela demanda futura estabelecida pelos agentes de distribuição, o que garantirá que os preços ofertados sejam próximos do custo marginal de expansão do sistema. Porém, um sistema nesse formato para ser eficiente exige que exista um mercado de oferta de energia estruturado e suficientemente competitivo para que os preços ofertados estejam próximos do custo marginal.

Nos dois primeiros anos os preços praticados nos leilões foram significativamente baixos, se comparados aos preços negociados de forma bilateral entre os agentes antes da lei 10.848. A razão para esse fenômeno é que o governo controla aproximadamente 80% da geração hidrelétrica e praticamente só as estatais apresentaram-se como ofertantes nesses leilões, devido aos excedentes de energia que essas empresas possuíam em decorrência da desconstrução dos Contratos Iniciais e da redução do consumo após o racionamento.

Essa condição de preço criou uma situação peculiar e danosa para o setor, onde as empresas que foram previdentes e contrataram seu suprimento no longo prazo antes da proibição da contratação bilateral, mas garantiram previamente o suprimento futuro de seus consumidores, passaram a ter tarifas muito mais altas que as empresas que estavam suprindo sua carga com contratos de curto prazo, expondo seus consumidores a uma eventual falta de energia. Como essas últimas estavam com a demanda futura sem cobertura contratual, foram obrigadas a contratar toda a sua carga nos leilões do governo e aproveitaram-se dos preços mais baixos, repassando menos custos para seus consumidores. Isso provocou diferenças de até 30% no valor final das tarifas entre empresas vizinhas.³²

Esse evento acabou se transformando na mais drástica ruptura que o novo modelo de regulação do setor elétrico passou desde o fim do modelo estatal. Juntamente com os demais eventos apresentados formam parte do conjunto de incertezas e inseguranças que tem caracterizado a evolução do marco regulatório brasileiro e sua estrutura institucional, marcada pelo desapego às normas e regras propostas no desenho original do setor elétrico brasileiro. Essa situação é explicitada por Pinheiro e Giambiagi:

[...] uma pesquisa do Banco Mundial sobre o clima de investimentos em 48 países mostra que o Brasil é onde a incerteza regulatória na política econômica é vista por uma maior proporção de empresários como uma barreira importante ou muito severa ao investimento.

³¹ Ver Pires, Giambiagi e Sales (2002), para uma visão do conjunto de propostas da CGE para a revitalização do setor elétrico brasileiro.

³² Em dezembro de 2003 o VN (valor normativo), que limita o valor de repasse dos custos de energia elétrica dos contratos bilaterais de suprimento (anteriores a Lei nº 10.848) às tarifas dos consumidores, era de R\$ 108,10 p/MWh para a energia de fonte hídrica. O primeiro leilão promovido pelo governo na nova modalidade de contratação, em dezembro/2004, teve preço médio de R\$ 57,51 p/MWh.

Que o risco regulatório seja tão alto no Brasil é sinal de que essas instituições precisam ser reformadas. [...] O que torna o Estado tão especial, nos levando a focar nossa análise, é o monopólio de coerção legal a ele atribuído pela sociedade, o que aumenta a sua liberdade para unilateralmente mudar, invalidar ou não honrar os termos da relação, não sendo por isso punido (2006, p. 190).

Procuramos aqui mostrar através dos eventos selecionados, considerando a significância de cada um deles no desenrolar do novo modelo regulatório ao qual o país se propôs, o impacto provocado pela escolhas feitas no começo da reforma, especialmente a escolha política de alienar as empresas sem um ambiente legal adequado a essa nova realidade. Soma-se nesse contexto a fragilidade do regulador em estabelecer regras claras e consistentes com a realidade do país e do modelo de regulação econômica por incentivos, a interferência política na gestão da agência, o contingenciamento de verbas e a falta de uma política setorial voltada para o desenvolvimento do setor.

Como resultado da fragilidade institucional vista ao longo dessa primeira década, a insegurança jurídica é a característica mais marcante da reforma institucional e regulatória do setor elétrico brasileiro, tendo provocado a frustração das expectativas geradas no período pré-privatização, refletidas nos valores significativos pelos quais algumas empresas foram vendidas na época. São os resultados do marco regulatório do setor elétrico no desempenho das empresas e às conseqüências para a sociedade que apresentaremos no próximo capítulo.

5 O RISCO REGULATÓRIO E A POLÍTICA TARIFÁRIA NO BRASIL

No capítulo anterior apresentamos as fragilidades e inconsistências institucionais que resultaram em uma reforma incompleta e instável sob a ótica da regulação econômica, que acabou sendo a marca do novo modelo institucional implantado no setor elétrico brasileiro na década de 1990. Neste quarto e último capítulo serão abordadas com maior profundidade as conseqüências desse processo de desenvolvimento regulatório no desempenho atual das empresas de distribuição de energia, considerando como parâmetros para comparação o modelo teórico apresentado no Capítulo 2 e a história do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, descrito no Capítulo 3.

A verdade é que o modelo regulatório vigente no país é resultado de um conjunto de fatores que foram se sobrepondo até formarem a estrutura atual, tendo como alicerce o desenho teórico proposto na época da reforma pela consultoria internacional e aprovado no âmbito do Ministério de Minas e Energia. Porém, tal modelo foi sendo modificado pela necessidade de acomodar decisões e interesses exógenos a ele, com destaque especial para interferência política e judicial nas decisões técnicas. Essas interferências influenciaram decisivamente na formatação atual de normas e procedimentos que hoje organizam o setor elétrico brasileiro, afastando-o em muitos aspectos do modelo de regulação que se propôs no Projeto RE-SEB.

Esse modelo regulatório resultante traduz-se, então, em última instância, em uma condição particular de organização setorial que está sustentada em um modelo teórico, mas que foi sendo adaptado e modificado às necessidades da conjuntura setorial brasileira com o passar dos anos. Um processo contínuo de fragmentação e perda de foco nos objetivos principais que deram razão à reforma, ou seja, a retomada dos investimentos através da iniciativa privada e o aumento da eficiência das empresas.

Cabe ressaltar que não estamos aqui defendendo que um modelo de regulação econômica não deva ser customizado à realidade social e política de um país e, também, continuamente aperfeiçoado de modo que se mantenha sempre atualizado às necessidades dos consumidores e agentes do mercado, porém pretendemos mostrar que no caso brasileiro, essas modificações foram motivadas por interesses outros que não a melhoria e a eficiência técnica na prestação do serviço de distribuição de energia.

Esse afastamento contínuo do modelo teórico trouxe consigo o maior dos riscos que podem ameaçar um modelo de regulação por incentivos, a insegurança jurídica quanto à preservação dos direitos e deveres estabelecidos nos contratos de concessão. O contexto e as perspectivas regulatórias na época da venda das empresas de distribuição de energia elétrica eram consideravelmente diferentes se comparados com a realidade atual. De modo geral, houve um significativo aumento de obrigações regulatórias quanto à qualidade e necessidades de investimentos, enquanto que pelo lado da receita as margens de retorno foram sendo diminuídas pelas distorções na regra de reajuste e pela metodologia de remuneração do capital utilizada no momento das revisões tarifárias.

A estrutura regulatória, na medida em que se desenvolvia, para a organização do segmento de distribuição, foi sendo transformada em um ambiente hostil para a iniciativa privada, nas quais as regras setoriais foram sendo estabelecidas de modo a acomodar na parcela gerenciável da receita das empresas (Parcela B) a pressão tarifária provocada pelo aumento dos custos de energia e encargos do setor (Parcela A), que, pelas regras do contrato de concessão, deveriam ser neutros para a concessionária. Isso somente se verificou na medida em que essas regras e o próprio contrato de concessão mostraram-se instrumentos jurídicos frágeis, possibilitando a ação discricionária do regulador e de seus órgãos superiores na hierarquia de poder do setor. Essa lacuna institucional permitiu ao regulador o poder de definir regras, normas e conceitos que afetaram diretamente o equilíbrio econômico-financeiro das empresas. Em algumas situações a via judicial acabou sendo a única alternativa que restou para as empresas diante do cenário regulatório que se configurou.

É importante lembrar que o segmento de distribuição de energia é um exemplo típico de monopólio natural¹ e, por essa razão, um serviço regulado quando prestado pela iniciativa privada. Nessa condição a empresa tem a obrigação, pois assim está no contrato de concessão, da prestação do serviço em um determinado nível de qualidade e de garantir a expansão da rede para aqueles consumidores que desejarem, mas a receita que suporta essas obrigações é definida exogenamente pelo regulador. Assim, é da maior importância o papel do regulador, que deve buscar a eficiência e a modicidade tarifária e, ao mesmo tempo, garantir a receita necessária para que as empresas possam cumprir suas obrigações e auferir a rentabilidade permitida no negócio.

¹ O segmento de distribuição é notadamente um caso clássico de monopólio natural, em que a existência de apenas uma firma é a alternativa de menor custo para a sociedade, devido às características do serviço prestado, tais como: economias de escala e escopo, custos irrecuperáveis (*sunk costs*) e penetração social.

Nesse contexto de aumento contínuo das obrigações regulatórias na prestação do serviço e de perdas reais de rentabilidade pelo repasse de custos inferior ao devido, tem-se um cenário onde esses passivos se transformaram em perdas irrecuperáveis para as empresas e isso significou aumento do risco para o negócio de distribuição de energia. Porém, nada disso se transformou em benefícios para o consumidor, pois as tarifas de energia elétrica aumentaram nesse período muito mais que os índices de inflação, como podemos ver na Figura 5.

Então, se as empresas perderam rentabilidade no negócio e os consumidores viram as tarifas aumentarem muito mais que a inflação, o que de fato aconteceu? Na verdade, o governo aumentou sobremaneira a sua fatia na composição das tarifas de energia, através do aumento expressivo dos encargos do setor² e do aumento dos impostos diretos sobre a tarifa (PIS/Cofins e ICMS). Em 1998 os impostos diretos sobre a tarifa e os encargos setoriais correspondiam a valores da ordem de 23% e 3,7%, respectivamente, da tarifa total paga pelo consumidor. Mas, em 2005 esses itens passaram para 29% e 8,5% segundo dados da CVM e da ABRADÉE. Resultado desse movimento foi uma gradual e constante transferência de parcela da renda do setor para o governo. Esses recursos nas empresas seriam aplicados na prestação do serviço, garantindo os padrões de qualidade exigidos ou, se isso não fosse necessário, seriam utilizados para a modicidade tarifária, beneficiando os consumidores.

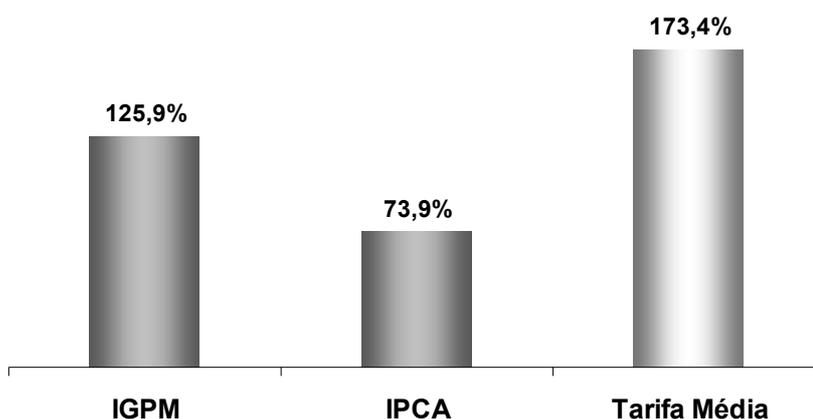


Figura 5: Variações acumuladas entre 1998 e 2005

Fontes: Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica e
Brasil: Banco Central do Brasil.

² Encargos setoriais são despesas incorridas por todas as empresas distribuidoras, seu custo é parte formadora da Parcela A da receita das empresas. Os principais encargos do setor são: CCC – Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis; CDE – Conta de Desenvolvimento Energético; ESS – Encargo de Serviço de Sistema; PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica; TFSEE – Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica.

Esse conjunto de acontecimentos que resultaram no atual modelo de regulação econômica do setor elétrico brasileiro, traduz-se em um significativo aumento do risco do negócio regulado de distribuição de energia, se comparado à situação quando a iniciativa privada foi convidada a participar desse mercado. Assim o objetivo deste capítulo é mostrar que o risco regulatório no setor elétrico brasileiro é atualmente o principal fator determinante das incertezas que ameaçam a estabilidade e a segurança futura no abastecimento de energia do país e que esse risco está intrinsecamente ligado às políticas tarifárias praticadas nesse contexto de fragilidades e ineficiência regulatória do setor.

5.1 Investimento e Risco

Um dos pontos iniciais a serem analisados na reforma do setor elétrico é a questão dos investimentos na expansão da capacidade de suprimento, pois se trata de um ponto-chave na infra-estrutura do país. A necessidade de retomada da capacidade de investimento do setor, após a falência do setor público como agente financeiro, constituiu-se em um dos principais motivadores para a reforma. Contudo, a opção pelo capital privado, como veículo para a expansão do setor, exigia um novo ambiente jurídico e um marco regulatório que viabilizasse as condições financeiras adequadas para a remuneração dos investimentos.

Mas, no que se refere aos investimentos, independentemente das características ou limitações do modelo vigente, a questão fundamental diz respeito à viabilidade econômica do negócio em seu ambiente. Assim, o retorno sobre o capital investido é uma questão determinante para a sustentabilidade de longo prazo do setor. Adicionalmente, no caso do setor elétrico, temos que considerar as questões quanto à intensividade em capital do setor e a parcela significativa de investimentos irrecuperáveis devido à especificidade técnica (LEVY; SPILLER, 1999, p. 463).

A remuneração do capital para uma empresa regulada consiste em determinar a taxa de retorno adequada ao risco do setor em que se insere a empresa e seu serviço, de

forma a garantir a atratividade mínima dos investidores, possibilitando a qualidade e expansão do serviço público³.

Não obstante a importância da taxa de remuneração como mecanismo de atrair o capital privado, é necessário que o ambiente regulatório seja capaz de garantir a estabilidade necessária e a segurança jurídica das condições estabelecidas nos contratos de concessão. Fator esse capaz de produzir fortes incentivos para a queda da taxa de retorno exigida para o ingresso no mercado regulado. Nesse caso, as condições de entrada no mercado regulado funcionam da mesma forma que em mercados concorrenciais, quanto maior forem as incertezas do ambiente maior será a taxa de retorno exigido pelos investidores.

Mas, no segmento de distribuição existem características específicas que particularizam de forma muito especial a decisão de investimento. Pois, o investimento na expansão da rede é uma obrigação compulsória da concessionária, devido à impossibilidade que as empresas têm de negar o atendimento a novos consumidores que desejam o acesso à eletricidade (crescimento vegetativo da população), independentemente do esforço ou custo que isso signifique. Ou seja, o investimento na expansão não é uma variável gerenciável pela empresa prestadora do serviço e sim, uma obrigação, que afeta o risco do negócio e, por consequência, a taxa de retorno exigida.

5.1.1 Risco Regulatório

O risco regulatório é hoje uma preocupação maior que o risco país, risco de mercado, risco de crédito, risco operacional, terrorismo ou desastre natural, segundo pesquisa realizada pelo *Economist Intelligence Unit* em 2005 com 230 diretores de risco de grandes empresas.

Se pela própria natureza o risco regulatório já ocupa destaque entre os especialistas como uma das maiores ameaças aos negócios, mais preocupante se torna o ambiente regulatório que vem se desenvolvendo no país desde a reforma do setor elétrico. Pois o contexto atual não guarda mais proximidade com o cenário para o qual os grandes

³ Uma análise detalhada sobre a remuneração recente das distribuidoras de energia no Brasil pode ser vista em Rocha, Bragança e Camacho (2006).

investidores nacionais e internacionais foram convidados a participar do negócio de energia, quando da falência do Estado.

O risco regulatório, em sua concepção teórica, corresponde ao risco sistemático não contemplado nos métodos tradicionais utilizados para calcular o custo de capital. O risco regulatório possui características específicas do setor, tem origem e é gerenciável pelo órgão regulador⁴. O risco regulatório é para Ergas et al.:

Regulatory risk arises when the interaction of uncertainty and regulation changes the cost of financing the operations of a firm. This definition is broad enough to include all of the important sources of uncertainty, but restricted to those for which the effect on the firm arises from, or is magnified by, the existence of regulation (2001, p. 6).

Existem dois tipos de riscos regulatórios bem distintos: o primeiro é chamado de risco do sistema regulatório e está relacionado à forma de regulação estabelecida (*price cap, rate of return, etc.*); e a segunda forma é chamada de risco de intervenção regulatória e diz respeito aos riscos associados a eventos particulares ou à ação do regulador (transparência, estabilidade, justiça, previsibilidade, etc.). Essa classificação é fundamental para a discussão que estamos propondo sobre o aumento do risco regulatório no setor elétrico brasileiro durante o processo de desenvolvimento da regulação econômica, pois permite caracterizar com precisão onde está o problema.

O risco inerente à forma de regulação, no caso brasileiro o *price cap*, já está devidamente precificado e contemplado na taxa de retorno estabelecida pelos investidores quando tomaram a decisão de entrar no negócio de distribuição de energia, pois é mensurável e previsível quanto a sua evolução futura. Porém, o problema do caso brasileiro está concentrado na parcela do risco associado às ações do regulador, que pela sua natureza é subjetivo e sujeito às influências externas. Para Pinheiro e Giambiagi “[...] o risco regulatório resulta da capacidade de o Estado mudar as regras ‘no meio do jogo’.” (2006, p. 190). Uma forma de mitigá-lo seria através de um arcabouço jurídico e regulatório rígido que garantisse a estabilidade das regras que regulamentam o setor, característica que não encontra abrigo no modelo de regulação do setor elétrico brasileiro, até o momento.

⁴ Eventualmente se faz confusão entre o risco país e o risco regulatório, mas eles estão em contextos bem diferentes: Risco Regulatório refere-se, em essência, ao risco gerado por regimes regulatórios assimétricos, fortes do ponto de vista de incentivo e à incerteza sobre decisões futuras do regulador; e Risco País é aquele que se refere ao risco de que a entidade política incorra em algum tipo de conduta que tenha impacto nos investimentos em sua área de jurisdição. Quando a área de jurisdição da entidade política é o país como um todo, este risco é chamado de risco país. O risco país é distinto de risco regulatório, haja vista que o regulador não tem qualquer controle sobre ele.

5.1.2 Custo de Capital

É quase um consenso que o negócio regulado está exposto a um risco de negócio inferior ao das firmas que operam em mercados competitivos, inclusive a ANEEL utiliza esse conceito quando define o valor da taxa de remuneração regulatória do capital investido nas empresas de distribuição de energia⁵. O argumento básico está sustentado no fato de que as empresas que operam em mercado regulados se vêem diante de fluxos de caixa mais estáveis, que ocorrem pela condição de monopólio da firma, baixa elasticidade da demanda e crescimento vegetativo do mercado consumidor em condições normais. Esse efeito *buffering*⁶, como chamou Peltzman (1976), da regulação sobre o lucro das firmas se materializa em uma redução do custo de capital frente ao negócio em ambiente de concorrência.

Porém, estudos realizados nos EUA e Inglaterra⁷ têm mostrado que as mudanças no regime de remuneração e as reformas pró-competitivas nos setores elétricos desses países têm resultado no aumento do risco e da volatilidade dos fluxos de caixa das empresas. Diante desse contexto, argumentam os autores, a nova forma de organização dos setores regulados não estaria mais consistente com o efeito *buffering*, assim, o suposto menor custo do capital não estaria mais se verificando.

No entanto, diversas outras razões que fazem parte do ambiente da regulação econômica dos serviços de distribuição de energia podem fazer aumentar ainda mais o custo de capital das empresas, relativamente ao que seria observado no ambiente competitivo. Em primeiro lugar, o período estabelecido entre as revisões tarifárias é importante ao levar em conta o efeito da regulação sobre o risco sistemático de uma firma. Como os ganhos de eficiência acontecem de forma gradual, as distribuidoras podem aumentar a rentabilidade se esses ganhos forem superiores aos antecipados pelo regulador no momento da revisão. Da mesma forma, os custos podem ser maiores ou as possibilidades de aumento da eficiência projetados podem não se materializar, nesse caso o retorno seria inferior ao custo de capital

⁵ Ver Anexo III da Resolução ANEEL 234/2006.

⁶ O efeito *buffering* parte do princípio de que a regulação produz um efeito de suavização (*buffering*) dos lucros a partir da limitação tanto superior quanto inferior da variabilidade dos ganhos.

até a nova revisão tarifária. Em segundo lugar, mecanismos inadequados de correção monetária de preços no processo de revisão podem aumentar o grau de risco ao qual está exposta a firma. Firmas com preços regulados estão mais expostas do que as que operam em mercados competitivos, dado que essas últimas podem ajustar os preços de seus produtos em resposta a uma variação dos preços dos insumos. Em terceiro lugar, a assimetria de informação, que caracteriza a relação regulador-regulado, impõe ao regulador a necessidade de estimar parâmetros relevantes para o estabelecimento dos preços como custos operacionais, bases de remuneração e custo de capital. Esse conjunto de imperfeições pode levar a retornos mais voláteis do que aqueles obtidos por firmas operando em mercados concorrenciais, nos quais os preços seriam continuamente ajustados às mudanças nos custos. E, em quarto lugar, temos a questão da transparência e previsibilidade do processo de revisão tarifária em si. Para Morin (1994), o risco regulatório geralmente se refere a qualidade e consistência da regulação aplicada a uma dada firma regulada, e a regulação pode aumentar o prêmio de risco do negócio se ela for imprevisível na reação às necessidades de aumento de taxas, tanto em relação ao tempo de demora da resposta quanto em relação à magnitude.

Em resumo, apesar de ser recorrente o discurso de que a regulação econômica de preços reduz o risco de mercado ao qual a firma regulada está exposta. Existem importantes aspectos intrínsecos à regulação que podem levar a custos de capital superiores aos que seriam observados em condições competitivas.

A literatura sobre o tema é vasta e apresenta vários métodos para quantificar o custo de capital, o CAPM⁸ tem sido largamente utilizado e foi o escolhido pela ANEEL para estimar o custo de capital regulatório, que é utilizado nas revisões tarifárias para determinar o nível de remuneração que as empresas do setor poderão ter.

Cabe ressaltar, porém, que a taxa de remuneração calculada pela ANEEL considera o risco de mercado do negócio regulado de energia elétrica no país e o risco regulatório. O risco de mercado é obtido pela adequação aos padrões do mercado financeiro brasileiro dos indicadores do mercado de ações norte-americano pelo risco soberano do país, tendo como regra geral o argumento inicial de que o negócio regulado apresenta um risco de mercado menor do que em condições concorrenciais, como já havíamos adiantado. Quanto ao risco regulatório, é considerado apenas o risco intrínseco ao sistema de regulação, no nosso caso, o risco associado ao modelo de regulação por *price cap*. Em outras palavras, a taxa de

⁷ O estudo do caso americano foi feito por Nwaeze (2000) e do caso britânico, por Williamson (2000).

⁸ CAPM – *Capital Asset Pricing Model*.

retorno regulatória do país não leva em conta aqueles fatores que têm de fato aumentado sobremaneira o risco e a incerteza do negócio de distribuição de energia elétrica nos últimos anos.

É razoável afirmar, nesse contexto, que a taxa de remuneração do capital investido no segmento de distribuição de energia não corresponde ao risco de mercado ao qual o negócio está exposto. Essa constatação é fundamental, pois mostra que os investimentos realizados no setor elétrico brasileiro na atualidade não estão adequadamente remunerados, se considerarmos as condições iniciais em que as empresas foram vendidas pelo Estado. E, como demonstramos anteriormente, um ambiente com essas características está fortemente ameaçado por uma eventual descontinuidade ou carência que venha a provocar importantes gargalos de infra-estrutura para o crescimento econômico e o desenvolvimento do país.

5.2 O Risco Regulatório no Brasil

Como vimos nos itens acima, a caracterização do risco regulatório nos coloca diante de uma situação preocupante quando nos voltamos para a realidade brasileira, pois as taxas de remuneração dos investimentos no setor de distribuição de energia, definidas no momento das revisões tarifárias das empresas, contemplam apenas o risco inerente ao modelo de regulação em uso (*price cap*), quando está suficientemente claro que a fonte de aumento do risco do negócio está diretamente associada à ação do regulador e seus órgãos superiores.

Nosso objetivo é mostrar a relação que existe entre o comportamento regulatório e a volatilidade do fluxo de caixa das firmas reguladas e do custo de capital. A literatura⁹ que trata do tema risco regulatório aponta dois principais pontos de atenção nessa questão: (i) o impacto da discricionariedade e ações imprevisíveis do regulador na volatilidade do custo de capital, e (ii) os efeitos do processo de revisão tarifária na remuneração das empresas. Esses

⁹ Existem vários artigos que examinam se o uso do poder discricionário do regulador, na forma de intervenções regulatórias imprevisíveis, aumenta a volatilidade dos retornos da firma regulada e, conseqüentemente, o custo de capital. Entre esses se destacam os artigos de Robinson e Taylor (1998a e 1998b).

pontos no modelo regulatório brasileiro são as principais fontes geradoras de instabilidade e incerteza para o segmento de distribuição de energia.

Essa dicotomia entre o contexto do ambiente regulatório no país e as regras que definem a remuneração a ser auferida pelas empresas é um processo que se iniciou já há alguns anos e, até o momento, não se verificou um movimento concreto que busque a harmonização entre o interesse econômico do negócio, entendido aqui como a taxa de retorno esperada¹⁰, e a modicidade tarifária.

Essa busca é fundamental para que tenhamos a segurança de que os investimentos necessários ao atendimento da demanda futura possam ser realizados em tempo hábil. Essa é uma das variáveis mais delicadas no setor elétrico brasileiro na atualidade, pois o prazo de maturação das obras normalmente é longo, exigindo antecipação e programação desses investimentos. Assim, é necessário que o ambiente regulatório seja favorável para que não comprometa a construção dos projetos apontados como necessários pelo planejamento de médio/longo prazo.

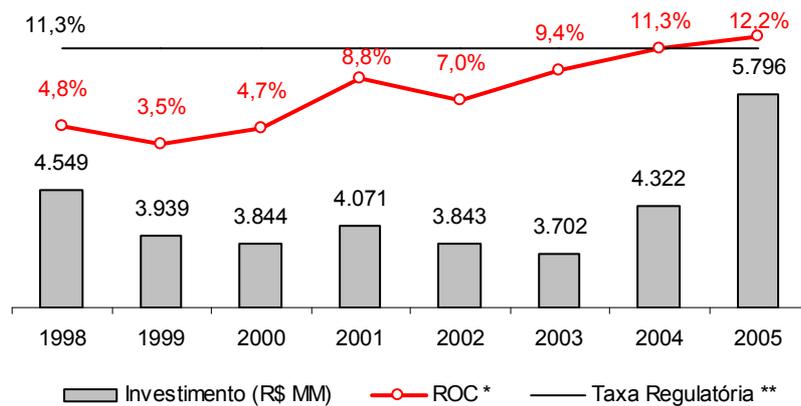


Figura 6: Investimentos e retorno médio (ROC) das empresas de distribuição de energia elétrica

Fontes: Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica, Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica e Rocha, Bragança e Camacho (2006).

Observações: (*) ROC: Retorno sobre o capital (*return on capital*).
(**) Taxa definida pela ANEEL para o primeiro ciclo de revisões tarifárias.

Esse conjunto de características mostra que o ambiente regulatório brasileiro apresenta um contexto em que o risco crescente do negócio representa uma ameaça à estabilidade do abastecimento. O racionamento de 2001 ocorreu, entre outras razões, em

virtude da falta das obras que deveriam ter sido construídas alguns anos antes, mas que acabaram não se verificando devido às incertezas regulatórias que se apresentaram.

No segmento de distribuição, que afeta mais especificamente o abastecimento no varejo, o investimento é uma variável pouco gerenciável e nos anos pós-privatização foi retomado em relação ao final do período das estatais. Mas, em contrapartida, a rentabilidade das empresas caiu drasticamente em relação ao que viria a ser definido em 2003, pela ANEEL, como a taxa de retorno regulatória, quadro que somente começou a ser revertido a partir de 2004, quando a remuneração média das empresas de distribuição de energia elétrica atingiu patamares mais próximos da taxa regulatória, Figura 6.

5.2.1 A Ação Discricionária do Regulador

Retomando a discussão quanto às origens e à formação do marco regulatório brasileiro nos deparamos com os fatos apontados no Capítulo 4 deste trabalho, no qual diagnosticamos que esse processo resultou em uma estrutura institucional incompleta, frágil e em descompasso com as necessidades da nova organização setorial, no que se refere à definição dos pressupostos que assegurassem regras claras e adequadas, de modo a garantir a remuneração dos agentes e a modicidade das tarifas para os consumidores.

Essa condição regulatória foi fortemente marcada pela ação discricionária e imprevisível praticada pelo regulador, que diante de situações de conflito entre agentes ou de supostos interesses sociais, normalmente politicamente articulados, acabou por implantar normas e regulamentos que modificaram a matriz de custos das empresas de distribuição, sem que houvesse necessariamente um ajuste das tarifas para contemplar esses novos dispêndios¹¹.

É necessário destacar que, em muitos casos, a origem do comando para que fossem modificadas ou criadas normas e regulamentos, que imputaram novas obrigações ou elevação dos custos sem a correspondente cobertura tarifária, estava em esferas superiores da hierarquia de poder. Esses comandos eram diretrizes políticas do executivo, dispositivos

¹⁰ A taxa de retorno esperada do negócio é uma função direta da percepção do risco real do setor pelos investidores.

legais aprovados pelo legislativo ou ordens mandatárias emanadas pelo judiciário. Nessas situações coube ao regulador criar os dispositivos específicos que possibilitaram o cumprimento desses comandos externos ao ambiente regulado. Para Holburn e Spiller, as conseqüências da fragilidade regulatória são bastante previsíveis:

Unless such a regulatory frameworks is credible, though, investments will not be undertaken or, if undertaken, will not be efficient. Investments inefficiencies may arise on several fronts. A first-order effect is under-investment. [...] Second, maintenance expenditures may be kept to the minimum, thus degrading quality. Third, investments may be undertaken with technologies that have a lower degree of specificity, even at the cost of, again, degrading quality. Fourth, up-fronts rents may be achieved by very high prices which, although they may provide incentives for some investment, may be politically unsustainable (2002, p. 467).

Fica evidente que um ambiente com essas características afeta diretamente a rentabilidade das empresas, na medida em que a matriz de custos é recorrentemente modificada pela criação de obrigações não previstas e sem a adequada e, muitas vezes, correspondente cobertura tarifária para suportá-la, recaindo sobre a parcela da receita que cabe à remuneração dos investimentos (retorno sobre o capital investido no negócio), o ônus de suportar essas novas obrigações. Essa é tipicamente uma situação insustentável em um sistema de regulação que pretende operar em um ambiente que induza os agentes ao aumento contínuo da eficiência econômica, através de uma taxa de retorno regulatória que refletisse (em teses) uma condição de mercado de menor risco que em condições de concorrência.

É importante, porém, destacar que a metodologia utilizada pela ANEEL para definição da taxa de remuneração dos serviços regulados de distribuição de energia elétrica é robusta e aplicada em diversos países. Eventualmente, podemos divergir quanto à escolha dos parâmetros técnicos e indicadores econômicos utilizados pela agência como base de dados para o cálculo da taxa de remuneração no Brasil. Mas está correto, metodologicamente, que a taxa de remuneração dos investimentos do negócio regulado considere apenas o risco inerente ao modelo de regulação em uso no país (*price cap*).

O reflexo no risco regulatório provocado pela instabilidade e incerteza produzidas pela ação discricionária e imprevisível do regulador não pode ser acomodado no cálculo da taxa de remuneração do negócio regulado. Em primeiro lugar, seria muito difícil encontrar um mecanismo adequado que fosse capaz de capturar de forma efetiva os reflexos no risco

¹¹ Ver Pinheiro e Giambiagi (2006, p. 189-222) sobre risco e insegurança jurídica no Brasil.

das ações do regulador. Em segundo lugar, qualquer que fosse o mecanismo de medição, esse estaria sujeito a uma severa condição de subjetividade das partes envolvidas. E, em terceiro e último lugar, a ação discricionária e imprevisível do regulador é incompatível com os princípios que sustentam um modelo de regulação por incentivo.

Assim sendo, a solução para o custo imputado pela ação discricionária e imprevisível do regulador passa exclusivamente pela mudança da postura de toda a estrutura institucional do setor, de modo que o comportamento dos agentes componentes da estrutura de poder seja neutro no que se refere ao risco regulatório, garantindo, assim, que a taxa de remuneração definida seja suficiente para atrair os investidores para o negócio.

5.2.2 A Revisão Tarifária como Instrumento de Imposição Regulatória

O primeiro ciclo de revisões tarifárias no Brasil começou no ano de 2003 e representou o maior impacto econômico-financeiro já visto pelas empresas de distribuição de energia elétrica, sendo superado apenas pelos impactos provocados pelo racionamento de 2001, mas que teve um caráter mais estrutural do que institucional. Esse impacto se materializou na medida em que a revisão tarifária apresentou uma nova realidade quanto ao tratamento regulatório da remuneração dos investimentos e reconhecimento de custos inerentes ao serviço para as empresas concessionárias. Esse processo significou uma nova percepção de risco para os investidores, na medida em que introduziu um extenso conjunto de regras para a definição do custo eficiente, do investimento prudente e necessário e da remuneração adequada ao risco do negócio.

Na época da privatização das empresas havia apenas uma cláusula no contrato de concessão que previa que, em um determinado intervalo de anos, a empresa seria submetida a uma revisão e reposicionamento tarifário. Porém, a forma e os critérios para revisão e reposicionamento não estavam estabelecidos naquele momento e não eram parte do conjunto de regras, normas e procedimentos que estavam sendo estabelecidos para o funcionamento do setor elétrico brasileiro sob o novo regime de organização.

Podemos até supor que os desafios que a revisão tarifária significava não foram tratados com a importância que exigiam, dada sua relevância para o setor, até o momento

em que se apresentaram. Esse suposto descaso foi na verdade consequência dos inúmeros eventos importantes que acabaram por ocupar a agenda dos agentes do setor elétrico até meados de 2002, quando as primeiras revisões já estavam em processo. Nos primeiros anos a movimentação dos agentes do setor estava voltada para a reestruturação, que compreendia a privatização das empresas e a reorganização setorial com a criação das leis e instrumentos jurídicos que possibilitassem a implantação das instituições de controle (ANEEL, ONS e MAE¹²), devido ao atraso e ao descompasso entre as reestruturações empresarial e institucional. Quando esse momento já começava a se acomodar, tivemos a crise energética em 2001 que mobilizou todo o setor elétrico brasileiro por quase dois anos, na tentativa de encontrar uma solução de abastecimento para o curto e para o longo prazo simultaneamente. Ou seja, perdeu-se a oportunidade que o período de transição até o primeiro ciclo de revisões tarifárias oferecia para um efetivo aprimoramento das questões que estavam em seu contexto e do desafio que representavam, através da busca de consenso entre regulador, regulado e sociedade, por meio do debate público dos mecanismos técnicos e metodológicos a serem usados e, principalmente, seus reflexos sobre a nova organização do setor.

O que de fato aconteceu foi que a própria ANEEL, entre 2001 e 2002, percebeu o desafio que se afigurava e constatou que o tempo disponível até a primeira revisão¹³ não era suficiente para que todas as medidas necessárias para o processo fossem tomadas, muito menos para que fossem discutidas de forma pública buscando uma solução de consenso. Diante dessa restrição a ANEEL contratou um conjunto de empresas de consultoria, nacionais e internacionais, para que desenvolvessem as metodologias de cada uma das componentes tarifárias que formariam a Parcela B das receitas das empresas.

O desfecho desse contexto sobre os processos de revisão tarifária que se seguiram a partir de 2003 não poderia ser outro senão a insatisfação completa das empresas com a forma que a ANEEL conduziu esse importante episódio da regulação econômica do setor e, principalmente, com os resultados do reposicionamento tarifário. Esse episódio é mais um exemplo do prejuízo que a estrutura organizacional frágil e incompleta impôs ao setor elétrico brasileiro, quando o regulador não percebeu a proximidade do evento relevante no

¹² O MAE foi extinto em 2004 e em seu lugar foi criada a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

¹³ A primeira empresa de distribuição a passar por um processo de revisão tarifária foi a Escelsa em 1999, mas em uma condição muito particular, devido ao seu contrato de concessão ser diferente das demais, em virtude de ter sido a primeira empresa a ser privatizada no setor elétrico brasileiro. Assim, quando nos referimos no texto “às primeiras revisões tarifárias” não estamos considerando nesse

calendário da regulação no Brasil, tendo que utilizar uma proposta metodológica frágil, discricionária e não sustentável sob o aspecto econômico-financeiro.

Esse episódio resultou em uma ruptura no desenvolvimento do segmento de distribuição de energia elétrica, uma vez que modificou de uma vez todo o ambiente regulatório brasileiro. Incertezas e lacunas regulatórias transformaram-se em obrigações da concessão, alternativas de negócios extraconcessão foram usados integralmente para a modicidade tarifária, o regime de remuneração definido não guardava correspondência com a forma como foram precificadas as empresas nos leilões de privatização, ou seja, houve um expressivo aumento da percepção do risco do negócio regulado.

Cabe ressaltar que esse aumento na percepção de risco do negócio regulado estava intrinsecamente associado ao aumento do risco regulatório e esse ao risco da forma de regulação que se estabelecera no país. Em outras palavras até o primeiro ciclo de revisões tarifárias a forma de regulação no Brasil tinha um determinado peso no risco do negócio regulado, que estava vinculado principalmente aos tropeços e atrasos no processo de organização setorial. Mas, a partir da revisão tarifária, o ambiente para as empresas participantes do mercado é modificado na medida em que aumenta fortemente a pressão regulatória sobre os itens gerenciáveis (Parcela B) que compõem as tarifas finais, impondo uma severa restrição às expectativas de retorno dos investidores e aumento das obrigações da concessão.

O primeiro ciclo de revisões tarifárias foi marcado pela imposição, por parte do regulador, de uma abordagem metodológica não testada e em alguns casos conduzida exclusivamente pelos consultores contratados, pois o corpo técnico da agência não estava preparado na época para essas inovações. Três dessas metodologias se destacaram como as que mais conflitos e controvérsias provocaram, são elas: (i) base de ativos remunerável ou base de remuneração regulatória, (ii) empresa de referência, e (iii) perdas de energia.

Muitos dos conflitos entre regulador e regulado iniciados a partir das primeiras revisões tarifárias ainda hoje não encontraram solução, pois foram levadas aos tribunais e aguardam julgamento definitivo. Em virtude disso, paira ainda hoje a possibilidade de que os resultados do primeiro ciclo tenham que ser totalmente revistos pela ANEEL, caso a justiça dê parecer favorável ao pleito das empresas.

a) Base de Remuneração Regulatória

As regras da Resolução ANEEL 493/2002, que definiu a forma de apuração e validação dos ativos remuneráveis das distribuidoras, foi, sem dúvida, o ponto de maior conflito entre o regulador e as empresas concessionárias. Objeto inclusive de ação judicial patrocinada por um grupo significativo das empresas de distribuição do país contra essa metodologia.

A base de remuneração regulatória, como o próprio nome já diz, trata-se da base sobre a qual será calculada a remuneração dos investimentos realizados no serviço de distribuição, ou de outra forma, o lucro que as distribuidoras poderão auferir na prestação do serviço.

A base de remuneração é obtida pela soma do valor de cada bem ou equipamento em uso na rede de distribuição de energia, ou seja, o valor final é uma função da quantidade de bens e equipamentos e do valor associado a cada um. Partindo desse conceito a ANEEL definiu uma metodologia para quantificar esses bens e valorá-los em uma determinada data.

Acontece que essa abordagem não guardou nenhuma correspondência com os critérios que definiram os valores pelos quais as empresas haviam sido adquiridas nos leilões de privatização. Na ocasião da venda das empresas, era estabelecido um preço mínimo com base no cálculo do fluxo de caixa descontado, e as empresas habilitadas a participar dos leilões partiam desse valor para estabelecer o seu lance de compra. Independentemente do valor efetivamente pago pelo vencedor, com ou sem ágio, era razoável acreditar que a base de remuneração na revisão tarifária seria fixada a partir do valor econômico mínimo definido no leilão de venda da empresa. Esse valor econômico mínimo no momento do leilão representava o valor que o vendedor (União e estados) entendia valer a empresa naquele momento e nas condições em que ela se encontrava, em outras palavras, era o valor de mercado da empresa. E foi nessas condições que os investidores fizeram a avaliação econômico-financeira e decidiram por entrar no negócio de distribuição de energia no Brasil.

No momento em que a ANEEL estabeleceu a metodologia de base de remuneração a partir do valor dos bens e equipamentos para a definição da remuneração permitida do negócio de distribuição, foi rompido o princípio do equilíbrio econômico-financeiro dessas concessões. A análise dessa questão pela ótica da racionalidade financeira e segurança institucional nos mostra que o problema todo está centrado na mensuração e definição do risco do negócio no momento da decisão de investir ou não, com base no retorno potencial esperado. A proposta de venda das empresas e o valor inicial definido pelo governo foi o

ponto de partida para que os agentes de mercado, investidores privados convidados a participar desse mercado, definissem as estratégias empresariais e o interesse em investir na distribuição de energia no Brasil. Quando a ANEEL definiu uma metodologia para determinar a remuneração dos serviços de distribuição diferente do critério utilizado para definir o valor econômico mínimo das empresas, criou uma situação, muito conhecida através de um provérbio popular, em que tínhamos “dois pesos e duas medidas” para uma situação em que só poderia haver “um peso e uma medida”. Em outras palavras, os investidores adquiriram nos leilões o direito de explorar uma concessão por um determinado valor, estabelecido pelo governo, mas, no momento seguinte quando se dá o reposicionamento tarifário, o valor dessa concessão para fins de remuneração do investimento realizado é determinado por um mecanismo completamente diferente.

Independentemente do critério para definição da remuneração do serviço regulado, é necessário que o mercado regulado opere em um ambiente de segurança jurídica e estabilidade institucional. A proposição da ANEEL, em definir a remuneração a partir do custo de reposição do ativo em serviço das concessionárias, acabou por violar o princípio do equilíbrio econômico-financeiro ao introduzir um mecanismo de remuneração dos investimentos realizados diferente daquele usado para estabelecer o valor inicial que balizou a entrada da iniciativa privada no negócio.

Além disso, outra característica importante na definição da base dos ativos remuneráveis foi a forma confusa, subjetiva e pouco clara com a qual o regulador conduziu e definiu os critérios que balizaram esse processo. Foram vistos problemas de todas as ordens, mas o principal é que se partiu para uma abordagem que exigia um determinado padrão de controle e gestão dos ativos que nunca havia sido exigido das empresas em nenhum momento pretérito. Ou seja, as concessionárias tiveram grandes dificuldades internas em atender a essa demanda do regulador, que, por sua vez, não deu a necessária transparência que o processo exigia. Além disso, os custos para a adequação dos sistemas de controle patrimonial para essa finalidade foram significativos se considerarmos o resultado obtido.

Não se está aqui criticando a metodologia de remuneração dos investimentos com base no valor atual dos ativos em serviço da concessão ou o fluxo de caixa descontado, como mais ou menos adequado para esse fim, mas apontando que, independentemente do método, é preciso que se tenha coerência e transparência no trato das questões que envolvem o mercado regulado. Se o regulador entende que o método de remuneração pelo valor atual dos ativos é o mais adequado, esse deveria ter sido utilizado para precificar as

empresas no momento da venda nos leilões, o que não teria provocado nenhum tipo de ruptura na percepção de risco do negócio de distribuição de energia elétrica.

b) Empresa de Referência (*Yardstick Competition*)

O conceito de empresa de referência é uma metodologia utilizada em vários sistemas de regulação por incentivo e tem por finalidade estabelecer o valor eficiente dos custos de operação e manutenção¹⁴ dos serviços regulados sob concessão e em regime de *price cap*. Essa abordagem, também conhecida por Regulação por Gabarito ou *Yardstick Competition*, é apresentada por Shleifer como uma alternativa para que firmas que operem em monopólio sejam incentivadas a reduzir seus custos de operação:

The efficacy of using costs of comparable firms as indicators of a firm's potential is best illustrated for "identical" firms, which the regulator can expect to be able to reduce costs at same rate. By relating the utility's price to the costs of firms identical to it, the regulator can force firms serving different markets effectively to compete. If a firm reduces costs when its twins firms do not, it profits; if it fails to reduce costs when other firms do, it incurs a loss. To use the scheme, the regulator does not need to know the cost reduction technology; the accounting data suffice to achieve efficiency. Even in the case of heterogeneous firms, yardstick competition is likely to compare favorably with cost-of-service regulation, and it actually attains the social optimum if heterogeneity is accounted for correctly (1985, p. 320).

Yardstick competition describes the simultaneous regulation of identical or similar firms. Under this scheme the rewards of a given firm depend on its standing vis-à-vis a shadow firm, constructed from suitably averaging the choices of others firms in the group. Each firm is thus forced to compete with its shadow firm. If firms are identical, or if heterogeneity is accounted for correctly and completely, the equilibrium outcome is efficient (1985, p. 326).

Devido a essas características um dos pressupostos principais que se exige para sua aplicação é que o sistema de regulação esteja maduro e em equilíbrio, de modo que as empresas estejam adaptadas à sistemática de precificação de suas despesas correntes por um critério exógeno à realidade da firma. É precisamente a característica de ser independente da realidade de custos praticada pela firma que exige um ambiente maduro e estável, para que os parâmetros exógenos sejam estabelecidos de forma transparente e permitam que as empresas mais eficientes em sua gestão interna sejam premiadas e as

¹⁴ Os custos de operação e manutenção no setor elétrico correspondem às despesas que a prestação do serviço imputa à concessionária, englobando os gastos com pessoal (P), materiais (M), serviços de terceiros (S) e outras despesas (O).

menos eficientes penalizadas de forma isonômica, guardadas as particularidades que individualizam cada concessão¹⁵.

A regulação por gabarito implica introduzir a concorrência em uma situação de mercado de uma só firma, induzindo-a a um comportamento eficiente como se estivesse em concorrência perfeita. A idéia da empresa de referência é introduzir a disciplina de mercado por meio de uma comparação do desempenho entre firmas semelhantes em diferentes mercados ou modelos eficientes. Essa alternativa é especialmente atrativa quando as agências reguladoras lidam com monopolistas distribuidores locais, tais como empresas de água, saneamento, distribuição de energia elétrica, ou quando a indústria é composta de muitos monopólios regionais e as condições de custos não são conhecidas pelo regulador. O conceito de empresa de referência é um mecanismo regulatório que visa introduzir mecanismos de incentivos às empresas monopolistas e de mimetizar a competição, disponibilizando à agência reguladora um padrão de avaliação relativo de desempenho das firmas, permitindo, assim, comparar monopólios regionais em condições semelhantes.

Porém, no primeiro ciclo de revisões tarifárias a ANEEL ignorou o pré-requisito da maturidade e estabilidade e decidiu por utilizar essa metodologia na definição dos custos de operação e manutenção das empresas de distribuição de energia elétrica do Brasil. Segundo a agência, esse método apresentava como vantagem a possibilidade de independência do regulador em definir quais eram os custos inerentes ao serviço e o nível aceitável sob o ponto de vista de eficiência regulatória, comparativamente a outros métodos que levavam em conta a realidade particular de cada concessão. Nas palavras da própria ANEEL, esse método é "não invasivo" às empresas.

A metodologia de empresa de referência é utilizada em várias outras experiências de regulação pelo mundo, caracterizando-se pela complexidade na construção do modelo de referência devido à necessidade de reproduzir de forma completa todas as atividades, os recursos (pessoal, materiais e equipamentos) e os tempos de execução, ou seja, reproduzir a empresa de forma coerente, completa e adequada com parâmetros de custo e infraestrutura regulatórios.

Em um ambiente ainda de transição para uma nova forma de organização das empresas, em que muitas ainda são estatais, essa escolha trouxe grande incerteza e preocupação para as concessionárias e teve como resultado todos os tipos de situações, empresas muito prejudicadas com níveis de custo regulatório abaixo da sua necessidade e

¹⁵ Ver abordagem completa da teoria sobre *Yardstick Competition* em Shlefer (1985).

empresas favorecidas com níveis tarifários acima da necessidade. Essa situação acabou por se configurar devido a uma série de fatores que foram se sucedendo no período de preparação para o primeiro ciclo de revisões tarifárias. Em primeiro lugar a ANEEL teve problemas com o atraso na preparação dos requisitos necessários às revisões tarifárias que se iniciavam em 2003, o que limitou a capacidade dos consultores em desenvolver modelos que fossem representativos da diversidade regional do Brasil¹⁶. Em segundo lugar, o mercado fornecedor para o setor elétrico no Brasil ainda carece de maior desenvolvimento para que atinja o nível adequado de competitividade e flexibilidade, permitindo que se possa medir com um grau mínimo de precisão o que são custos eficientes e o que não são. O mercado fornecedor ainda é, em muitos casos, regionalizado. Em terceiro lugar, o serviço de distribuição de energia elétrica exige estruturas robustas de pessoal e equipamentos para os processos operacionais de atendimento ao consumidor em toda a área de concessão. Contudo, há que se considerar a relativa resistência desses processos a mudanças muito rápidas, devido ao risco de colapso do serviço que podem representar. De fato as mudanças mais importantes foram principalmente nos processos de gestão corporativa e tecnológica, que afetam em menor medida a estrutura de custos nos processos e atividades junto a rede elétrica e aos consumidores. E, por fim, a agência também não tinha experiência e preparo suficientes para atender aos desafios que essa escolha representava, tanto que outra reclamação quase unânime das empresas durante o processo de discussão da revisão tarifária foi a falta de transparência do regulador e a impossibilidade de reprodução pelas empresas dos valores que eram definidos pela ANEEL.

A constatação que resta da análise desse processo é que ele contribuiu pouco para o amadurecimento da regulação econômica no país, resultando em valores distorcidos que beneficiaram sobremaneira os consumidores de algumas concessionárias e penalizaram outros, situação totalmente incoerente com os princípios e pressupostos do modelo de regulação que se pretendia introduzir nos segmentos de distribuição de energia.

c) Perdas de Energia

O cálculo das perdas de energia é outra das variáveis determinantes do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica, pois se trata do parâmetro que define a parcela de custos que cobre as despesas incorridas devido às perdas de energia. As

¹⁶ Um exemplo claro dessa limitação foi a abordagem utilizado para o tratamento dos custos de pessoal nos modelos de empresa de referência, que utilizou uma média dos salários com base em

perdas de energia correspondem à diferença entre a quantidade de energia que entra no sistema de distribuição (suprimento) e a quantidade de energia medida nos pontos de consumo (fornecimento). Em um sistema de distribuição as perdas têm duas origens básicas, as perdas técnicas e as perdas comerciais¹⁷. A primeira é resultado da resistência que o condutor (cabo elétrico) oferece à passagem da corrente elétrica, transformando parte da energia de suprimento em calor pelo aquecimento dos cabos. A segunda decorre das imperfeições na medição do consumo, seja por falha de equipamento, fraude de medidores ou ligação clandestina de consumidores.

Assim sendo, as perdas impõem custos às empresas de distribuição, pois a energia dissipada na forma de calor nos condutores ou consumida de forma irregular não é faturada, não produz receita, mas deve ser paga ao supridor (gerador), uma vez que foi consumida. Ou seja, quanto maiores as perdas da distribuidora, maior o custo com compra de energia que seus consumidores terão de suportar, independentemente do consumo.

É nesse contexto que as perdas de energia tornam-se variáveis importantes no processo de revisão tarifária, pois parcela relevante dos custos de energia da distribuidora está a elas associado. E de forma semelhante aos itens discutidos acima, as perdas são também um ponto de complexa definição, tanto as técnicas como as comerciais, suscitando margem para diversas interpretações com resultados dos mais variados. Cabe ressaltar que os especialistas no tema perdas técnicas têm mecanismos e métodos bastante eficazes na mensuração desses valores, enquanto que as perdas comerciais são estimativas, afinal de contas, se as empresas as conhecessem não seriam mais perdas.

Nesse item, porém, assim como nos anteriores, o regulador utilizou novamente o poder discricionário no momento de definir o patamar de perdas de cada uma das empresas. Mas, diferente dos itens discutidos acima, para as perdas o regulador não ofereceu nenhuma plataforma metodológica que subsidiasse a sua decisão, arbitrando o valor que seria adequado para as características de rede de cada concessionária. Situações dessa natureza mostram de que forma foi-se construindo a insegurança jurídica que acabou por caracterizar esse período pós-reformas regulatórias para o setor elétrico brasileiro, na medida em que parâmetros reais que afetam o equilíbrio econômico-financeiro das concessões passam a ser definidos sem uma fundamentação técnica adequada que suporte tais decisões.

uma pesquisa salarial realizada em algumas capitais, quando é notório que o Brasil apresenta significativas diferenças salariais para cargos e funções similares conforme a região do país.

¹⁷ A ANEEL prefere chamar as perdas comerciais de perdas não-técnicas.

d) Os Reflexos da Revisão Tarifária para o Ambiente Regulatório

De modo geral o episódio do primeiro ciclo de revisões tarifárias significou um rompimento com as condições iniciais da época em que se desenhou o novo modelo do setor elétrico e nas quais as empresas foram privatizadas. Esse rompimento se deu pela forte sinalização dada pelo regulador de que o ambiente regulatório brasileiro seria hostil no que se refere ao retorno econômico para as empresas e rigoroso em relação às obrigações e à qualidade do serviço. Essa insegurança jurídica e arbitrariedade praticados pelo Estado estão evidenciados em Pinheiro e Giambiagi:

[...] em um momento inicial se estabelece um conjunto de regras; com base nele, um agente privado decide se um investimento é ou não rentável; se o investimento é feito, o agente privado fica em certo grau preso a ele e não pode voltar atrás sem sofrer alguma perda; sabedor disso, o Estado pode mudar as regras, *ex-post*, a seu favor, abocanhando um pedaço maior do excedente gerado pelo investimento realizado [...] (2006, pág. 190).

Pelo lado do regulador encontramos como argumentos que sustentam a configuração desse cenário mais severo para as empresas a necessidade de criar as condições para a implantação de um modelo de regulação econômico efetivo e que propiciasse o aumento da eficiência e a modicidade tarifária. De fato, esse compromisso e comportamento é o principal objetivo de um regulador, porém é, também, seu dever garantir a estabilidade do mercado regulado de modo que o abastecimento futuro não seja comprometido por mudanças de regras não sustentáveis ou que ameacem a confiança dos agentes quanto à adequada remuneração dos investimentos. Em outras palavras, é necessário que as condições prévias em que foram estabelecidos os contratos de concessão sejam mantidas de modo a garantir o equilíbrio econômico-financeiro.

É notório na análise dos processos de revisões tarifárias, se observarmos com atenção as manifestações das empresas, às respostas do regulador e os resultados finais, que algumas características se repetiram, em maior ou menor grau de empresa para empresa, permitindo que se tenha um perfil do comportamento do regulador *vis-à-vis* ao modelo de regulação econômica que deveria sustentar suas decisões. Em primeiro lugar se destaca a falta de transparência com que foi conduzido o processo da revisão tarifária. As metodologias disponibilizadas na época não eram suficientemente completas e não permitiam às empresas reproduzir internamente os valores apresentados pelo regulador durante o processo da revisão tarifária. Em segundo lugar, a utilização de mecanismos de avaliação e valoração dos ativos e processos operacionais não suficientemente testados e adaptados à realidade das empresas brasileira, caso das metodologias de empresa de

referência e validação dos ativos remuneráveis. Em terceiro lugar, a exigência de sistemas de controle e gestão patrimonial com padrão de exigência que as empresas não estavam em condições de atender na íntegra, pois, avançavam no nível de detalhes que estavam disponíveis nos sistemas existentes na maioria das distribuidoras e, que até aquela data, nunca haviam sido necessários para a operação e controle eficiente das empresas. Em quarto lugar, a definição de parâmetros sem correspondência com a realidade de custos da área de concessão das empresas, baseando-se em dados comparativos com outras empresas sem o devido aprofundamento técnico que tais questões mereciam.

Tabela 3

Valor das bases de remuneração regulatórias – BRR das principais distribuidoras:

Empresa	Valor Provisório definido p/ ANEEL *	Deságio aplicado para definição do valor provisório **	Custo Corrente calculado p/ ANEEL ***	Valor final homologado p/ANEEL ****	Diferença entre o custo corrente e a BRR homologada	
	(R\$ mil)	%	(R\$ mil)	(R\$ mil)	%	(R\$ mil)
CEMIG	4.837.778	20%	6.047.223	4.395.430	72,7%	1.651.792
Light **	4.982.060	0%	4.982.060	4.320.594	86,7%	661.466
Coelba	2.098.484	20%	2.623.105	2.033.576	77,5%	589.530
AES Sul (CEEE-CO)	764.579	20%	955.724	670.834	70,2%	284.889
RGE (CEEE-NNE)	889.678	20%	1.112.097	833.012	74,9%	279.085
CPFL	2.605.204	20%	3.256.505	2.217.543	68,1%	1.038.962
Enersul	751.658	35%	1.156.396	781.534	67,6%	374.862
CEMAT	725.658	30%	1.036.654	690.591	66,6%	346.063
Cosern	457.804	20%	572.256	418.249	73,1%	154.007
Coelce	998.118	20%	1.247.648	925.823	74,2%	321.825
Eletropaulo Metrop.	5.242.509	10%	5.825.010	4.770.568	81,9%	1.054.443
Elektro	1.709.110	0%	1.709.110	1.601.659	93,7%	107.451
Bandeirante	1.676.201	0%	1.676.201	1.265.715	75,5%	410.486
TOTAL	27.738.841	14%	32.199.989	24.925.127	77,4%	7.274.862

Fonte: Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica.

Observações: (*) Valor provisório com base na atualização das ativos por IGPM.

(**) Índice aplicado sobre o valor dos ativos atualizados por IGPM para definir a BRR provisória

(***) Valor do ativo imobilizado atualizado pelo IGP-M até a data da revisão tarifária.

(****) Valor definitivo com base nos critérios da Resolução ANEEL 493/2002.

Em resumo, o processo como um todo foi conduzido com elevado grau de discricionariedade por parte do regulador em um conjunto significativo de parâmetros importantes na definição dos valores a serem reconhecidos como necessários e pertinentes para a prestação do serviço, caracterizando, em muitas situações, o viés para que os valores fossem definidos em patamares abaixo do que se fazia necessário para manter o equilíbrio econômico-financeiro nas condições verificadas anteriormente ao processo da revisão tarifária. O resultado das BRR's das principais distribuidoras do país demonstra, em parte,

esse comportamento, quando, em média, os valores finais ficaram 22,6% abaixo do valor dos ativos atualizados pelo IGPM, conforme Tabela 3.

Tal condição de fechamento dos processos de revisão tarifária teve profundo impacto no ambiente regulatório do país, uma vez que modificou sobremaneira a condição de remuneração do segmento de distribuição de energia elétrica, significando uma nova condição de risco do negócio regulado que até aquela data não estava precificado pelos investidores que passaram a operar as empresas. Esse aumento da incerteza está sustentado na percepção de que não havia estabilidade das regras do negócio e que o regulador tinha em suas mãos poderes para modificar o contexto de inserção dos agentes no mercado, as condições de remuneração e as obrigações na prestação do serviço.

O interesse de investidores no setor elétrico brasileiro foi fortemente afetado a partir desses eventos, empresas foram reestruturadas, outras vendidas, investidores abandonaram o setor elétrico, entre outros fatores relevantes. O setor elétrico brasileiro passou a se organizar de uma outra forma a partir da percepção de que o risco do negócio e, principalmente, a capacidade de remunerar o investimento realizado estavam claramente colocados em patamares inferiores ao que se pensava na época das privatizações das empresas.

5.3 O Impacto das Políticas Tarifárias

Há que se considerar concomitantemente ao impacto dos resultados da revisão tarifária sobre o ambiente regulatório do setor elétrico brasileiro o peso e as conseqüências que um conjunto de políticas tarifárias que foram levadas a cabo pelo governo e seus agentes após a reestruturação do setor. Esse conjunto de políticas veio no sentido de atender interesses sociais ou de grupos específicos de agentes, fruto de decisões políticas geridas no Congresso Nacional sem necessariamente uma justificativa técnica sustentável. Em linhas gerais essas decisões trouxeram inúmeros desequilíbrios e desajustes na estrutura de tarifas e, em algumas situações, comprometendo a condição de equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras.

É importante destacar nesse sentido que essas iniciativas exógenas ao contexto técnico e econômico do negócio de distribuição de energia elétrica acabam por aumentar o risco do negócio, na medida em que provocam distorções tarifárias, onerando determinados consumidores em benefício de outros, e imputam obrigações adicionais às empresas.

No que se refere aos subsídios tarifários, essa é uma prática no setor bem mais antiga que a reforma regulatória, contudo algumas situações foram modificadas em anos mais recentes que trouxeram impactos importantes na repartição dos custos entre as categorias de consumidores, aumentando progressivamente o benefício de alguns em detrimento de outros.

Quanto ao aumento das obrigações, trata-se de uma situação mais grave uma vez que ampliou o conjunto de obrigações da concessão *vis-à-vis* a condição de partida estabelecida no momento da assinatura dos contratos de concessão. É importante, nesse sentido, entender que essas obrigações normalmente estão associadas à qualidade do atendimento e à expansão do sistema, e que a revisão ou aumento do escopo das metas imputou às empresas um aumento da necessidade de investimentos anuais. Essa condição exige uma reprogramação da gestão financeira no curto prazo de modo a acomodar essas necessidades adicionais, o que nem sempre é possível com baixo custo.

Recentemente a ANEEL tem sinalizado, através de algumas medidas, a intenção de reconhecer o impacto dessas novas diretrizes sobre o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, na medida em que tem proposto mudanças em algumas regras que atenuem os efeitos financeiros dessas novas obrigações sobre o fluxo de caixa das empresas. Mas essas diretrizes não corrigem as distorções provocadas, apenas reconhecem o impacto financeiro para as empresas, repassando às tarifas dos consumidores o custo correspondente.

5.3.1 Encargos e Obrigações Regulatórias

A tarifa de energia tem sido um instrumento amplamente utilizado pelos sucessivos governos no Brasil para financiar diversas políticas e programas de cunho político-social. As formas são as mais variadas possíveis, desde a mais simples como o estabelecimento de um

novo encargo para financiar um determinado programa até os subsídios intratarifários, em que algumas categorias suportam um custo adicional para que outras possam ter acesso à rede elétrica a um valor inferior ao custo do serviço.

Essa prática é corriqueira entre as políticas tarifárias, e a reestruturação do setor com a reforma regulatória não conseguiu amenizar esse problema. Convivemos a décadas com encargos como CCC e RGR e subsídios diretos à eletrificação rural e a consumidores de baixa-renda. Porém, nos últimos anos houve um expressivo aumento nesses encargos e obrigações regulatórias, especialmente incentivos à geração através de fundos de financiamento, garantia de contratação e subsídios tarifários.

Essa tendência é uma das razões para a Parcela A das tarifas de energia ter aumentado significativamente mais do que a inflação medida no período, como veremos mais à frente. Além disso, temos que questionar a pertinência desses programas frente ao custo que impõe, pois uma análise mais cuidadosa mostra que nem sempre os benefícios produzidos compensam os custos que imputam aos consumidores e às empresas de distribuição de energia elétrica.

Assim sendo, escolhemos alguns desses encargos e obrigações regulatórias para demonstrar o quão grave é essa questão no custo final da energia elétrica e a necessidade de uma ampla discussão sobre esses custos para que possamos avaliar se seus resultados trazem benefícios para toda a sociedade ou apenas garantem ou mantêm benefícios a grupos específicos politicamente articulados.

a) Tarifa Social para Consumidores de Baixa-Renda

Também conhecido por “tarifa social”, tem por finalidade oferecer a consumidores com pequeno poder aquisitivo o acesso aos serviços de eletricidade, propiciando uma melhor condição de vida e inclusão social a essa parcela da população, através de uma tarifa de energia elétrica inferior ao seu custo real. Independentemente do papel social que essa política tenha, duas questões são importantes nesse contexto: (i) o mecanismo pelo qual é definido se um consumidor tem ou não direito à “tarifa social”; e (ii) a forma de compensação do subsídio, quem ou como ressarcir a empresa por essa prática social.

Quanto ao primeiro ponto, o benefício inicialmente era dado em função do consumo da unidade consumidora. Ou seja, se a média do consumo em um determinado período fosse inferior a um patamar estabelecido, esse consumidor estaria apto a usufruir do benefício tarifário. Ou seja, esse critério não guarda nenhuma correspondência formal com a

real condição sócio-econômica da família moradora da unidade consumidora. Atualmente existem propostas de mudança nessa situação, em que para parte desses consumidores será necessário comprovar que a família é participante de um dos programas de apoio social do governo, como forma de comprovar sua condição sócio-econômica. Para os demais, continuará sendo utilizado o critério da média de consumo como parâmetro. Porém, como essa regulamentação tem sofrido recorrentes postergações, pois análises do impacto indicam que uma parcela significativa dos beneficiados perderiam o desconto, hoje se mantém válido apenas o critério do consumo médio para que se estabeleça o direito ao benefício da “tarifa social”.

No que se refere ao segundo ponto, existem hoje duas situações distintas a esse respeito, uma vez que a legislação que regulamenta esse benefício foi modificada em 2002 (Brasil. Decreto nº 4.538, 2002; Brasil. ANEEL. Resolução nº 116, 2003), mantendo os critérios de compensação anteriores e criando uma nova condição para o conjunto de consumidores que passou a receber o benefício. Na situação antiga encontram-se aqueles consumidores que já possuíam o benefício anteriormente à mudança da legislação, quando o subsídio que auferiam era suportado pelos demais consumidores da classe residencial da concessionária. Para os consumidores que passaram a ter o benefício com a mudança da legislação, o ressarcimento passou a ser feito através de repasses mensais do governo às empresas, no valor correspondente ao valor do desconto dado a esse segundo conjunto de consumidores.

A fonte de recursos para suportar essa transferência mensal para as empresas tem origem em um encargo setorial¹⁸, criado para essa e outras finalidades, imputado a todas as distribuidoras de energia elétrica do país e repassado a todos os consumidores através das tarifas. Ou seja, de fato o subsídio é suportado pelo conjunto de consumidores da distribuidora, apenas não de forma direta e explícita como na situação inicial. Esse incremento da política social através das tarifas de energia elétrica resultou em um aumento das tarifas de energia elétrica em todo o país, pois os custos desse encargo são rateados a todas as empresas do Brasil, independentemente da quantidade de consumidores habilitados ao benefício da “tarifa social” que cada concessionária possui.

¹⁸ CDE – Conta de Desenvolvimento Energético.

b) Programas de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética – PEE

Foi introduzida nos contratos de concessão, a partir da reestruturação do setor, a obrigatoriedade das concessionárias de investirem anualmente o valor correspondente a uma centésima parte (1%) da receita líquida anual das empresas em programas de pesquisa, desenvolvimento e eficiência energética no setor elétrico brasileiro.

Esses valores são integralmente repassados às tarifas dos consumidores finais da concessionária, pois a concepção por trás dessa obrigação é que esse custo traria benefícios para as empresas em eficiência e racionalidade na operação superior ao valor invertido nos projetos. É, então, fundamental que o regulador tenha a preocupação de medir a real eficácia desses projetos, considerando a soma de recursos envolvidos anualmente nesse propósito. Pois uma vez que, eventualmente, esses projetos não estejam retornando em aumento de eficiência e redução de custos para as empresas, de modo que possam ser capturados na próxima revisão tarifária e compartilhados pelos consumidores através da modicidade tarifária, esses recursos transformam-se única e exclusivamente em custos que oneram as tarifas.

Assim sendo, é fundamental que o regulador tenha a capacidade de avaliar com profundidade o conjunto das propostas dos projetos, sua relevância, ineditismo e o benefício material proporcionado, considerando o custo que imputam às tarifas dos consumidores, evitando que se tornem apenas um encargo oneroso.

c) Universalização

O Programa de Universalização do acesso a energia elétrica trata-se de uma política social que tem como objetivo levar os serviços de eletricidade a toda a população brasileira até 2008, por isso o nome de universalização ou “luz para todos”, como é difundido o programa na propaganda institucional do governo brasileiro.

A universalização surgiu de uma mudança na legislação que regulamentava a obrigatoriedade da concessionária em realizar obras de expansão de rede para o atendimento de consumidores que solicitam o acesso onde ainda não existe a rede elétrica. Pela regra anterior essa responsabilidade era compartilhada entre a concessionária e o solicitante, ou seja, cada um arcava com uma parte do custo da obra, definido segundo o critério estabelecido nessa regulamentação específica. Esse mecanismo de compartilhamento tinha uma finalidade muito importante, na medida em que o regime de remuneração anterior era pelo custo do serviço, pois evitava o investimento em áreas onde não houvesse

demanda. Ou seja, em tese contribuía para uma tarifa menor. Em outras palavras, a obrigatoriedade no atendimento das solicitações de ligação sempre existiu no segmento de distribuição, porém com o mecanismo anterior a iniciativa não era da concessionária e sim do consumidor, que deveria estar disposto a arcar com parte do custo do investimento.

Com a nova regra a obrigação pelo investimento associado às solicitações de novas ligações passou a ser integralmente da concessionária, o que trouxe uma importante mudança no contexto dessa relação, na medida em que a decisão do consumidor não lhe imputa mais nenhuma responsabilidade. Mas a mudança na legislação trouxe uma obrigação adicional às empresas, na medida em que foram definidas metas de universalização para cada uma das distribuidoras do país, com base nos dados do Censo 2000 que apontavam a quantidade de pessoas sem acesso à energia elétrica em cada município. Ou seja, as empresas deveriam fazer os investimentos independentemente da solicitação ou interesse dessas pessoas.

Reconhecemos o papel de inclusão social e acesso à cidadania que programas desse tipo possibilitam, mas o nosso ponto de análise é o custo que significam para as empresas, em primeira instância, e para seus consumidores na seqüência, na medida em que esses custos serão repassados às tarifas. O Brasil apresenta situações muito distintas quanto à eletrificação regional, em que os Estado do Sul e Sudeste apresentam índices próximos a 100% e os estados do Nordeste, Norte e Centro-Oeste têm importantes passivos de atendimento. Nesses casos das regiões com passivos de atendimento relevantes, as estimativas do impacto tarifário apontam que será muito difícil acomodar nas atuais tarifas praticadas nessas regiões os custos resultantes desses programas de expansão da rede elétrica.

É importante salientar que esses pontos ainda não atendidos em uma área de concessão são exatamente aqueles em que o custo da rede elétrica é significativamente mais elevado que o custo médio, tanto para construção quanto para manutenção, em virtude da capacidade de retorno desses consumidores, baixo consumo e dificuldade de acesso. Assim sendo, inexoravelmente programas dessa natureza resultarão em significativos aumentos tarifários em um futuro próximo, pois implicam na operação com um custo muito superior ao custo médio das operações atuais das empresas.

Essa nova obrigação que se colocou teve profundo impacto na gestão financeira de muitas empresas, especialmente daquelas com passivos de atendimento mais relevantes, na medida em que levou a um patamar mais elevado o nível de investimento programado das

concessionárias a partir de 2003, sem que houvesse uma contrapartida na receita para suportar essa nova demanda financeira.

5.3.2 O Realinhamento Tarifário e os Subsídios

Quando nos debruçamos sobre a matriz tarifária aplicada aos consumidores brasileiros atualmente, nos deparamos com um universo extremamente variado e complexo, resultado de um conjunto de decisões que foram criando, de forma cumulativa, diferenciações tarifárias dos mais variados tipos e motivações. De modo geral, cada uma dessas diferenciações, ou subsídios, tem como origem uma decisão política que procurou criar condições mais favoráveis para uma determinada atividade.

Os subsídios mais comuns e presentes em todo o território nacional são aqueles que beneficiam a produção rural, seja diretamente ao produtor, através de cooperativas de eletrificação rural ou ao consumo associado à irrigação das lavouras, e os serviços públicos de água e esgoto. Porém, existem outros subsídios que não encontram nenhuma justificativa técnica ou econômica para a sua existência, como as tarifas praticadas a um conjunto específico de distribuidoras de energia, classificadas como "pequenas", por terem mercado inferior a um determinado patamar.

A questão dos subsídios é importante porque essa política implica no acúmulo de distorções tarifárias entre tipos e classes de consumidores, o que resulta em sinais econômicos equivocados e distorcidos quanto à alocação eficiente dos recursos.

Desde a década de 1970 até recentemente as tarifas de energia elétrica foram utilizadas como instrumentos de desenvolvimento da indústria nacional, na medida em que se institucionalizou um subsídio cruzado entre os consumidores de energia elétrica de baixa tensão, predominantemente de consumo doméstico, em benefício dos consumidores de alta tensão, cujo o consumo é basicamente para a produção industrial. Mas em 2002 essa condição foi modificada, com o Decreto nº 4.562 de 31 de dezembro¹⁹ foi estabelecido o

¹⁹ Ver também Decreto nº 4.667, de 04/04/2003, Resolução do CNPE nº 12, de 17/09/2002, e Resolução ANEEL nº 666, de 29/09/2002.

realinhamento²⁰ tarifário em todo o território nacional. A nova política tarifária pretendia que a energia elétrica custasse para os consumidores o seu real custo, independentemente da finalidade para o qual a usassem. A diferenciação no preço existiria apenas no custo de rede necessária até o ponto de entrega desejado pelo consumidor. Na prática, o realinhamento significou um aumento das tarifas muito acima dos índices médios de reajuste a partir de 2003 para o segmento produtivo da economia e uma redução, que passou despercebida, para a grande massa dos consumidores residenciais.

O principal efeito perceptível do realinhamento das tarifas de energia elétrica foi o custo adicional que impôs ao setor produtivo nacional. No mercado interno houve o repasse desse aumento para os preços finais dos produtos, ou seja, o custo para a sociedade em geral apenas mudou de forma, ao invés de pagar na conta de energia passamos a pagar na gôndola do supermercado. Porém, o efeito mais perverso, sem dúvida, foi no segmento exportador da indústria nacional, que sem condições de repassar esse aumento do custo para os preços, perdeu competitividade no mercado internacional.

Os fatos são esses e suas conseqüências também, há que se salientar que tivemos alguns atenuantes nesse processo, como a forma escalonada ao longo de cinco anos em que se deu o realinhamento tarifário, o fato de a energia elétrica ser um insumo relevante para um grupo pequeno de segmentos industriais e, por último, a saudável idéia de que se o produto é o mesmo que custe igual para todos, sem transferências econômicas.

Diante do contexto acima, o ponto que pretendemos discutir nesse tópico é a forma como a regulação do setor elétrico brasileiro tem sido conduzida, sem uma preocupação com a imparcialidade e isonomia no trato de questões importantes como a forma eficiente de alocação dos custos para os diversos segmentos da sociedade, pois como vimos houve uma deliberada decisão de acabar com os subsídios tarifários entre classes consumidoras. Mas, como veremos na seqüência, essa decisão não foi irrestrita, pois dispositivos legais mais recentes criaram novas condições de subsídios. Porém, essas novas muito mais perversas, pois permitem que convivamos com distorções tarifárias entre empresas de mesmo segmento industrial ou comercial.

Novamente nos deparamos com a fragilidade do marco regulatório brasileiro à interferência externa de grupos de interesse ou de uma percepção mais apurada da importância que decisões sobre política tarifária têm sobre a economia do país. Em primeiro

²⁰ O termo realinhamento tarifário surgiu da idéia de que esse processo acabaria com o subsídio cruzado existentes entre as tarifas de alta e baixa tensão, colocando todos os consumidores no mesmo patamar de custo ou, em outras palavras, alinhados.

lugar há que se colocar que o “realinhamento tarifário”, que pretendia restabelecer a isonomia entre todos os consumidores, materializou apenas o aumento do custo para o segmento produtivo como resultado, na medida em que a parcela de consumidores beneficiada por essa ação não percebeu esse movimento. Esse fato se deu pelo substancial aumento que as tarifas tiveram nesse período, que acabou tornando quase irrelevante a redução ocorrida por conta do realinhamento.

O subsídio tarifário que o realinhamento se propôs a acabar tinha por característica principal ser universal e irrestrito, ou seja, todo e qualquer consumidor da alta tensão tinha acesso a esse benefício na mesma medida em que os demais já conectados ao sistema elétrico. Havia o incentivo à produção industrial, e o custo da energia elétrica não era um diferencial competitivo entre as indústrias.

Mas essa, assim como outras, foi uma decisão incompleta porque não eliminou integralmente os subsídios existentes na matriz tarifária vigente e permitiu que novas situações desse tipo fossem criadas. Entre essas destacamos as seguintes: (i) cooperativas de eletrificação rural; (ii) “pequenas” concessionária de distribuição; e (iii) fontes incentivadas de produção de energia elétrica.

a) Cooperativas de Eletrificação Rural

A situação das cooperativas de eletrificação rural remonta do início do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, quando as empresas estaduais não tinham interesse ou recursos para eletrificar as áreas rurais. Assim, os interessados podiam organizar-se em cooperativas e fazer os investimentos necessários, recebendo como contrapartida do Estado a energia a um custo inferior ao dos demais consumidores, como forma de compensar os investimentos realizados. Mas essa era uma realidade de quarenta anos atrás, hoje muitas dessas cooperativas têm porte e mercado de pequenas distribuidoras, atendendo tanto a áreas rurais como urbanas, mas continuam a receber o mesmo tratamento e a usufruir do mesmo desconto tarifário. Desconto esse que segundo a legislação vigente deve ser de 50% sobre o valor da tarifa praticada aos consumidores do mesmo nível de tensão, mas que em alguns casos já passa de 80% em virtude da articulação política que esse segmento tem junto ao Congresso Nacional.

O fato é que o motivo original que justificava o benefício tarifário às cooperativas de eletrificação rural ficou no passado, pois essas ganharam porte e organização idênticas às empresas concessionárias de distribuição. Porém, como mantêm o regime jurídico que as

criou são tratadas como consumidores e não como agentes prestadores de serviço público, estando completamente à margem da legislação do setor, sem metas ou obrigações quanto a qualidade e eficiência do serviço e, mais grave, não existindo nenhum tipo de garantia que o benefício tarifário que essas instituições recebem seja transferido para os seus cooperativados (ou consumidores).

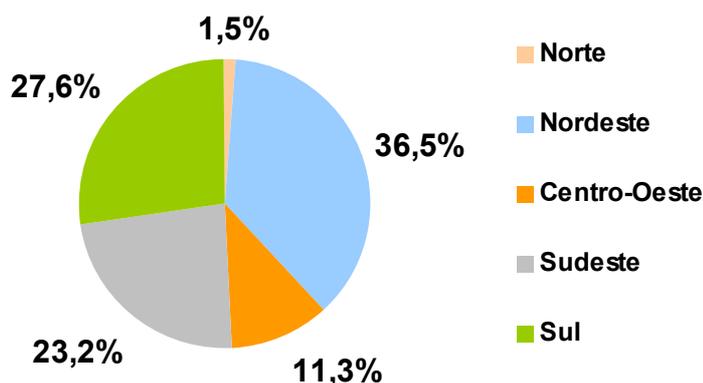


Figura 7: Distribuição das cooperativas por região no Brasil

Fonte: Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica.

A presença de cooperativas como agentes de distribuição de energia é mais forte nos estados do Sul, Sudeste e Nordeste do país, Figura 7. Se considerarmos a participação que essas empresas têm, por exemplo, no mercado do Rio Grande do Sul e o respectivo desconto que é praticado, chegaremos à conclusão que o peso do desconto tarifário dado às cooperativas já representa mais de 10% do valor da tarifa dos demais consumidores do mesmo nível tarifário. Essa situação vem se agravando continuamente através da articulação política. Dois eventos recentes mostram com clareza essa situação: (i) Quando a legislação estabeleceu o realinhamento tarifário, o Decreto nº 4.855, de 09 de outubro de 2003²¹, excluiu as cooperativas de eletrificação rural desse processo de ajustamento tarifário, transferindo o seu custo para os demais consumidores e mantendo a situação que se pretendia acabar para esse segmento específico. (ii) Em dezembro de 2005 a ANEEL homologou a resolução nº 205, de 22/12/2005, com o objetivo de regularizar a situação das cooperativas de eletrificação rural, caracterizando-as como permissionárias do serviço público de energia elétrica. Essa regularização significaria que essas empresas estariam sujeitas às ações do processo de regulação do serviço de distribuição de energia (regulação tarifária, fiscalizações, metas de qualidade, revisão tarifária, etc.). A reação junto ao

regulador foi intensa no sentido de revogar tal resolução. A ANEEL manteve a resolução, mas o prazo pré-estabelecido para a regularização foi modificado, de forma que o processo encontra-se atualmente sem perspectivas de avanço.

Fatos dessa natureza comprovam o que já dissemos anteriormente quanto à fragilidade do setor elétrico brasileiro relativo à preocupação em se ter um mínimo de isonomia e equilíbrio entre os agentes na forma alocação dos custos inerentes ao serviço. Além disso, esse fato comprova o quanto danosa tem sido a articulação política em determinados setores para os consumidores de energia dessas regiões em que existe maior concentração de cooperativas de eletrificação rural.

b) "Pequenas" Concessionárias de Distribuição

O segundo caso de distorção tarifária que se mantém presente na atual estrutura de tarifas é o benefício concedido às "pequenas" distribuidoras de energia elétrica. Diferente das cooperativas, nesse caso não se encontra nenhuma justificativa econômica para a existência desse benefício, a não ser uma situação pré-existente que vem sendo mantida.

O fato é que essas empresas são concessionárias do serviço público da mesma forma que as demais, chamadas "grandes", com as mesmas obrigações e direitos estabelecidos pelo regramento do setor. Na verdade, a única razão que pode ser levantada é que por serem "pequenas" e o serviço de distribuição de energia elétrica ter como característica inerente os ganhos crescentes de escala, acabam operando em uma faixa de custo superior.

Mas, se essa é a única razão existente, concluímos que o subsídio tarifário em prática atualmente tem como única finalidade transferir para os consumidores das demais empresas do setor a ineficiência inerente à existência dessas concessionárias. Pelas características do serviço e em um contexto de universalização do atendimento, não existe nenhuma razão econômica que justifique a manutenção de empresas com escala inferior a um mínimo que possibilite a operação ao custo marginal do serviço.

c) Fontes Alternativas de Geração de Energia Elétrica

E, por último, o recente caso dos descontos tarifários praticados como forma de incentivo à produção de energia através de fontes alternativas e de pequena escala. Esse

²¹ Ver também Resolução ANEEL 080, de 01/09/2004.

mecanismo possibilita que produtores de energia com determinadas características possam comercializar sua energia com descontos de 50% ou 100% nas tarifas de uso do sistema de distribuição e que os consumidores que adquirirem essas energias também possam beneficiar-se dos mesmos descontos.

Essa talvez tenha sido uma das decisões mais inadequadas tomadas recentemente, pois afronta diretamente o princípio da igualdade e neutralidade que a tarifa de energia elétrica deve ter como mecanismo de incentivo econômico que, inclusive, motivou a implantação do realinhamento tarifário.

Nessa nova condição temos situações em que plantas industriais similares operam com custos de energia diferenciados na medida em que uma teve a oportunidade de adquirir energia elétrica dessas fontes incentivadas e a outra não. Gera-se com isso uma distorção competitiva exógena à capacidade de produção e gerenciamento de custos inerente ao processo de transformação industrial. Além disso, é importante saber que essas energias são comercializadas em contrato de cinco anos e que a sua oferta é limitada, o que pode vir a trazer dificuldades para as empresas que eventualmente não conseguirem renegociar seu suprimento nas mesmas condições após o término dos contratos atuais.

Por fim, como é de se esperar, todo o custo evitado a esses segmentos de geração específicos e seus consumidores é repassado para os demais consumidores da área de concessão. Ou seja, chegamos a uma situação quase impensável, em que um consumidor industrial pode perder competitividade por estar sujeito a uma tarifa de energia mais alta e, além disso, tem de suportar parte do custo de um eventual concorrente, o que provavelmente comprometerá sua participação no mercado por estar operando com um custo de energia superior.

Existem outras formas de incentivar a produção de energia sem que se produzam distorções que implicam uma sinalização econômica equivocada e que não se traduz efetivamente em um crescimento econômico sustentável. Se a intenção era manter mecanismos de subsídio entre classes de consumidores, que não se tivesse mexido no subsídio cruzado já institucionalizado na matriz tarifária brasileira há muito tempo, ao menos esse era universal e justo entre os segmentos de consumo.

5.4 A Evolução das Tarifas de Energia Elétrica no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

A análise retrospectiva da evolução das tarifas de energia elétrica no Brasil, desde a reforma setorial no começo da década de 1990, mostra que essas aumentaram significativamente mais em relação aos índices de inflação. Segundo dados da ANEEL entre 1998 e 2005, as tarifas de energia elétrica aumentaram 173,4% quando o índice de inflação, por exemplo, medido pelo IGPM da Fundação Getúlio Vargas foi de 125,9%.

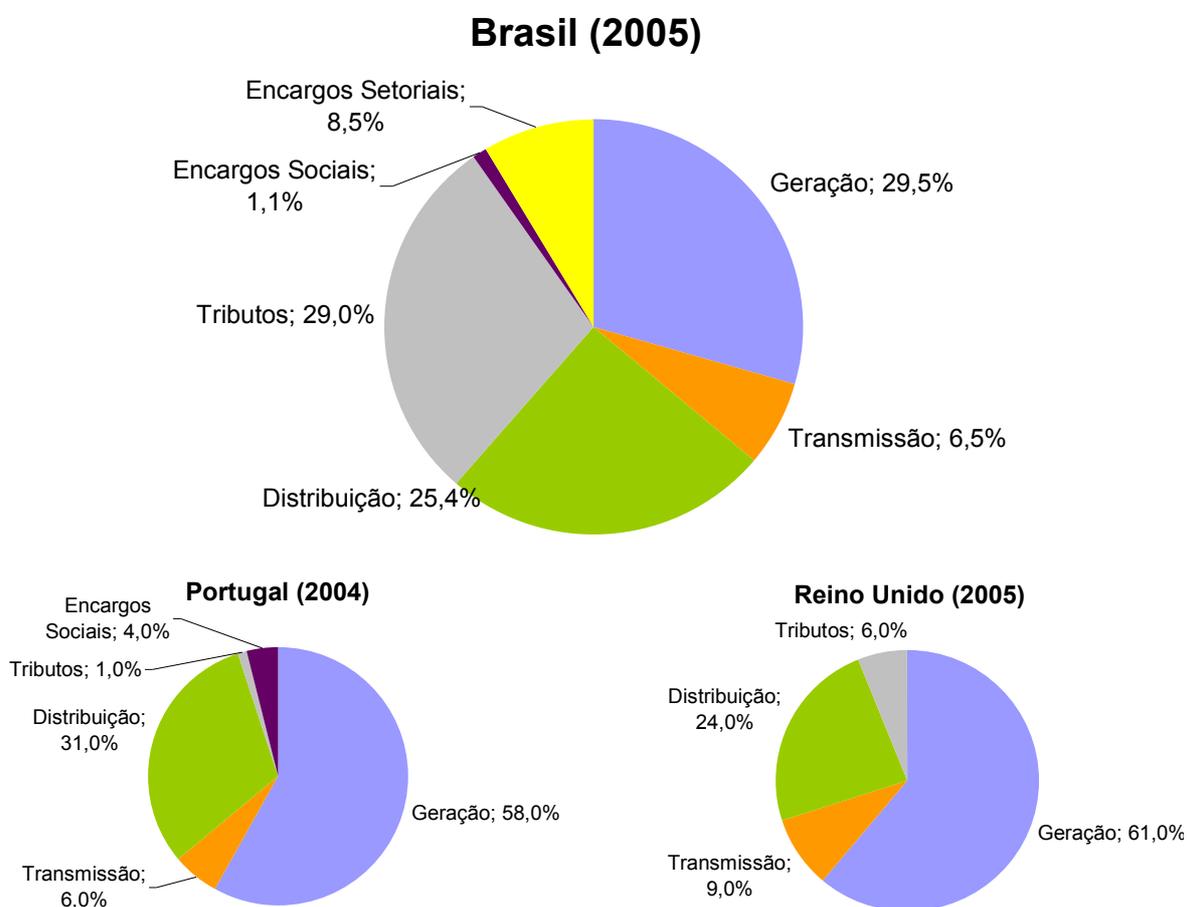


Figura 8: Composição das tarifas de energia elétrica

Fonte: Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica.

Basta examinar, porém, com um pouco mais de atenção que o principal vilão por esse resultado já aparece: a participação relevante e crescente da carga tributária sobre as tarifas de energia elétrica não deixa dúvidas sobre o seu peso e responsabilidade nesse processo de aumento real de preços. Atualmente a carga tributária sobre as tarifas já está

próximo de 40%. Em outros países, com regimes regulatórios semelhantes ao adotado no Brasil, o custo de geração representa mais de 50% do valor da tarifa, enquanto aqui está próximo de 30%, evidenciando que entre a produção e o consumo final existe uma grande apropriação de renda.

Nos gráficos da Figura 8 podemos verificar o peso da carga tributária, formada por tributos e encargos, no Brasil em relação ao Reino Unido e a Portugal. No Brasil a soma desses itens já alcança 38,6%, enquanto em Portugal é de 5% e no Reino Unido 6%.

Porém, mais importante que o próprio peso da carga tributária sobre as tarifas, é o vertiginoso crescimento que essa parcela de custos teve no período pós-reestruturação setorial, quando itens como o custo da energia e os custos das redes (infra-estrutura) acabaram perdendo espaço nas tarifas pelo aumento da participação dos tributos e encargos setoriais. A Figura 9 mostra a evolução dos custos de cada um dos principais componentes da tarifa de energia elétrica entre 1998 e 2005, evidenciando a disparidade entre a evolução dos custos da parcela de impostos (encargos setoriais e tributos) frente às demais componentes e à taxa de inflação do período.

Os tributos incidentes sobre as tarifas de energia elétrica podem ser divididos em três categorias distintas: (i) impostos diretos, (ii) encargos sociais, e (iii) encargos setoriais. Os primeiro tem peso relevante na estrutura tarifária, da ordem de 30% em média, por razões bastante conhecidas e não específicas do setor elétrico, a não ser pelo fato de muitos governos estaduais equipararem o consumo de energia elétrica, em termos de alíquota de ICMS, a categorias como fumo e bebidas alcoólicas. Os encargos têm a menor representatividade e decorrem da legislação trabalhista vigente no país, não impondo nenhuma diferenciação para as empresas do setor elétrico em relação aos demais segmentos da economia. O grande diferencial do setor elétrico está nos encargos setoriais, que em 1998 representavam 3,7% das tarifas e em 2005 essa participação passou para aproximadamente 8,5%. Em termos de valores absolutos esses encargos eram em 1998 da ordem de R\$ 1,3 bilhão passando em 2005 para R\$ 8,4 bilhões, significando um aumento de 500% em sete anos.

Os encargos setoriais são formados por uma série de taxas e contribuições com finalidades específicas das mais diversas naturezas, desde subsidiar a geração térmica a óleo diesel dos sistemas isolados da Região Norte do país até a formação de fundos para o desenvolvimento do setor, passando pelo financiamento de todos os agentes de controle do setor.

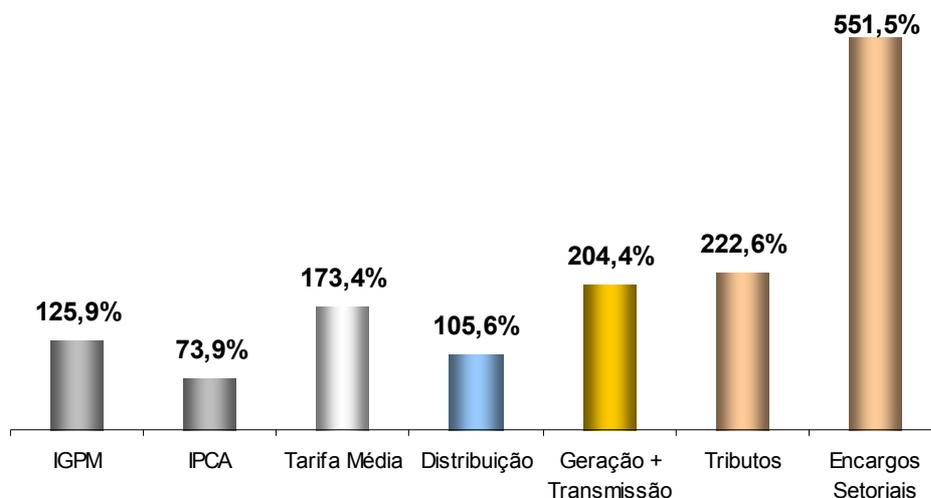


Figura 9: Variações dos valores das componentes de custos das tarifas de energia elétrica e dos índices de inflação entre 1998 e 2005.

Fonte: Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica, Associação Nacional das Distribuidoras de Energia Elétrica e Brasil: Banco Central do Brasil.

A partir das informações contidas na Figura 9, acima, podemos traçar um panorama geral de como evoluíram os custos inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica após a reestruturação da década de 1990, evidenciando-se o peso e o forte crescimento de tributos e encargos setoriais, mas também possibilitando verificar que as parcelas de geração e transmissão tiveram aumentos reais relevantes em relação às taxas de inflações e, em contrapartida, a parcela referente ao custo gerenciável das distribuidoras evoluiu com redução real de valor no período.

Esse cenário mostra algumas das razões pelas quais os consumidores residenciais não conseguiram perceber a redução tarifária que foi proporcionada pelo realinhamento tarifário, uma vez que esse benefício acabou tornando-se imperceptível frente a essa avalanche de aumentos exógenos ao serviço. Muito pior ainda para o segmento industrial, que teve de suportar todos esses aumentos com o adicional do realinhamento. Essa situação também nos traz muitas explicações para a enorme pressão que se verificou por parte do regulador sobre a parcela gerenciável das receitas das distribuidoras (Parcela B) nas revisões tarifárias, na medida em que essa era a única forma de acomodar todas essas necessidades com o menor aumento tarifário possível.

A conclusão que se obtém desse contexto é que fatores externos ao negócio de energia elétrica impactaram decisivamente para o aumento das tarifas que se verificou nesse

período, comprometendo a premissa inicial da reforma do setor elétrico que sustentava a redução gradativa das tarifas, através do aumento da eficiência e da qualidade dos serviços. Na verdade pode-se fazer uma leitura alternativa desses fatos, na qual percebe-se que o governo se retirou da administração das empresas com as privatizações, mas de forma contínua foi aumentando sua participação na formação da receitas, através do aumento e criação de encargos setoriais.

Outra importante conclusão é que os ganhos de eficiência que foram alcançados pelas empresas, após a reestruturação administrativa e o investimento em tecnologia no período pós-privatização acabaram sendo integralmente absorvidos pelo aumento desses fatores externos ao negócio de distribuição de energia elétrica. Ou seja, os consumidores não puderam usufruir desse esforço e as empresas ficaram com o ônus da responsabilidade pelos aumentos tarifários recorrentes e, também, tiveram que suportar parte desses custos, na medida em que se verificou a transferência de parte da receita da Parcela B para a Parcela A, como vimos anteriormente, resultando no aumento dos custos gerenciáveis abaixo do índice de inflação do período, conforme pode ser visto na Figura 9.

Essa é uma questão delicada e fundamental quando tratamos na primeira parte desse capítulo de risco e segurança institucional em um ambiente regulatório, como forma de garantir o desenvolvimento sustentável do setor elétrico no longo prazo. Está claro que essa não é a sinalização atual que emana dos centros de poder que comandam a organização e o funcionamento do setor elétrico brasileiro, sendo materializado pelos investidores com a redução dos investimentos e a exigência cada vez maior de garantias para a entrada no negócio, mesmo em segmentos com risco intrínseco menor que a distribuição, como a geração e a transmissão.

5.5 Considerações Finais sobre o Risco Regulatório e a Política Tarifária no Brasil

Até o momento, a reforma do setor elétrico brasileiro provou ser bem sucedida em alguns aspectos, especialmente em termos de geração de receita para o Estado através da venda dos ativos na época das privatizações e na atração do capital estrangeiro para o financiamento de um novo modelo competitivo, capaz de retomar os investimentos necessários para que o país possa crescer sem gargalos de infra-estrutura.

Contudo, já na etapa seguinte da organização do novo modelo o acerto inicial começou a ser abandonado e questões recorrentes do ambiente político brasileiro passaram a produzir efeitos sobre as políticas tarifárias e diretrizes do novo modelo do setor elétrico. Por mais que a experiência regulatória fosse inédita no país e que as soluções bem-sucedidas em outros países precisassem ser ajustadas ao quadro institucional brasileiro, alguns episódios nessa curta história, de menos de uma década, mostram a influência de grupos de interesses menores no sentido de manter e criar condições diferenciadas em um modelo que se pretendia de mercado e concorrencial.

Esse afastamento do regime de mercado foi consolidando um novo ambiente regulatório para o país, na medida em que o cenário apresentado aos investidores privados foi sendo modificado por um ambiente hostil, sujeito a mudanças freqüentes, e frágil quanto a interferências de outras esferas do poder. Esse ambiente é traduzido na alteração da percepção de risco do negócio regulado na medida em que as expectativas vão sendo substituídas por perdas irrecuperáveis, motivadas por equívocos regulatórios, decisões sem sustentação ou fundamentação técnica suficiente, e pelo comportamento discricionário do regulador. Esse cenário está bem caracterizado em Pinheiro e Giambiagi, quando tratam da importância da segurança jurídica para a economia e destacam as razões para o baixo grau de segurança jurídica no Brasil:

A freqüência com que a Administração Pública age para modificar ou invalidar seus atos pretéritos. Isso inclui da quebra recorrente de contratos às alterações nas regras tributárias. São exemplos os vários confiscos promovidos no âmbito dos planos de estabilização, do confisco explícito do Plano Collor aos embutidos no expurgo dos índices de correção monetária dos contratos.

A má qualidade da produção legislativa, resultando em leis muitas vezes ambíguas e conflitantes. Em certa medida, esse problema é consequência da fragmentação político-partidária, que induz a que apenas leis muito gerais tenham condições de serem aprovadas no Congresso Nacional, jogando o conflito político para ser posteriormente resolvido pelo Judiciário, no que se convencionou chamar de "judicialização da política".

Decisões judiciais freqüentemente motivadas pela visão política dos magistrados, muitas vezes sem demonstrar grande preocupação em seguir a jurisprudência estabelecida nos Tribunais Superiores, dando margem à chamada "politização do Judiciário".

Elevado grau de desrespeito às normas legais, aos contratos e aos direitos de propriedade, refletindo uma crescente tolerância com o descumprimento da lei, mesmo quando esta é visível e flagrante (2006, p. 196).

Ao analisar a reforma do setor elétrico, ainda em seus momentos iniciais, Ferreira alertava para os desafios que nos esperavam diante da reforma e das peculiaridades do país:

[...] as características especiais do setor elétrico do Brasil demandaram soluções especiais não utilizadas em outros países, que até hoje foram bem-sucedidas. Portanto, o setor elétrico privatizado do Brasil continuará a se desenvolver sob o enfoque que só se aprende fazendo. Por exemplo, o novo ambiente regulatório, ainda deve comprovar sua eficiência, principalmente nos casos em que órgãos federais e estaduais dividem a responsabilidade (2000, p. 218).

A última barreira a ser superada é a criação de um ambiente no qual os investidores privados possam confiar no comprometimento de seu capital em grandes e novos projetos de geração, seja termoeletrico ou hidrelétrico (2000, p. 219).

Essa passagem reforça nossa argumentação inicial de que o começo das reformas indicava a possibilidade de uma trajetória de sucesso, caso essas peculiaridades do setor elétrico brasileiro fossem acomodadas sem prejuízos ao seu próprio funcionamento, mas garantindo a estabilidade e segurança da nova forma de organização.

Os fatos apontados nesse capítulo mostram, então, que perdemos mais essa oportunidade até o momento, pois o ambiente que se construiu não garante a segurança necessária para os novos investimentos. A regulação econômica que se desenvolveu no setor elétrico brasileiro caracteriza-se pela falta de transparência, achatamento das margens de remuneração das empresas e manutenção de privilégios. Precisamos romper com esse círculo vicioso e retomar os princípios básicos que devem nortear um processo dessa natureza. É necessário uma estrutura institucional forte e tecnicamente bem equipada para que as decisões estejam suportadas por princípios e objetivos claros e definidos, segundo uma diretriz voltada para o equilíbrio, segurança e desenvolvimento sustentado do setor elétrico brasileiro.

Nesse sentido, se pretendemos ter um modelo de regulação econômica com base em uma economia de mercado e com a participação efetiva do capital privado em um contexto de assimetrias de informação e problemas de agência, precisamos recuperar a expectativa de retorno das empresas no negócio regulado através da possibilidade de que os riscos associados ao setor elétrico brasileiro voltem aos patamares da época da privatização.

Outra frente que precisa ser aberta é a conscientização das esferas superiores do poder (executivo, legislativo e judiciário), que devem ter presente em seus atos as peculiaridades inerentes do setor elétrico, para que suas decisões não prejudiquem ou criem

distorções na estrutura técnica de regulação. A interferência das esferas superiores do poder tem sido recorrentes na história regulatória recente no Brasil, produzindo situações de conflito de difícil solução. O judiciário, tanto nas esferas federal, estadual e municipal, tem freqüentemente proferido decisões que revogam ou modificam decisões técnicas do regulador, trazendo grande confusão sobre a legalidade e legitimidade do ambiente e, normalmente, prejuízos para as empresas, criando um quadro perverso de aumento de insegurança jurídica e desrespeito ao direito de propriedade.

Contudo, quando olhamos para trás e vemos que até recentemente o regulador tem dado fortes sinais de que suas decisões são ainda muitas vezes discricionárias e não consideram o impacto que tem sobre o ambiente do setor como um todo, fica a pergunta: vamos conseguir reverter essa condição?

Os fatos mostram que o cenário ainda precisa evoluir muito para que tenhamos segurança jurídica e estabilidade regulatória. Nesse período pós-privatização as tarifas aumentaram acima da inflação, as empresas tiveram sua parcela gerenciável da receita diminuída nas revisões tarifárias, o governo aumentou sua participação na composição da tarifa, as desigualdades e distorções tarifárias foram agravadas em algumas situações e novas obrigações foram colocadas sob responsabilidade das empresas. O resultado prático dessa situação é que todos os envolvidos estão descontentes com o quadro institucional discricionário e marcado pela insegurança jurídica: os consumidores com o aumento real das tarifas, as empresas porque a remuneração é inferior ao esperado, e o governo não cumpriu sua promessa de redução das tarifas com desenvolvimento sustentado e garantia de abastecimento.

6 CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo desta dissertação foi analisar o problema da regulação econômica por incentivos em um contexto de assimetria de informações e custos de transação, tanto sobre o ponto de vista teórico como empírico na estruturação do setor elétrico brasileiro, após a reforma institucional da década de 1990.

No Capítulo 2, apresentamos uma análise das principais teorias sobre a regulação econômica por incentivo, suas aplicações, limitações e justificativas como uma solução para o problema da organização de mercados em que a concorrência não se verifica por questões estruturais e técnicas, como é o caso do setor elétrico.

No Capítulo 3, mostramos a evolução histórica do setor elétrico brasileiro, o contexto, as etapas e as características desse processo desde o seu surgimento no início do século passado até a crise financeira do Estado, ponto de partida para as reformas que dão inspiração para esta dissertação.

No Capítulo 4, apresentamos o cenário sobre o qual ocorreram as reformas e o desenvolvimento do novo marco regulatório para o setor elétrico brasileiro, destacando a inversão de prioridades quando se optou primeiro pela reforma administrativa e, somente, depois pela reforma institucional, resultando em uma estrutura regulatória frágil e incompleta.

E, finalmente, no Capítulo 5, apresentamos os resultados empíricos da regulação econômica por incentivos que foi desenvolvida no setor elétrico brasileiro, a partir da metade da década de 1990, destacando principalmente os impactos que tiveram sobre a estabilidade e a segurança jurídica desse setor, vital para o desenvolvimento do país e para a qualidade de vida dos brasileiros.

Nosso principal argumento é que a regulação econômica por incentivos é uma forma adequada de introduzir a competição em mercados que se caracterizam pela assimetria de informação e custos de transação, mas, em contrapartida, exige uma estrutura institucional que garanta a estabilidade do regramento regulatório, de forma a manter em equilíbrio a relação entre os agentes e possibilitar a modicidade tarifária e a remuneração adequada dos investimentos, buscando continuamente o equilíbrio e a segurança do modelo.

A principal conclusão do trabalho foi que as aplicações do modelo de regulação econômica no setor elétrico brasileiro, especificamente no segmento de distribuição de energia, foram de tal forma adaptados e modificados que transformaram o ambiente

regulatório em um lugar hostil e de elevado risco para os investidores privados. A principal razão para esse afastamento gradativo do modelo de regulação econômica foi a necessidade de conviver simultaneamente com duas realidades antagônicas e incompatíveis, ou seja, criar um novo ambiente regulatório indutor da eficiência e do comportamento concorrencial de agentes monopolistas em um contexto, ainda, permeado por restrições institucionais remanescentes do antigo modelo estatal. Essa condição inevitavelmente acabou por criar um modelo híbrido quanto aos princípios que devem nortear suas diretrizes, afastando-se gradativamente das soluções propostas no contexto teórico da regulação econômica por incentivos.

Retomando a abordagem apresentada por Levy e Spiller (1999), em que a regulação implica inexoravelmente uma relação contratual entre o governo (poder concedente) e o agente operador (investidores) caracterizada pela assimetria de informação, em que o primeiro pode ter fortes incentivos ao comportamento oportunista (*moral hazard*) e o segundo goza de informação privilegiada (*adverse selection*) sobre o real custo do serviço. Portanto, nessas condições, resta como alternativa o desenvolvimento do setor regulado a partir de uma rígida e consistente governança regulatória, como chamaram os autores.

A governança regulatória pode ser entendida como a estrutura institucional que define as regras de funcionamento dos agentes, criando as condições para que as empresas tenham um comportamento eficiente e competitivo e o regulador esteja sujeito a restrições que inibam o comportamento oportunista. É através da compreensão dessa relação que podemos entender o efeito da estrutura regulatória sobre o desempenho do setor regulado, considerando, nesse contexto, as peculiaridades que definem o mercado de energia elétrica em relação a outras indústrias, como importantes economias de escala e escopo, investimentos irrecuperáveis e com grande penetração social dos serviços.

O trabalho trouxe evidências quanto à formação do marco regulatório brasileiro, que apontam para uma série de falhas importantes quanto à definição dos princípios regulatórios na definição de responsabilidades, obrigações, preços, remuneração, custos, regras e normas, bem como a interferência de instâncias superiores do poder no regramento técnico da agência reguladora, modificando princípios regulatórios ou criando situações conflitantes e contraditórias com o modelo de regulação por incentivo. Destaca-se que tais falhas têm origem já nos primeiros momentos da reforma, quando motivado pela necessidade e oportunidade de ganhos econômicos o Estado decidiu lançar o programa de privatização das empresas estatais sem que o marco regulatório estivesse definido e a

estrutura institucional montada de forma a possibilitar o desenvolvimento do setor em um novo contexto de organização, principalmente pela mudança que a presença do capital privado trouxe no que se refere aos interesses empresariais na gestão das empresas e no relacionamento com os consumidores.

Mesmo depois de superado esse descompasso inicial entre a definição da estrutura institucional regulatória e a reestruturação das empresas, o ambiente evoluiu de forma conflituosa, na medida em que o regulador foi mostrando sua disposição em introduzir, a qualquer custo, um modelo de regulação alheio às peculiaridades do setor elétrico brasileiro e às condições nas quais foram firmados os contratos de concessão entre o governo e as empresas. Essa postura comprometeu sobremaneira a confiança dos investidores no ambiente regulatório brasileiro, especialmente após o primeiro ciclo de revisões tarifárias, quando foram introduzidos novos parâmetros regulatórios para medir o grau de eficiência e qualidade dos serviços. Mas, diferentemente do que poderia se esperar dessa condição, esse comportamento não trouxe nenhum benefício para os consumidores de energia elétrica, pois, como vimos, todos os ganhos resultantes do aumento de eficiência e produtividades foram transferidos para os elos superiores da cadeia de produção e, principalmente, para o próprio governo.

O episódio do primeiro ciclo de revisões tarifárias foi especialmente marcante na recente história regulatória do setor elétrico brasileiro, na medida em que apresentou aos investidores um ambiente regulatório que comprometia as perspectivas de rentabilidade dos investimentos desenhadas no momento das privatizações. O fato de ter as expectativas de retorno comprometidas em si não causaria nenhum problema, uma vez que todo o investimento tem um risco de sucesso intrínseco. Porém, temos que considerar o fato de que esses ativos foram precificados pelo governo no momento da venda e que, no momento seguinte, quando seria reconhecida essa remuneração nas tarifas o regulador partiu para uma abordagem inovadora e que não guardava relação com a utilizada no momento da venda das empresas (leilões de privatização). Situações desse tipo estão bem caracterizadas na literatura atual sobre regulação econômica por incentivo, como em Holburn e Spiller (2002) e Levy e Spiller (1999), quando caracterizam a governança regulatória como fator determinante para garantir o adequado equilíbrio entre o interesse econômico dos investidores e o acesso dos consumidores a um serviço com qualidade e custo adequado. Além disso, cabe igual destaque, o alerta que fazem os autores quanto ao risco que significa para um modelo de regulação por incentivos a ação discricionária e autoritária por parte do regulador, pois comportamentos desse tipo, como o uso político do marco regulatório,

podem levar ao comprometimento da capacidade do setor em prestar os serviços públicos na quantidade, qualidade e ao custo adequados às necessidades da sociedade.

Quando o governo brasileiro optou por uma reforma institucional do setor elétrico no começo da década de 1990, e a solução passava pela participação do capital privado como meio para a retomada dos investimentos, a escolha foi pela regulação econômica por incentivo devido as suas características que induzem os agentes monopolistas a um comportamento competitivo, aliviando a presença do Estado como agente de mercado e restringindo sua participação a agente regulador, responsável pelo controle e fiscalização da eficiência das empresas. Além disso, esse sistema de regulação tem a vantagem adicional de possibilitar o compartilhamento dos ganhos de eficiência com os consumidores através da redução das tarifas. Essa escolha implicava uma reformulação completa da forma de organização e, principalmente, de uma nova distribuição do poder decisório no setor elétrico brasileiro, com a criação da agência reguladora independente e outros órgãos de controle do sistema, que garantiriam o equilíbrio e a segurança institucional exigidos para que o abastecimento de energia elétrica no país fosse mantido e que determinadas metas fossem alcançadas. Muitas dessas especificações estavam no relatório entregue pela consultoria internacional Coopers & Lybrand, que procurava adaptar o modelo de regulação do setor elétrico inglês ao quadro institucional e às características do setor elétrico brasileiro, mais especialmente em virtude da nossa matriz energética ser eminentemente hídrica, o que exigia alguns cuidados especiais. Mas, em relação ao regime regulatório para os segmentos monopolistas, distribuição e transmissão, as propostas não exigiam significativas adaptações, uma vez que a forma e os objetivos eram próximos. Seria tarefa dos novos reguladores brasileiros implantar as medidas que definiriam as diretrizes para o desenvolvimento do marco regulatório, de modo a organizar a atividade do setor nos segmentos monopolistas após a transição do modelo estatal para o modelo de mercado, com a participação efetiva do capital privado.

As evidências trazidas pelo trabalho nos mostraram que a primeira etapa das reformas estruturais do setor elétrico brasileiro foi bem sucedida, cumprindo seu objetivo de modificar a estrutura acionária das empresas com a inserção do capital privado e com isso estimular a adoção de práticas mais modernas de administração e o aumento da produtividade, a partir da busca pela maximização dos lucros, na melhor alocação dos recursos disponíveis e na sinalização econômica do mercado. Mas, para o desafio seguinte, que passava pela necessidade de reformar as instituições e a forma de comando do setor elétrico, especialmente no que se refere à construção de um marco regulatório que

garantissem o desenvolvimento sustentável, não tivemos as condições necessárias que permitissem que essa construção fosse feita de forma isenta e blindada dos estigmas da burocracia estatal do regime anterior. Essa tentativa de conviver simultaneamente com duas realidades incompatíveis acabou por resultar em um ambiente regulatório híbrido para o segmento de distribuição de energia, que em alguns aspectos segue as proposições do modelo de regulação econômica por incentivos, mas é obrigado a conviver com o comportamento discricionário e autoritário do regulador, com diferenciações motivadas por interesses de ordem política e com a manutenção de benefícios a grupos menores.

O segmento de distribuição de energia é o elo final da cadeia de produção do setor elétrico, fazendo a conexão entre essa e o seu consumidor final. Por essa razão, tem de suportar simultaneamente a pressão de preços e encargos que se acumulam nas etapas superiores da cadeia e a pressão que emana da base de consumidores, que abarca a sociedade brasileira em geral, devido ao descontentamento motivado pelo aumento das tarifas. Se voltarmos à Figura 9, apresentada no Capítulo 5, podemos constatar que todas as etapas superiores da cadeia de produção (geração e transmissão) tiveram aumentos reais em relação à inflação do período, enquanto a parcela gerenciável das distribuidoras (Parcela B) teve redução de valor nesse mesmo período. Esse fato demonstra que o segmento de distribuição tem sido o amortecedor para que os consumidores finais percebam da forma mais branda possível o acúmulo de aumentos concedidos nos elos superiores da cadeia de produção do setor elétrico brasileiro. Como demonstramos no Capítulo 5, essa pressão recorrente sobre a parcela gerenciável da receita das distribuidoras é resultado de um movimento articulado do regulador em apropriar-se das fragilidades do marco regulatório brasileiro para acomodar interesses de ordem política, judicial ou de segmentos específicos da sociedade, nas tarifas de energia elétrica praticadas. Esse movimento somente foi possível devido ao conjunto de regras e normas definidas pelo regulador e suas instâncias de poder superiores, que definiram esse desenho regulatório a partir das fragilidades legais da construção inicial dos programas de reformas institucionais e de desestatização brasileiro, quando foram estabelecidas as condições de partida nos contratos de concessão.

Assim sendo, temos fundamentado a principal conclusão dessa dissertação, como bem caracterizado na moderna literatura sobre regulação econômica por incentivos: o ambiente regulatório do setor elétrico brasileiro caracteriza-se por um comportamento de expropriação política e comportamento oportunista por parte do regulador, em que suas ações têm sido no sentido de criar as condições necessárias para que sejam acomodadas na regulamentação setorial as pressões externas, sejam de ordem política, jurídica ou de grupo

menores, mesmo que essas diretrizes não sejam compatíveis com um modelo de regulação econômica por incentivos sustentável no longo prazo, não preservando o equilíbrio econômico-financeiro das empresas e não propiciando a modicidade tarifária para os consumidores.

A pergunta que temos que responder diante desse contexto é a seguinte: se invertêssemos a ordem dos acontecimentos da reforma do setor elétrico brasileiro obteríamos os mesmos resultados? Ou seja, se ao invés da reestruturação acionária das empresas fizéssemos primeiro a estruturação do marco regulatório como o conhecemos hoje, os investidores teriam demonstrado o mesmo nível de interesse que demonstraram naquela ocasião (Tabela 2 – Capítulo 3)? Provavelmente não aceitariam participar de um leilão que estabelecia regras de valoração das empresas para a venda que não guardassem contrapartida com a regra de remuneração regulatória estabelecida para o restante do prazo da concessão e, além disso, as restrições e riscos regulatórios imputados pela regulação proposta colocariam fortes ameaças à viabilidade desses leilões, bem como o atingimento das metas financeiras que os justificavam em grande parte. Provavelmente o governo se veria obrigado a mudar as regras de valoração das empresas para os leilões e aprimorar a regulação para o período de concessão. Essa hipótese nos leva a pelo menos uma conclusão: a geração de receita verificada no ciclo de privatizações do setor elétrico brasileiro seria significativamente menor se comparado aos valores verificados de fato na época das privatizações.

Não podemos negar que existem fatores exógenos à gestão regulatória que foram determinantes para que chegássemos hoje nessa condição regulatória frágil e instável, que atenuam em parte a responsabilidade direta dos reguladores do setor elétrico brasileiro. Entre esses aspectos, cabe destaque o atraso no estabelecimento legal e jurídico para que a agência reguladora pudesse existir e começasse a funcionar de forma efetiva, esse fato provocou atraso no estabelecimento das novas regras e, principalmente, tirou a oportunidade de uma discussão ampla e pública das novas diretrizes. Em segundo lugar, o despreparo técnico do corpo funcional da agência, formada até recentemente por funcionários contratados temporariamente e com origem nos antigos órgãos de controle e gestão do setor elétrico brasileiro, ou seja, não havia preparo por parte desse corpo técnico para conduzir um processo de modernização institucional e respeito aos direitos de propriedade que o novo marco regulatório exigia. E, por último, a independência funcional e financeira da agência que foi estabelecida na Lei que a criou, mas efetivamente pouco praticada. A independência funcional foi marcada pela interferência externa das esferas de

poder superiores (executivo, legislativo e judiciário), que criaram situações em que o regulador se viu obrigado a introduzir regras e normas contraditórias aos princípios do modelo de regulação econômica por incentivos, para que fosse possível acomodar tais decisões. A independência financeira não se verificou na medida em que os recursos financeiros arrecadados das empresas do setor elétrico brasileiro para financiar a manutenção e a operação da agência foram retidos e contingenciados pelo governo, restringindo ainda mais a independência administrativa da agência.

A principal implicação política desse estudo e suas conclusões é a necessidade de um redirecionamento das diretrizes que hoje norteiam o marco regulatório do setor elétrico brasileiro, no sentido de recuperarmos a confiança e a credibilidade através de uma governança regulatória voltada para o desenvolvimento sustentável do setor. Esse ambiente deverá oferecer aos investidores as condições adequadas para que tenham seus interesses garantidos em patamares razoáveis e em equilíbrio com as condições de partida em que foram convidados a participar desse negócio, possibilitando que os efetivos ganhos de eficiência e qualidade resultantes da utilização de práticas mais modernas de gestão nas empresas sejam continuamente compartilhadas com os consumidores através da modicidade tarifária. Em outras palavras, precisamos recuperar os princípios básicos da regulação econômica por incentivo e garantir, assim, um ambiente juridicamente estável e isonômico para todos os elos da cadeia produtiva do setor elétrico, onde os direitos de propriedade sejam efetivamente respeitados dentro dos parâmetros pré-estabelecidos nos contratos de concessão.

Essa nova postura regulatória terá também como desafio enfrentar a pesada participação do Estado na composição dos custos setoriais (tributos e encargos), que oneram sobremaneira a estrutura tarifária atual impedindo que as tarifas alcancem níveis mais baixos, refletindo de fato o esforço feito na reestruturação das empresas após as privatizações, e que tem pressionado a parcela gerenciável das receitas das distribuidoras. Esse tem sido o lado mais perverso do modelo de regulamentação que se desenvolveu no país, em que a sociedade está suportando uma tarifa cada vez maior e as empresas, mesmo com investimentos em tecnologia e aumento da eficiência, tem tido suas margens de retorno diminuídas e convivendo a cada dia com o aumento do risco do negócio.

Outro importante desafio a ser enfrentado por essa nova postura regulatória é a convivência simultânea de empresas privadas com públicas em um mesmo ambiente de mercado, tornando necessário que o marco regulatório brasileiro alcance um estágio de maturidade em que as soluções sejam suficientes para que não existam diferenciação ou

prejuízos para um ou outro tipo de administração no funcionamento corrente do regime de regulação.

É preciso que a rigidez e severidade regulatória impostas atualmente ao segmento de distribuição de energia seja compartilhada com os níveis superiores da cadeia produtiva, de forma que esses também sejam incentivados a ter um comportamento mais eficiente, reduzindo os custos nos elos superiores da cadeia de produção e desonerando as tarifas no ponto de entrega de consumo. Mas, principalmente, acabar com o condição de amortecedor tarifário ao qual tem sido submetido o segmento de distribuição de energia elétrica

A política tarifária precisa ser revista no que se refere à utilização da tarifa de energia para criar (duvidosos) mecanismos de incentivo a setores específicos da economia, que tem propiciado uma significativa transferência de custos entre consumidores livres e cativos¹. Essa prática é danosa para o desenvolvimento econômico do país, na medida em que transforma a tarifa de energia em uma variável competitiva como insumo de produção, e não competitiva no mercado de energia como seria o correto e desejável. É preciso, também, rever determinados subsídios ainda em prática hoje, mas que não encontram uma justificativa econômica ou social para a sua permanência. São os casos das “pequenas” concessionárias e cooperativas de eletrificação rural. Ou seja, é preciso mudar a política tarifária para que a tarifa seja justa e isonômica entre os usuários de energia elétrica, para que ela seja o veículo para uma eficiente alocação dos recursos sócio-econômicos, sem que para isso o benefício de um signifique o prejuízo de outro.

É importante recuperar a independência técnico-financeira e promover a profissionalização do corpo funcional da agência reguladora. A independência, muito pouco praticada até agora, é fator determinante para que o marco regulatório possa ser desenvolvido dentro de princípios técnicos, impedindo que influências das esferas superiores de poder venham a distorcer as regras e normas, comprometendo a segurança jurídica e a estabilidade do setor. O profissionalismo e a capacitação técnica dos profissionais da agência é outro fator determinante para a qualidade da regulação, espera-se que os concursos que tem havido nos últimos dois anos venham a modificar esse quadro a partir de agora. Mas acima de tudo, é imprescindível que a agência esteja imbuída do espírito inovador que a reforma do setor elétrico propôs para o país, para que possa difundir entre as esferas superiores do poder a importância e o cuidado que precisamos ter com a organização desse setor vital para a economia do país, mostrando os riscos e, principalmente, os custos que

muitas vezes imputam aos agentes e aos consumidores as decisões exógenas e desprovidas de amparo técnico tomadas nessas esferas. Essa conscientização trará maior segurança no ambiente regulatório para os agentes, empresas e consumidores, na medida em que possibilitará à agência maior independência de ação, voltando-se exclusivamente para as questões técnicas, econômicas e financeiras do setor elétrico brasileiro.

O redirecionamento das diretrizes que hoje norteiam o marco regulatório do setor elétrico brasileiro deve ser encarado como uma possibilidade de corrigir os equívocos e desmandos do passado, partindo do pressuposto que se pretende manter o setor elétrico brasileiro operando sob o regime de regulação econômica por incentivo, como forma de garantir e promover seu desenvolvimento sem riscos de abastecimento ou gargalos de infraestrutura ao crescimento econômico do país nos próximos anos.

Para que se possa colocar em prática uma revisão de curso do marco regulatório brasileiro, é fundamental que alguns parâmetros básicos estejam claramente definidos e uma agenda mínima de compromissos seja estabelecida, possibilitando que os gargalos institucionais verificados no passado possam ser superados em um novo ambiente regulatório. Como sugestão para essa agenda mínima, adaptamos à nossa realidade e necessidade parte das recomendações feitas por Sappington e Weisman (1996) em sua obra sobre o desenho das políticas regulatórias:

- A regulação dos serviços deve estar calibrada por metas que reflitam concretamente o desempenho das firmas.
- Os incentivos regulatórios devem estar conectados com as metas de desempenho das firmas, de modo que possam refletir de forma precisa o comportamento diligente no cumprimento de suas obrigações e no atingimento das metas regulatórias.
- Os parâmetros de desempenho estabelecidos com base na comparação entre empresas (*benchmarks*) devem ser construídos com base em critérios que permitam às firmas desafios alcançáveis no exercício de suas obrigações. Essas escolhas também precisam ser imunes à manipulação estratégica por parte das firmas.
- Quando o regulador tiver muitas limitações de conhecimento quanto às oportunidades disponíveis para a firma regulada aperfeiçoar seu desempenho

¹ Em dezembro/2006 a ANEEL homologou Resolução 247, na qual amplia ainda mais as categorias de consumidores com direito a adquirir energia elétrica de fontes alternativas com desconto de até 100%

operacional, recomenda-se que o nível de desempenho meta estabelecido pelo regulador seja mais conservador.

- Prêmios e retornos extras podem ser concedidos às firmas reguladas quando essas superarem as metas de desempenho além dos limites estabelecidos. Essa condição, geralmente, propicia uma melhora geral no desempenho das firmas reguladas, aumentando o índice de atingimento de metas e proporcionando um maior comprometimento com a viabilidade dos projetos de investimentos e ações para redução de custos.
- Que as metas de desempenho estejam intrinsecamente relacionadas com a efetividade de geração de retorno regulatório das firmas reguladas, tanto a estrutura de prêmios quanto à de penalidade, para que seja medido de fato a qualidade da gestão dessas firmas, evitando que fatos exógenos e conjunturais venham a beneficiar ou prejudicar as firmas e seus consumidores.

Desafios internos não nos faltam, mas ainda temos que considerar às restrições que eventualmente podem ser impostas pelo contexto externo ao sucesso da regulação no país. Nesse sentido, cabe destacar como alerta os recentes acontecimentos em economias vizinhas da América Latina, com o recrudescimento da idéia primitiva de que energia elétrica é um bem estratégico e que seu controle pelo Estado é uma forma de promover a igualdade e a justiça social, que lançam sombras e incertezas sobre a viabilidade e prosperidade dos investimentos na região. Ao Brasil esses movimentos em nada interessam, contudo é preciso que nos mantenhamos imunes a essas influências próximas para que a comunidade internacional perceba que não somos iguais e que os investimentos aqui são bem-vindos e respeitados.

O momento presente coloca a nossa frente o desafio de encontrar um caminho que viabilize a implantação completa de um modelo de regulação econômica por incentivos para o setor elétrico brasileiro, comprovadamente a melhor alternativa para viabilizar a continuidade do desenvolvimento do setor em uma dinâmica de mercado sempre à margem das fronteiras de eficiência e qualidade. Usando Holburn e Spiller (2002, p. 494) mais uma vez, “[...] strong regulatory governance structures protected regulatory policy, and investors’ interests [...]”, e esse caminho passa pela definição de uma diretriz regulatória que tenha como objetivo principal garantir o desenvolvimento setorial sustentável, possibilitando que

todos os agentes possam operar no mercado regulado com segurança jurídica e certeza de que seus direitos serão garantidos em um regime de estabilidade institucional, sejam esses agentes investidores, reguladores ou consumidores.

REFERÊNCIAS

ALVEAL, Carmem. A Descentralização Regulatória das Industrias de Energia Elétrica no Brasil. In: BORENSTEIN, Carlos R. (Org.). et al. **Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1999.

ARMSTRONG, Mark; COWAN, Simon; VICKERS, John. **Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience**. Cambridge: MIT, 1994.

ARROW, Kenneth. Agency and the Market. In: ARROW, K.; INTRILLIGATOR, M. D. (Eds.). **Handbook of mathematical economics**. Elsevier Science, 1986.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA – Abradee. Disponível em: < <http://www.abradee.org.br> >

AVERCH, Harvey; JOHNSON, Leland. Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint. **American Economic Review**, v. 52, p. 1053-1069, 1962.

BALBINOTTO, Giacomo. **"Rent-Seeking" e Crescimento Econômico: Teoria e Evidências**. 2000. Tese (Doutorado em Economia), Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2000.

BARON, David. Design of Regulatory Mechanism and Institutions. In: SCHMALENSEE, Richard; WILLIG, Robert (Eds.). **Handbook of Industrial Organization**. Amsterdam: North Holland, 1988.

BARON, David; BESANKO, David. Regulation and Information in a Continuing Relationship. **Information Economics and Policy**, v. 1, p. 267-302, 1984.

BARON, David; MYERSON, Roger. Regulating a Monopolist with Unknown Costs. **Econometrica**, n. 50, p. 911-930, 1982.

BAUMOL, William; SIDAK, Gregory. **Transmission Pricing and Stranded Costs in the Electric Power Industry**. Washington: The AEI Press, 1995.

BENNETT, Matthew; PRICE, Catherine W. Incentive contracts in utility regulation. In: BROUSSEAY, Eric (Ed.); GLACHANT, Jena-Michel (Ed.). **The Economics of Contracts: Theories and Applications**. Cambridge: Cambridge University Press, 2002.

BERG, Sanford; TSCHIRHART, John. **Natural Monopoly Regulation: Principles and Practice**. Cambridge: Cambridge University Press, 1988.

BESANKO, David; SAPPINGTON, David E. M. Designing Regulatory Policy with Limited Information. In: LESOURNE, Jacques; SONNENSCHNEIN, Hugo (Eds.). **Fundamentals of Pure and Applied Economics**. New York: Harwood Academic, 1987.

BOEKER, Paul H. Abertura Econômica da América Latina e a Redescoberta do Investimento Externo. In: _____ (Org.). **Transformações na América Latina: Privatizações, Investimento Estrangeiro e Crescimento**. Rio de Janeiro: Jorge Zahar, 1995.

BORENSTEIN, Carlos R.; CUNHA, Cristiano José C. de Almeida. A Mudança Organizacional na Eletrosul: Regulação e Sistema de Poder. In: BORENSTEIN, Carlos R. et al. (org.). **Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1999.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br> >

BRASIL. Banco Central do Brasil. Disponível em: < <http://www.bcb.gov.br> >

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br> >.

BRICKLEY, James A.; SMITH JUNIOR., Clifford W.; ZIMMERMAN, Jerold L. **Managerial Economics and Organizational Architecture**. 2. ed. McGraw-Hill Higher Education, 1997.

CABRAL, Luis; RIORDAN, Michael. Incentives for Cost Reduction Under Price Cap Regulation. **Journal of Regulatory Economics**, v. 1, p. 93-102, 1989.

CARNEIRO, Maria Christina F. Investimentos em Projetos de Infra-Estrutura: Desafios Permanentes. **Revista do BNDES**, v. 13, n. 26, p. 15-34, 2006.

CHARREAUX, Gérard. Positive agency theory: place and contributions. In: BROUSSEAY, Eric; GLACHANT, Jena-Michel (Eds.). **The Economics of Contracts: Theories and Applications**. Cambridge: Cambridge University Press, 2002.

CHURCH, Jeffrey; WARE, Roger. **Industrial Organization: A Strategic Approach**. Boston: Irwin McGraw-Hill, 2000.

COASE, Robert. The Nature of the Firm. **Economica**, v. 4, p. 386-405, 1937.

_____. **The Firm, the Market and the Law**. University of Chicago Press, 1988.

_____. The new institutional economics. **The American Economic Review**, v. 88, n. 2, p. 72-74, 1998.

COOPERS & LYBRAND. **Working Paper n. B2: Regulatory Map**. Rio de Janeiro: MME/SEN/Eletróbrás, dez. 1996.

_____. **Brazil electricity sector restructuring study: draft report IV-I**. Rio de Janeiro: MME/SEN/Eletróbrás, jun. 1997.

_____. **Stage VI working paper:** implementetion of the Initial Contracts (part 1). Rio de Janeiro: MME/SEN/Eletróbrás, nov. 1997.

COSTA, Ricardo Cunha da; PRATES, Cláudia Pimentel T. O Papel das Fontes Renováveis de Energia no Desenvolvimento do Setor Energético e Barreiras à sua Penetração no Mercado. **BNDES Setorial**, v. 21, p. 5-30, 2005.

CUBBIN, John; STERN, Jon. Regulatory Effectiveness: the Impact of Good Regulatory Governance on Electricity Industry Capacity and Efficiency in Developing Countries. **London Business School Regulation Initiative Working Paper Serie**, London, n. 57, p. 1-54 2004.

DELMAS, Magali; RUSSO, Michael V.; MONTES-SANCHO, Maria. **Deregulation and Resource Reconfiguration in the Electric Utility Industry**. Berkeley: University of California Energy Institute, 2005.

DEMSETZ, Harold. Why regulate utilities?. **Journal of Law and Economics**, v. 11, p. 55-65, 1968.

DOW, Gregory K. The function of authority in transaction cost economics. **Journal of Economics Behavior and Organization**. v. 8, p. 13-38. 1987.

ERGAS, Henry; et al. Regulatory Risc. In: **Regulation and Investment Conference**, Manly, 2001.

FERREIRA, Carlos Kawal L. Privatização do setor elétrico no Brasil. In: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. **A Privatização no Brasil: O Caso dos Serviços de Utilidade Pública**. Rio de Janeiro, 2000.

Fundação Getúlio Vargas. **Custo de Capital de Distribuição de Energia Elétrica: Risco Regulatório**. Rio de Janeiro, 2006.

GILBERT, Richard; NEUHOFF, Karsten; NEWBERY, David M. Mediating Market Power in Electricity Networks. **Competition Policy Center Working Paper**, n. CPC02-32, 2002.

GUZOWSKI, Carina. La Reforma del Sistema Electrico Argentino. **Estudios Económicos**, v. 16, n. 35, p. 1-87, 2000.

HAYEK, F. A. **The Road to Serfdom**. Chicago: University of Chicago Press, 1944.

HERTOG, Johan den. General Theories of Regulation. **Encyclopedia of Law and Economics**, v. 5, p. 223-270, 1999.

HOLBURN, Guy L. F.; SPILLER, Pable T. Institutional or structural: lessons from international electricity sector reforms. In: BROUSSEAY, Eric; GLACHANT, Jena-Michel (Eds.). **The Economics of Contracts: Theories and Applications**. Cambridge: Cambridge University Press, 2002.

JENSEN, Michael C.; MECKLING, William H. Theory of the Firm: Managerial Behavior, Agency costs and Ownership Structure. **Journal of Financial Economics**, v. 3, n. 4, p. 305-360, 1976.

JOSKOW, Paul L. Electricity sector restructuring and competition: a transaction-cost perspective. In: BROUSSEAY, Eric; GLACHANT, Jena-Michel (eds.). **The Economics of Contracts: Theories and Applications**. Cambridge: Cambridge University Press, 2002.

_____. Regulation of Natural Monopolies. In: POLINSKY, A. M.; SHAVELL, S. (eds.). **Handbook of Law and Economics**. Elsevier, 2005.

JOSKOW, Paul L.; SCHMALENSEE, Richard. Incentive Regulation for Electric Utilities. **Yale Journal of Regulation**, v. 4, p. 614-641, 1986.

KAHN, Alfred E. **The Economic of Regulation: Principles and Institutions**. London: MIT, 1998.

KAY, John; VICKERS, John. Regulatory Reform in Britain. **Economic Policy**, v. 3, n. 7, p. 285-351, Oct. 1988.

KELMAN, Jerson (Coord.). **Relatório de Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica: O Desequilíbrio entre Oferta e Demanda de Energia Elétrica**. Brasília: Câmara de Gestão da Crise de Energia, 2001.

KLEMPERER, Paul. Auction Theory: A Guide to the Literature. **Journal of Economic Surveys**, v. 13, n. 3, 1999.

LEIBENSTEIN, Harvey. Allocative efficiency vs. X-efficiency. **American Economic Review**, v. 56, p. 392-413, 1966.

LEVY, Brian; SPILLER, Pablo T. The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation. In: WILLIAM, Oliver E.; MASTEN, Scott E. (Eds.). **The Economics of Transaction Costs**. Edward Elgar, 1999.

LEWIS, Tracy; SAPPINGTON, David E. M. Regulatory Options and Price Cap Regulation. **Rand Journal of Economics**, v. 20, p. 405-416, 1989.

LIMA, Davi A. Convergência Tarifária – Remédio regulatório para o livre acesso. **Textos para Discussão ANEEL**, v. 2, 2005.

LIMA, Edilberto Carlos P. Privatização e Desempenho Econômico: Teoria e Evidência Empírica. **Texto para Discussão: IPEA**, Brasília, n.532, p. 1-38, 1997.

MACHO-STADLER, Inês; PÉREZ-CASTRILLO, J. David. **An Introduction to the Economics of Information: Incentives and Contracts**. 2.ed. New York: Oxford University Press, 2001.

MATTOS, César. Universal Service in the Brazilian Model of Telecommunications Reform. **Revista Estudos Econômicos**, v. 32, n. 2, 2002.

MEGGINSON, William L. **The Financial Economics of Privatization**. New York: Oxford University Press, 2005.

MELLO JÚNIOR, Luiz R. Privatização e governança empresarial no Brasil. In: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. **A Privatização no Brasil: O Caso dos Serviços de Utilidade Pública**. Rio de Janeiro, 2000.

MORIN, Roger. Regulatory Finance: Utilities' cost of capital. **Public Utilities Report**, 1994.

NEWBERY, David M. **Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities**. 3.ed. London: MIT, 2001.

NORTH, Douglass C. **Institutions, Institutional Change and Economic Performance**. Cambridge: Cambridge University Press, 1990.

_____. **Custos de Transação, Instituições e Desempenho Econômico**. Rio de Janeiro: Instituto Liberal, 1992.

NWAEZE, Emeka T. Deregulation of the electric power industry: The earnings, risk and return effects. **Journal of Regulatory Economics**, v. 17, n. 1, p. 49-67, 2000.

ORME, Willimam A. Jr. et al. A Aceleração do Ritmo da Privatização na América Latina: Um Panorama Geral. In: BOEKER, Paul H. (Org.). **Transformações na América Latina: Privatizações, Investimento Estrangeiro e Crescimento**. Rio de Janeiro: Jorge Zahar, 1995.

PEDROSA, Paulo. Desafio da Regulação do Setor Elétrico, Modicidade Tarifária e Atração de Investimentos. **Textos para Discussão ANEEL**, Brasília, 2005.

PELTZMAN, Sam. Pricing in public and private enterprises: electric utilities in United States. **Journal of Law and Economics**, Chicago, n. 14, p. 109-147, 1971.

_____. Toward a more general theory of regulation. **Journal of Law and Economics**, Chicago, v. 19, n. 2, p. 211-240, 1976.

PIERCE JUNIOR, Richard J. Environmental Regulation, Energy, and Market Entry. **The George Washington University Law School Working Paper**, Washington, n. 98, 2004.

PINDYCK, Robert S.; RUBINFELD, Daniel L. **Microeconomia**. São Paulo: Makron Books,, 1994.

PINHEIRO, Armando C. Impactos microeconômicos da privatização no Brasil. **Pesquisa e Planejamento Econômico**, Rio de Janeiro, v. 26, n. 3, 1996.

PINHEIRO, Armando C.; GIAMBIAGI, Fabio. Brazilian privatization in the 1990's. **World Development**, v. 22, n. 5, 1994.

_____. **Rompendo o Marasmo: A Retomada do Desenvolvimento no Brasil**. São Paulo: Campus/Elsevier, 2006.

PINTO, Helder Quiroz; FIANI, Ronaldo. Regulação Econômica. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (Ed.). **Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticos no Brasil**. São Paulo: Campos, 2002.

PIRES, José Claudio L. Políticas Regulatórias no Setor de Energia Elétrica: A Experiência dos Estados Unidos e da União Européia. **Textos para Discussão: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social**, Rio de Janeiro, n. 73, p. 1-59, 1999.

PIRES, José claudio L.; GIAMBIAGI, Fabio; SALES, André Franco. As Perspectivas do Setor Elétrico após o Racionamento. **Textos para Discussão: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e social**, Rio de Janeiro, n. 97, p. 1-47, 2002.

POLLITT, Michael. Electricity Reform in Chile Lessons for Developing Countries. **Cambridge Working Papers in Economics**, Cambridge, n. 51, 2005.

PONTES, João Randolpho. A Indústria de Energia Elétrica no Brasil: Causas Fundamentais da sua Reestruturação. In: BORENSTEIN, Carlos R. (Org.). et al. **Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1999.

PORTUGAL, Marcela S. O Combate à Inflação no Brasil: do Cruzado ao Real. In: _____ (Org.). **A Economia do Real**. Porto Alegre: Ortiz, 1996.

RAMAMURTI, Ravi. A Privatização como Remédio para Empresas Estatais. In: BOEKER, Paul H. (Org.). **Transformações na América Latina: Privatizações, Investimento Estrangeiro e Crescimento**. Rio de Janeiro: Jorge Zahar, 1995.

REES, Ray. Inefficiency, public enterprises and privatization. **European Economic Review**, v. 32, p. 22-431, 1988.

RIGOLON, Francisco José Z. A Regulação da Infra-Estrutura: A Experiência Recente no Brasil. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 4, n. 7, p. 123-150, 1997.

ROBINSON, Terrance A.; TAYLOR, Mark P. Regulatory uncertainty and the volatility of regional electricity company share prices: the economic consequences of Professor Littlechild. **Bulletin of Economic Research**, v. 50, n. 1, p. 37-46, 1998a.

_____. The effects of regulation and regulatory risk in the UK electricity distribution industry. **Annual of Public and Cooperative Economics**, v. 69, n. 3, p. 331-346, 1998b.

ROCHA, Kátia; BRAGANÇA, Gabriel F.; CAMACHO, Fernando. Remuneração de Capital das Distribuidoras de Energia Elétrica: Uma Análise Comparativa. **Textos para Discussão: IPEA**, Rio de Janeiro, n. 1153, p. 1-22, 2006.

ROSS, Stephen A. The Economic Theory of Agency: The Principal's Problem. **American Economic Review**, v. 63, p. 134-139, 1973.

ROTHSCHILD, Michael; STIGLITZ, Joseph E. Equilibrium in Competitive Insurance Markets: an Essay on the Economics of Imperfect Information. **Quarterly Journal of Economics**, v. 90, p. 630-649, 1976.

SALGADO, Lucia Helena. **A Economia Política da Ação Antitruste**. São Paulo: Singular, 1997.

_____. Agências Regulatórias na Experiência Brasileira: um Panorama do Atual Desenho Institucional. **Textos para Discussão**: IPEA, Rio de Janeiro, n. 941, p. 1-52, 2003.

SANFORD, Berg; JEONG, Jinook. An Evaluation of Incentive Regulation for Electric Utilities. **Journal of Regulatory Economics**, v. 3, p. 45-55, 1991.

SANTANA, Edvaldo A de. **Contrato Satisfatório Multidimensional e Teoria do Incentivo**. Rio de Janeiro: MME/NEEE, 2001.

SANTANA, Edvaldo A. de; GOMES, Ana Amélia C. A Reestruturação das Industrias de Rede: Uma Avaliação do Setor Elétrico Brasileiro. In: BORENSTEIN, Carlos R. (Org.). et al. **Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1999.

SANTANA, Edvaldo A. de; OLIVEIRA, Carlos Augusto C. N. V. de. Regulação e Coordenação: Duas Fontes de Ineficiência da Indústria de Energia Elétrica. In: BORENSTEIN, Carlos R. (Org.). et al. **Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1999a.

_____. A Economia dos Custos de Transação e a Reforma na Indústria de Energia Elétrica do Brasil. In: BORENSTEIN, Carlos R. (Org.). et al. **Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1999b.

SAPPINGTON, David E. M. Incentives in Principal-Agent Relationships. **The Journal of Economics Perspectives**, v. 5, p. 45-66, 1991.

_____. Designing Incentive Regulation. **Review of Industrial Organization**. v. 9, p. 245-272, 1994.

SAPPINGTON, David E. M.; STIGLITZ, Joseph. Information and Regulation. In: BAILAY, Elizabeth (Ed.). **Public Regulation: New Perspectives on Institutions and Policies**. Cambridge: MIT, 1987.

SAPPINGTON, David E. M.; WEISMAN, Dennis L. **Designing Incentive Regulation for the Telecommunications Industry**. Cambridge: MIT, 1996.

SARAIVA, Enrique; PECI, Alketa; BRASÍLICO, Edson A. (Org.). **Regulação, defesa da concorrência e concessões**. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, 2002.

SHAPIRO, Carl; WILLIG, Robert. Economic Rationales for the Scope of Privatization. In: SULEIMAN, B. N.; WATERBURY, J. (Ed.). **The Political Economy of Public Sector and Privatization**. London: Westview, 1990.

SHEPERD, William. Utility growth and profits under regulation. In: SHEPERD, W.; GIES, T. G. (Ed.). **Utility Regulation: new directions in theory and practice**. New York: Random House, 1966.

SHLEIFER, Andrei. A Theory of Yardstick Competition. **Rand Journal of Economics**, v. 16, p. 319-327, 1985.

_____. State versus Private Ownership. **Journal of Economic Perspective**, v. 12, p. 133-150, 1998.

SICILIANO, Alexandre. Regulação Incentivada: Simplificação ou Complicação na Supervisão das Concessionárias de Regulação?. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 12, n. 23, p. 243-266, 2005.

SMITH, Adam. **The Wealth of Nations**. New York: Modern Library, 1993.

STIGLER, George J. **The theory of economic regulation**. Chicago: University of Chicago, 1971.

SULLIVAN, James B. Participação Privada no Setor de Energia Elétrica. In: BOEKER, Paul H. (Org.). **Transformações na América Latina: Privatizações, Investimento Estrangeiro e Crescimento**. Rio de Janeiro: Jorge Zahar, 1995.

TEIXEIRA, Rogério de A.; TOYOSHIMA, Silvia H. Evolução das Telecomunicações no Brasil, 1950-2001: o caso da telefonia. **Revista Econômica do Nordeste**, v. 34, n. 1, p. 150-178, 2003.

VARIAN, Hal. **Microeconomics Analysis**. New York: Norton, 1992.

VIEIRA, Xisto. **Precisamos Garantir a Competitividade das Térmicas**. 2005. Disponível em: < <http://www.gasnet.com.br> > Acesso em: 07 nov. 2006.

VICKERS, John; YARROW, George. **Privatization: An Economic Analysis**. Cambridge: MIT, 1988.

VISCUSI, W. Kip; VERNON, John M.; HARRINGTON, Joseph E. **Economics of Regulation and Antitrust**. 2.ed. Cambridge: MIT, 1996.

VOGELSANG, Ingo. Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets: A 20-Year Perspective. **Journal of Regulatory Economics**, v. 22, n. 1, p. 5-27, 2002.

WERNECK, Rogério L. F. Tarifação de energia elétrica em face da perspectiva de excesso de demanda. **Pesquisa e Planejamento Econômico**, v. 30, n. 2, p. 289-324, 2000.

WILLIAMSON, B. Under Pressure. **Utility Week**, mai. 2000.

WILLIAMSON, Oliver. Transaction-Cost Economics: The Governance of Contractual Relations. **Journal of Law and Economics**, Chicago, v. 22, n. 2, p. 233-261, 1979.

_____. **The Economic Institutions of Governance**. New York: The Free, 1985.

_____. **The Mechanism of Governance**. New York: Oxford University Press, 1996.

_____. Contract and economic organization. In: BROUSSEAY, Eric; GLACHANT, Jena-Michel (Eds.). **The Economics of Contracts: Theories and Applications**. Cambridge: Cambridge University Press, 2002.

