UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Instituto de Economia

REGULAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: UMA ANÁLISE DO "CUSTO REGULATÓRIO"

Marcelo Laplane

Dissertação de Mestrado apresentada ao Instituto de Economia da UNICAMP para obtenção do título de Mestre em Ciências Econômicas, sob a orientação do Prof. Dr. Edgard Antonio Pereira.

Este exemplar corresponde ao original da dissertação defendida por ***Marcelo Laplane*** *em* ***07/11/2006*** *e orientado pelo* ***Prof. Dr. Edgard Antonio Pereira.***

CPG, 07 / 11 / 2006

Campinas, 2006

Ficha catalográfica elaborada pela biblioteca do Instituto de Economia/UNICAMP

L316r

Laplane, Marcelo.

Regulação do setor eletrico brasileiro: uma analise do custo regulatorio / Marcelo Laplane. -- Campinas, SP : [s.n.], 2006.

Orientador : Edgard Antonio Pereira.

Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Economia.

1. Industria eletrica – Brasil – Tarifas. 2. Controle de preços. 3. Energia eletrica – Regulamentação - Brasil. I. Pereira, Edgard Antonio. II. Universidade Estadual de Campinas. Instituto de Economia. III. Titulo.

07-37-BIE

Título em Inglês: Regulation in the Brazilian electricity supply industry : an analysis of the regulation cost

Keywords: Electricity industry – Brazil – Rates ; Government price regulation ; Electric power – Laws and regulations - Brazil

Area de Concentração : ----------

Titulação: Mestre em Ciencias Economicas

Banca examinadora: Prof. Dr. Edgard Antonio Pereira
Prof. Dr. Paulo Sergio Fracalanza
Profa. Dra. Elbia Aparecida Silva Melo

Data da defesa: 07-11-2006

Programa de Pós-Graduação: Ciencias Economicas

Dissertação de Mestrado

Aluno: MARCELO LAPLANE

"Regulação no Setor Elétrico Brasileiro: Uma Análise do `Custo Regulatório´"

Defendida em 07 / 11 / 2006

COMISSÃO JULGADORA

Prof. Dr. EDGARD ANTONIO PEREIRA
Orientador – IE / UNICAMP

Prof. Dr. PAULO SÉRGIO FRACALANZA
IE / UNICAMP

Profa. Dra. ELBIA APARECIDA SILVA MELO
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica / SP

Para Marcos e Bebe, Alberto e Negrita

Resumo:

Na presente dissertação o setor elétrico é utilizado como mote para discutir e caracterizar o conceito de “custo regulatório”. Ademais, realiza-se aqui uma tentativa de medi-lo através da avaliação da comparação entre a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica e o custo de oportunidade de seus investimentos. Para contextualizar o problema é feita uma descrição das características da indústria elétrica, dos mecanismos de regulação de monopólios e de seus limites. Os resultados encontrados mostram que o conceito convencional de “custo regulatório” deve ser relativizado e que um mercado bem regulado pode funcionar melhor do que um desregulado.

Agradecimentos:

Em primeiro lugar, agradeço ao professor Edgard, que sem muitas referências aceitou orientar este projeto que, quando o procurei, sabia-se apenas que seria sobre regulação econômica. Ademais, agradeço aos colegas do Núcleo de Economia Industrial e da Tecnologia, especialmente a Célio Hiratuka, Rodrigo Sabbatini e José Augusto Ruas, pelo debate franco e leituras atentas de versões preliminares deste trabalho. Registro também minha gratidão aos amigos Éfe Agá e Reinaldo, que nos acalorados debates sobre economia brasileira contribuíram para o amadurecimento das idéias e concepções sobre o capitalismo e nosso país que nortearam toda a argumentação deste trabalho. Um agradecimento especial vai para José Antônio Braunbeck, amigo fiel e generoso que dedicou parte de suas férias a debater e auxiliar na montagem da parte metodológica desta dissertação. Por fim, agradeço as pessoas que fizeram do período mais intenso de reflexão e trabalho algo menos penoso. Caveira, Espeto, Adi, DD7, Pipo, Zé Braun, Marina, Lu e Bel: obrigado por tudo, amo vocês.

Sumário:

Sumário: i
Lista de Figuras: xi
Lista de Gráficos: xi
Lista de Tabelas: xi
Introdução: 1
Capítulo 1: A indústria elétrica brasileira 5
1.1. Características da indústria elétrica: 5
1.2. A indústria elétrica brasileira: 9
1.2.1. As especificidades da indústria elétrica brasileira: 14
1.2.1.1. A geração de energia elétrica: 15
1.2.1.2. O sistema de transmissão de energia: 17
1.2.1.3. A distribuição de eletricidade: 18
1.2.2. As instituições do mercado brasileiro de energia elétrica: 18
1.2.3. Os leilões de energia: resultados preliminares 24
Capítulo 2: Regulação nas indústrias elétricas 27
2.1. Regulação e concorrência: 27
2.2. A regulação tarifária no Setor Elétrico: 30
2.2.1. Tarifação pelo custo de serviço ou taxa de retorno: 30
2.2.2. Tarifação pelo custo marginal: 33
2.2.3. A regulação por incentivos: 36
2.3. A tarifação no setor elétrico brasileiro: 39
2.4. Os limites dos arranjos regulatórios: 43
Capítulo 3: Regulação e "custo regulatório" 51
3.1. Estimando os efeitos da regulação: 51
3.2. A abordagem da ANEEL sobre o custo de capital: 60
3.3. Custo de capital e "custo regulatório": 66
Capítulo 4: A rentabilidade das concessões de distribuição de eletricidade no Brasil 73
4.1. A modicidade tarifária: 73
4.2. A remuneração dos investimentos: 75
4.3. Limites do exercício: 78
4.4. Análise dos dados: 81
4.5. Custo Regulatório e lucratividade: 91
Conclusões e considerações finais: 93
Bibliografia: 99

Lista de Figuras:

Figura 1: Representação esquemática da indústria elétrica 8
Figura 2: Monopólio Natural 34

Lista de Gráficos:

Gráfico 1: Expansão do consumo de eletricidade e da capacidade instalada 14
Gráfico 2: Preço médio por produto 25
Gráfico 3: Variação das tarifas, inflação e rendimento médio (1995/2005) 74
Gráfico 4: RoC x WACC 81
Gráfico 5: RoC x WACC (Concessões “velhas” x “novas”) 86
Gráfico 6: RoE x Custo de capital próprio (empresas “velhas” x “novas”) 87
Gráfico 7: RoE x Custo de capital próprio 88

Lista de Tabelas:

Tabela 1: Matriz brasileira de energia: Empreendimentos em Operação 15
Tabela 2: Empreendimentos de geração no Brasil 16
Tabela 3: Preços médios atingidos por produtos ofertados (R$/ MWh) 24
Tabela 6: Evolução da estrutura de capital próprio (em %) 68
Tabela 7: Amostra de Empresas 76
Tabela 8: Medidas de retorno 76
Tabela 9: Guia para interpretação dos resultados 78
Tabela 10: RoC (1998-2005, em porcentagem) 82
Tabela 11: Medidas de Dispersão para o RoC (1998-2005) 83
Tabela 12: Ano de assinatura e duração das concessões 85
Tabela 13: RoE (em porcentagem) 89
Tabela 14: Medidas de Dispersão para o RoE (1998-2005) 90

Introdução:

O objetivo deste trabalho é caracterizar o que é o "custo regulatório" e avaliar, a partir da definição desse conceito, se as distribuidoras de energia elétrica foram sistematicamente prejudicadas pela ação do regulador, ao menos no que se refere ao aspecto da sua lucratividade.

No transcorrer das últimas três décadas, nas indústrias de infra-estrutura, notadamente aquelas que dependem de redes (como telecomunicações, energia elétrica, gás e saneamento básico), inovações tecnológicas levaram ao questionamento da manutenção de estruturas de mercado verticalmente integradas, fossem elas de propriedade pública ou privada.

Segundo Newbery (2001) essas inovações permitiriam, ao menos em tese, a segmentação das cadeias produtivas com a introdução da concorrência nos serviços prestados "através da rede" (geração e comercialização), tidos como potencialmente competitivos, permanecendo como monopólio natural os serviços "de rede" (transmissão e distribuição), que deveriam ser submetidos a algum tipo regulação, de preços, quantidade, entrada ou saída.

Nesta nova configuração caberia ao Estado a determinação do preço que equilibraria os anseios de consumidores e investidores nos segmentos em que não fosse possível a introdução da concorrência. O "preço justo" mimetizaria o preço que seria atingido pelo equilíbrio competitivo, uma vez que asseguraria aos consumidores a modicidade tarifária e a qualidade do serviço, enquanto que aos investidores garantiria uma remuneração "razoável" ao seu investimento e a eficiência setorial (Pires & Piccinini, 1998).

Em suma, a regulação tarifária, onde não fosse possível a introdução da livre concorrência, permitiria distribuição mais eqüitativa do produto em comparação ao que seria atingido no caso da consolidação de uma estrutura de mercado concentrada, onde o excedente seria amplamente absorvido pelo monopolista ou oligopolistas.

Nesse contexto, a idéia de regulação por incentivo está associada a uma série de esquemas de buscam induzir o agente regulado a adotar estratégias que

gerem um aumento da eficiência setorial. Um dos mecanismos mais consagrados é o “price cap”, que pode ser representado nos termos utilizados por Sappington (1998). Segundo o autor, esse tipo de regulação tarifária de monopólios naturais tem por objetivo estabelecer a taxa à qual devem cair as tarifas dos serviços prestados em decorrência do aumento da produtividade. Como a taxa ***estimada*** desse aumento (o *fator X*) não corresponde necessariamente à queda ***real*** dos custos gerenciáveis das firmas, configura-se um esquema que gera incentivos à eficiência econômica, uma vez que as empresas podem se apropriar, na forma de lucros, de uma redução dos custos abaixo da margem estipulada pelo regulador entre os períodos de revisão.

A despeito das propaladas benesses do binômio concorrência/ regulação, na maior parte da periferia capitalista ocidental, passados cerca de 10 anos do início das reformas, uma série de indústrias “reguladas” ainda não encontrou o caminho para equilibrar tarifas, rentabilidade e investimentos em expansão.

De maneira geral, ainda que tenham sido constatados ganhos de eficiência na maioria dessas indústrias, esses aumentos de produtividade não foram capazes de superar a queda no volume de investimentos, tanto privados como públicos, além de não terem se refletido em tarifas mais baixas aos consumidores finais. Pelo contrário: regra geral, até o momento, as reformas impuseram um forte aumento dessas tarifas para os agentes de todas as categorias (Estache *et alii*, 2003).

Para os defensores das reformas o baixo desempenho do investimento privado nos setores de infra-estrutra é atribuído às “falhas de governo”, que se referem aos limites impostos à capacidade regulatória do Estado decorrentes do ambiente de informação assimétrica e da incipiência de suas instituições regulatórias.

Esse ambiente submeteria o regulador à possibilidade de captura por interesses políticos de curto prazo, promovendo alocações ineficientes. Essa perda de eficiência implicaria na redução da capacidade competitiva dos agentes privados e se traduziria no aumento do risco dos investimentos em setores

regulados, bem como na remuneração insuficiente do capital, dada a rentabilidade de ativos de risco comparável.

No que se refere estritamente à reforma da indústria elétrica brasileira, levada a cabo a partir de meados dos anos 90, foram empreendidas a privatização parcial e desverticalização das empresas, bem como a criação de um arcabouço institucional regulatório. Nesse sentido, as atividades de transmissão e distribuição são consideradas monopólios naturais e, consequentemente, estão sujeitas a um regime de regulação. Por sua vez, a geração e a comercialização, são consideradas atividades potencialmente competitivas. Nesse quadro, a regulação estatal estaria presente para monitorar tanto as atividades monopolistas como as relações entre esses segmentos e aqueles competitivos, corrigindo possíveis imperfeições e desequilíbrios.

Porém, até o momento, não apenas a indústria não encontrou o caminho para uma trajetória de expansão eficiente. Mais do que isto, o modelo adotado inicialmente exacerbou um ambiente de incerteza que, associada à falta de clareza das regras e à precipitação nos processos de privatização e desverticalização, levou ao racionamento do consumo entre os anos de 2001 e 2002, com um elevado custo em termos de produto para todo o país (Sauer, 2002).

A partir de então, retomou força a percepção da característica de serviço público da eletricidade e da importância da intervenção governamental no setor elétrico para garantir a sua oferta. Com isso, o processo de reforma sofreu uma inflexão a partir de 2002, com os programas de privatizações paralisados, enquanto o Governo voltava a valorizar um controle direto sobre o planejamento da expansão da oferta de energia elétrica e sobre a contratação de energia entre geradores e distribuidores (Correia, 2004).

A retomada do planejamento centralizado foi vista por alguns críticos como uma "Reestatização Silenciosa"[1], que poderia provocar perdas ainda maiores de eficiência. Segundo Rocha *et alli* (2006a): "Sendo o investimento privado não

[1] Artigo publicado no sítio do Centro Brasileiro de infra-estrutura por Adriano Pires e Rafael Schechtman. http://www.cbie.com.br/newsletter/main/printnews.asp?idnews=154, acesso em 31/07/2006.

coercivo, o aspecto crucial para a sua atração consiste na correta remuneração do capital, em uma sistemática previsível e transparente". Nesse sentido, trabalhos do Banco Mundial e do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada[2] (IPEA) apontam para o fato de que a indústria elétrica não tem sido remunerada de maneira consistente com o risco de seus investimentos.

Porém, ao analisar o desempenho médio da indústria esses trabalhos não captam a elevada heterogeneidade apresentada pelas firmas individuais no que se refere a sua rentabilidade. Isto somente se revela em uma análise desagregada, reforçando a hipótese de que questões relativas à gestão eficiente das empresas podem ter um peso muito maior sobre a lucratividade do que o ambiente regulatório.

Nesse contexto, esta dissertação tem por objetivo avaliar se as distribuidoras de energia elétrica tiveram seus retornos alinhados ao seu custo de capital ou se foram sistematicamente prejudicadas pela ação do regulador, ao menos no que se refere ao aspecto da sua rentabilidade.

Para tanto, além deste primeiro capítulo introdutório e de um sexto capítulo de conclusão, o trabalho será organizado da seguinte maneira. No capítulo 1, será feita uma caracterização do setor elétrico brasileiro e de suas especificidades. No capítulo 2, será realizada uma caracterização da teoria da regulação econômica, sendo apresentada uma breve revisão de suas limitações e de seu papel estratégico no incentivo à eficiência econômica. No capítulo 3, serão avaliadas algumas opções para medir o "custo regulatório" e, por fim, no capítulo 4, utilizaremos a teoria de finanças para identificar se as empresas tiveram sua rentabilidade alinhada ao seu custo de oportunidade.

[2] Ver Estache et alii (2004), Estache et alii (2003) e ainda Rocha et alii (2006a).

Capítulo 1: A indústria elétrica brasileira

Neste capítulo será realizada uma descrição da indústria elétrica, identificando seus distintos segmentos e buscando caracterizar algumas peculiaridades em relação a outras indústrias de infra-estrutura. Em seguida, serão apresentadas as particularidades dessa indústria no Brasil, bem como uma breve revisão do seu processo de formação, as recentes reformas e seu atual quadro institucional.

1.1. Características da indústria elétrica:

Nas indústrias de energia elétrica é possível identificar ao menos quatro atividades que podem ser, em princípio, operadas por agentes independentes. São elas as atividades de Geração e Comercialização, tidas como potencialmente competitivas, e Distribuição e Transmissão, consideradas monopólios naturais.

O segmento de geração de eletricidade caracteriza-se pela ampla gama de tecnologias disponíveis e comercialmente viáveis que se diferenciam pelo tipo de energia utilizada[3]. Dentre essas possibilidades técnicas, é ainda possível classificar a geração pelo tipo de equipamento ou "combustível" utilizados. A geração hidráulica, por exemplo, pode ser feita a partir de usinas de "fio d'água" até empreendimentos que utilizam grandes reservatórios plurianuais. No que se refere à geração térmica, vários combustíveis podem ser utilizados, como gás natural, carvão, fissão nuclear, biomassa e óleo (Correia, 2004).

O que caracteriza este segmento como potencialmente competitivo é o fato de que, em primeiro lugar, em países onde a geração é predominantemente térmica e existe grande disponibilidade de gás, as possibilidades de co-geração[4], bem como o desenvolvimento de plantas de ciclo combinado[5], permitiriam a

[3] A geração de eletricidade pode, basicamente, ser feita a partir da energia solar, térmica, hidráulica e química (Rovere, Rosa e Rodrigues, 1985).

[4] A co-geração consiste no aproveitamento do calor residual dos processos termodinâmicos, que de outra forma seria desperdiçado, para uma aplicação secundária, como a geração de energia elétrica, podendo esta estar ou não relacionada com o processo principal.

[5] As usinas de ciclo combinado integram dois tipos de unidades geradoras: a gás e a vapor. Nessas plantas, uma vez terminado o ciclo de geração nas turbinas a gás, os resíduos são utilizados para aquecer uma

redução do tamanho ótimo das usinas, diminuindo os ganhos advindos de possíveis economias de escala e escopo, o que por si só já permitiria um maior número de agentes nesta atividade, como os geradores independentes (Rigolon, 1997).

Em segundo lugar, a despeito das várias possibilidades técnicas, o fato de a eletricidade ser transportada por uma rede de uso comum (tanto para longas distâncias quanto para distribuição doméstica), exige que a energia distribuída tenha especificidades técnicas minimamente padronizadas, o que a torna um bem homogêneo. Assim, uma vez garantido o livre acesso dos geradores às redes de transporte, os consumidores têm a prerrogativa de poder escolher de qual gerador adquirir a energia sem grandes custos de comutação[6] (Viscusi, Vernon e Harrington, 2001).

Paralelamente, as atividades de transmissão e distribuição são tipicamente tidas como monopólios naturais, uma vez que exigem um elevado volume de capital fixo e é economicamente irracional a duplicação dessas redes. Além disso, uma vez que o capital é imobilizado na infra-estrutura da rede, essas atividades passam a apresentar economias de escala (Viscusi, Vernon e Harrington, 2001).

Entretanto, embora tenham um baixo dinamismo em termos técnicos e um grau de competição restrita, as atividades de transmissão e distribuição apresentam economias de escopo e cooperação entre si e com o segmento de geração. A propriedade de uma rede de transmissão permite, além da possibilidade de otimização do despacho, com significativas vantagens de custo, um aumento do poder de mercado dos geradores, que podem impor restrições de acesso à rede para seus concorrentes (Vinhaes, 2003).

Da mesma forma, existem possibilidades de economia de custos e aumento de poder de mercado na verticalização das atividades de distribuição e transmissão, bem como geração e distribuição.

---

caldeira e iniciar o ciclo de geração nas turbinas a vapor. A combinação destes dois tipos de geração permite um maior aproveitamento dos combustíveis utilizados, aumentando a eficiência das usinas termoelétricas.

[6] Cabe apontar que os custos envolvidos na troca de fornecedor de energia são basicamente custos de transação decorrentes da negociação dos contratos de compra de energia. Estes custos, como veremos mais adiante, podem ser consideráveis em razão da forte incerteza e assimetria de informação que envolve as transações nesta indústria.

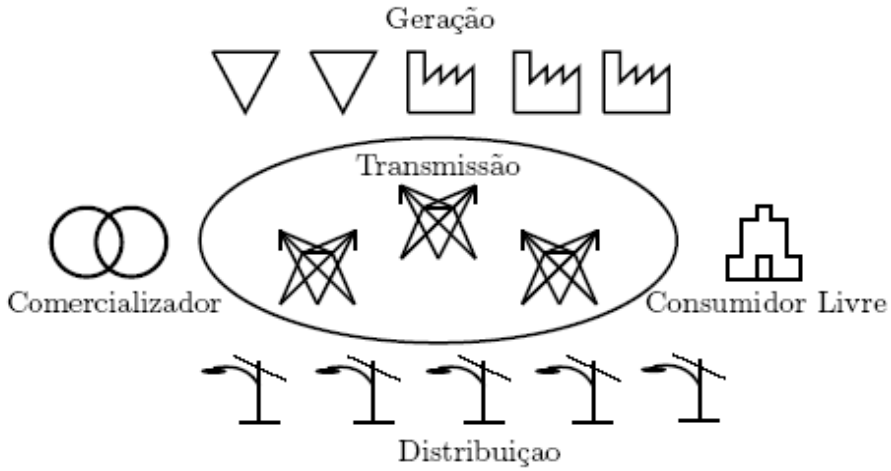
Como foi descrita acima, a indústria elétrica apresenta uma estrutura conflitante em que segmentos competitivos se relacionam com segmentos regulados, existindo a possibilidade da extensão do poder de mercado de um segmento a outro (Vinhaes, 2003). Para mitigar estes problemas, a maioria das indústrias reestruturadas (sobretudo aquelas que apresentam sistemas interligados de transmissão entre diferentes regiões geográficas) criou a figura de um operador central que coordena o despacho das diferentes usinas, através de um princípio de mérito econômico, para otimizar a utilização das fontes de energia[7].

Ademais dessas atividades que estão relacionadas com os fluxos físicos de energia propriamente ditos, o segmento de comercialização consiste na operação de todas as relações comerciais possíveis entre os distintos agentes da indústria. Sem fortes exigências de capital imobilizado, e na ausência de outras barreiras à entrada, estes agentes são basicamente *traders* e atuam, portanto, em ambiente competitivo.

A figura 1 abaixo apresenta um esquema simplificado da indústria. Cabe lembrar que os fluxos de transações econômicas entre os agentes podem ser dos mais variados, para cima e para baixo da cadeia e entre todos os agentes:

[7] A otimização do despacho atende não apenas à minimização do custo, como também ao requisito de estabilidade e sistema. Dadas as características específicas da eletricidade (uma vez gerada não existe tecnologia eficiente ou economicamente viável para armazená-la) variações entre oferta e demanda devem ser atendidas instantaneamente, uma vez que elas provocam externalidades sobre toda a rede, reforçando a necessidade de coordenação (Newbery, 2001).

Figura 1: Representação esquemática da indústria elétrica



Fonte: Correia (2004)

Por fim, outras características essenciais desta indústria, e que de alguma maneira determinam as possibilidades de sucesso das reformas já referidas, devem ser destacadas. Primeiramente, temos observado na maioria dos países que se submeteram a reformas liberalizantes, um processo de reconcentração decorrente das possibilidades de aferição de lucros extraordinários que resultam da coordenação entre os diferentes segmentos (Pires, 1999).

Segundo, além das questões de economia de redes, a especificidade de exigir a imobilização de um elevado volume de capital (*sunk costs*) e de envolver questões de ordem ambiental e de engenharia, implica um período relativamente longo de tempo para a execução e maturação dos investimentos, o que aumenta a incerteza e risco da aplicação do capital no setor.

Estas características impõem dificuldades à consolidação de uma estrutura de mercado competitiva, tanto pela tendência concentradora quanto pelas fortes incertezas inerentes a esta atividade e que são reforçadas por um ambiente de acirrada concorrência.

É nesse contexto que, consideradas as diferentes estruturas de mercado possíveis (a competitiva e a regulada) e as necessidades de se alavancar os

investimentos no setor elétrico, foi empreendida, a partir do início dos anos 90, a reforma da indústria elétrica brasileira.

1.2. A indústria elétrica brasileira:

No Brasil, a indústria elétrica, à semelhança do que ocorreu com uma série de serviços de infra-estrutura mundo afora, foi inicialmente concebida como um monopólio verticalmente integrado, com sistemas isolados e de propriedade privada.

Ao tomar força o processo de industrialização brasileiro, no início dos anos 50, os agentes privados rapidamente se demonstraram incapazes de aportar os investimentos necessários à expansão do serviço no ambiente de forte incerteza e elevadas exigências de capital que caracteriza o setor elétrico. Assim, no contexto do "Estado desenvolvimentista" e dado o caráter estratégico desse serviço[8], iniciou-se um processo de forte regulação do setor que culminou com a estatização do mesmo a partir do início dos anos 60, com a criação da *holding* Eletrobrás.

A indústria elétrica brasileira, em sua fase estatal, caracterizou-se pela operação centralizada de um monopólio verticalmente integrado, no qual conviviam empresas municipais, estaduais e federais em regime cooperativo[9]. Nesse arranjo, o Estado, que desempenhava o papel de investidor e financiador, optou pela construção de uma matriz energética apoiada na maximização do aproveitamento dos potenciais hídricos através da interligação dos subsistemas e com um planejamento determinativo da expansão, visando a manutenção do equilíbrio entre o consumo e a energia firme[10] do sistema.

Embora alguns autores apontem para o fato de que o modelo estatal tenha gerado distorções e que era ineficiente do ponto de vista econômico[11], de maneira

[8] Sobre os impactos das indústrias de infra-estrutura no desenvolvimento econômico ver Rigolon (1997)

[9] Segundo Pires e Piccinini (1998), o regime cooperativo caracteriza-se pela existência de mecanismos de distribuição dos lucros e socialização das perdas entre todas as empresas do sistema através dos mecanismos de equalização tarifária, que impõe uma tarifa homogênea para empresas com diferentes estruturas de custo, e pela existência da CRC (Conta de Resultados a Compensar).

[10] A energia firme do sistema corresponde à máxima produção contínua de energia que pode ser obtida supondo a ocorrência da seqüência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada.

[11] Pires et al (2002) apontam que, além da crise fiscal do Estado, o regime regulatório era inadequado por não incentivar a eficiência econômica. Estas observações seguem a linha de críticas presente em trabalhos

geral, ele conseguiu cumprir com os objetivos de geração de energia barata, expansão e operação segura do serviço no período que se estendeu dos anos 60 ao início dos 80, desempenhando um papel fundamental no processo de acelerada industrialização do país durante essas décadas.

A sucessão de choques externos a partir de meados dos anos 70, que culminou com a exclusão das economias periféricas do circuito internacional de crédito, levou ao estrangulamento financeiro das empresas estatais brasileiras, inclusive as do setor elétrico, deteriorando a capacidade do Estado de executar os investimentos necessários à sua manutenção e expansão.

Isto se deu tanto em razão da estrutura de financiamento dos investimentos, apoiados na captação de recursos externos, como da utilização das empresas do setor como instrumento de política econômica.

Por um lado, estas empresas serviram à política de financiamento monetário do balanço de pagamentos durante o acirramento da crise financeira nos anos 70[12]. Por outro, acabaram descapitalizadas pela manutenção de tarifas reais deprimidas para fins de combate à inflação (Buratini, 2004). Adicionalmente, as estatais tiveram seus programas de investimentos severamente restringidos pelas políticas de austeridade fiscal impostas pelos organismos multilaterais durante a crise dos anos 80, recomendações estas que foram reforçadas através do Consenso de Washington na década seguinte.

Diante da necessidade de captar recursos para a manutenção de níveis de qualidade e confiabilidade do serviço, bem como da essencialidade do setor elétrico para uma retomada do crescimento – dado o estrangulamento financeiro do Estado e a restrição imposta pelos credores externos para a reinclusão do país no circuito internacional de crédito – a solução que terminou se impondo foi a reforma da indústria elétrica apoiada na privatização e segmentação das empresas, fortemente baseada no modelo discutido no item anterior.

---

favoráveis à reestruturação das indústrias de infra-estrutura, que apontam para a baixa produtividade com uma alocação ineficiente de capital e trabalho, restrição de acesso aos serviços por grande parte da população e baixo desempenho financeiro das estatais em decorrência da utilização destas para fins de política econômica.

[12] Sobre a utilização das empresas estatais para o equilíbrio do balanço de pagamentos ver Carneiro (2002) e Batista Jr. (1987), entre outros.

Não obstante atender a dois propósitos de ordem macroeconômica, a adequação da política econômica às recomendações do Banco Mundial e FMI, bem como o acúmulo de reservas para viabilizar o plano de estabilização lançado pelo governo Fernando Henrique Cardoso, acreditava-se que os investidores privados teriam condições de aportar os recursos necessários à retomada da expansão do setor.

Do ponto de vista das relações entre centro e periferia capitalista, o esquema de privatização e segmentação atendia aos anseios do capital internacional por "novos negócios" e coincidia com o contexto de elevada capacidade ociosa da indústria de equipamentos nos países desenvolvidos (Sauer, 2002).

Entretanto, uma série de entraves levou ao fracasso desse modelo de reforma do setor, que culminou com a crise de abastecimento no ano de 2001 e provocou uma nova rodada de reformas a partir de 2004. Segundo Vinhaes (2003), as críticas ao modelo implantado em meados dos anos 90 podem ser feitas tanto com relação à inadequação deste às especificidades da indústria elétrica brasileira, como aos equívocos e incompletude de sua implementação.

No que se refere a este último conjunto de críticas, a urgência do governo em alienar as empresas estatais para viabilizar o plano de estabilização econômica[13], fez com que a privatização do setor elétrico (iniciada com a venda das empresas Light e Escelsa, distribuidoras da Eletrobrás, em 1995 e 1996, respectivamente) se desse antes da implementação do marco regulatório, antes inclusive da constituição da agência que deveria regular a indústria, a Aneel, que só foi criada em 1997.

Além da incerteza quanto ao esquema de regulação que terminaria por se consolidar, os desequilíbrios financeiros entre as distribuidoras e geradores estatais, decorrentes da falência do sistema cooperativo, não haviam sido solucionados até o início do programa de privatização, o que aumentava o desinteresse dos investidores privados em adquirir essas empresas, uma vez que nada indicava que a situação de inadimplência seria resolvida com a simples

[13] Sobre o objetivo estritamente macroeconômico das privatizações ver Belluzzo e Almeida, (2002).

mudança de propriedade. Isto levou ao atraso no cronograma de privatização e contribuiu para a consolidação de uma estrutura mista de propriedade estatal e privada.

Segundo Pires *et alii* (2002), o quadro de incerteza decorrente do atraso nas reformas resultou na interrupção de obras essenciais para a manutenção do serviço, uma vez que o governo esperava que os agentes privados levassem a cabo essas obras. Esse fato, associado ao uso predatório dos reservatórios desde a década de oitenta, levou ao racionamento de energia no ano de 2001[14].

Uma nota crítica adicional pode ser feita em relação à mudança de propriedade na indústria elétrica nos anos 90, notadamente no que se refere à desnacionalização das empresas do setor. Ao transferir o controle das empresas a grupos estrangeiros, a rentabilidade destas passou a ser medida em termos da moeda chave do sistema monetário internacional, o que, em decorrência das crises cambiais crônicas, provocou a paralisia de investimentos, bem como pressão pela elevação das tarifas e utilização de índices de correção que não refletissem os custos setoriais, mas sim as eventuais perdas com a variação cambial.

No que se refere à aplicabilidade do modelo adotado às especificidades brasileiras, pesam as críticas quanto à convivência de usinas depreciadas (energia velha) com usinas novas (energia nova), o que distorce os preços e dificulta a implementação de um mercado *spot*. Ademais, reforça essa característica o fato da base de geração de energia ser predominantemente hidráulica, sujeita, portanto, à incerteza climática, o que provoca uma grande variabilidade dos preços e dificulta também a sinalização de investimentos.

Araújo (2001) chama atenção para a ausência das três pré-condições sugeridas por Joskow & Schmaleense (1983) como essenciais para o sucesso desse tipo de reforma, a saber: a existência de capacidade ociosa nos segmentos de geração, transmissão e distribuição; lento crescimento da demanda; e farta disponibilidade de gás natural.

[14] Para uma descrição detalhada dos determinantes da crise de energia de 2001 ver Kelman (2001).

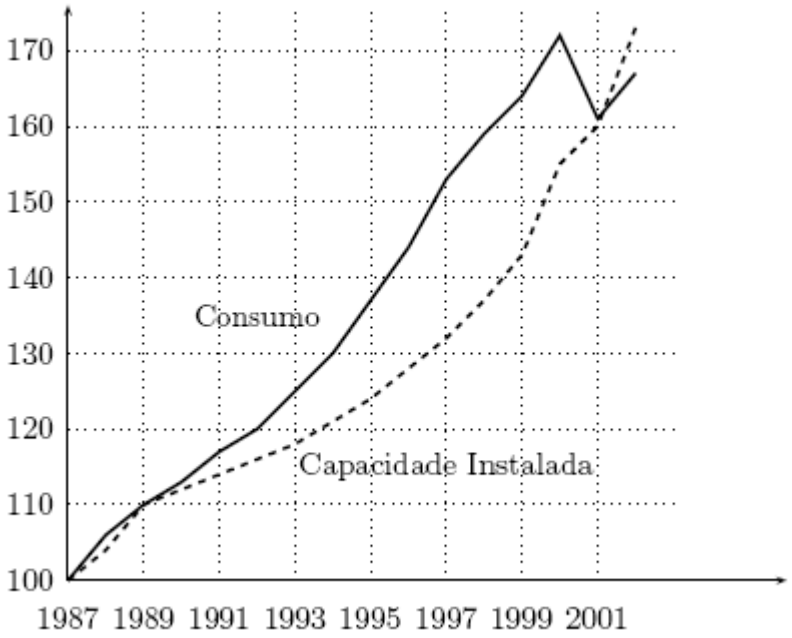
Em relação a esta última condição, a ausência de fornecimento adequado de gás natural travou o desenvolvimento das geradoras térmicas, às quais era reservado um papel central na indução da competição, uma vez que facilitariam a entrada de produtores independentes e autoprodutores no sistema. A insuficiência desse combustível frente às necessidades da indústria tornou as termoelétricas economicamente inviáveis, prejudicando as possibilidades de consolidação do modelo.

Uma última observação pode ser feita com relação à consolidação de uma base de geração mista, composta por usinas térmicas e hidráulicas. A existência de potenciais hídricos ainda não explorados e as já mencionadas economias de coordenação advindas do despacho centralizado implicam que o custo marginal de longo prazo da expansão da geração hidroelétrica permanecerá mais baixo do que o das usinas térmicas, fato acentuado pela precariedade do fornecimento de gás natural. Isto implica que o segmento de geração ainda mantém algumas das características de monopólio natural, como elevados requerimentos de capital imobilizado, longo período de maturação dos investimentos e economias de escala, o que dificulta não apenas a simples mudança de propriedade como também a introdução da competição nesse segmento.

Nessa conjuntura, as usinas termoelétricas operariam apenas como fonte auxiliar de fornecimento em períodos de seca, ficando fora de operação a maior parte do tempo e necessitando, portanto, de um esquema de remuneração especial que refletisse seu perfil “emergencial”, o que poderia inviabilizaria a organização de um modelo de livre concorrência na geração.

De toda forma, o quadro de subinvestimento observado durante a década de 80 se arrastou pelos anos 90 e a não realização dos investimentos previstos nos Planos Decenais acentuou o descolamento da oferta e consumo de energia elétrica (Gráfico 1), desembocando na crise de abastecimento dos primeiros anos do século XXI, que levou o Governo Federal a impor uma diminuição compulsória de 20% no consumo.

Gráfico 1: Expansão do consumo de eletricidade e da capacidade instalada.



Fonte: Balanço Energético Nacional 2003

Essa medida, embora tenha evitado o colapso do sistema, teve conseqüências adversas sobre a estabilidade financeira das empresas de geração e distribuição de energia elétrica e também sobre o bem-estar da sociedade. Do ponto de vista das firmas, a alteração do padrão de consumo, que não retornou a níveis normais após o fim do racionamento, provocou uma queda nas receitas. Já no que se refere ao conjunto da sociedade, pesam o aumento das tarifas em decorrência da necessidade de financiar a construção de usinas geradoras emergenciais e o enorme custo em termos de desaceleração do crescimento do produto interno bruto.

1.2.1. As especificidades da indústria elétrica brasileira:

Como mencionado acima, algumas características peculiares à indústria elétrica brasileira impuseram dificuldades à implementação do modelo competitivo nos anos 90. Essas peculiaridades incluem a geografia e extensão do território

nacional, o regime de chuvas e a distribuição dos potenciais hidrelétricos, bem como a própria opção pela geração de base hidráulica.

1.2.1.1. A geração de energia elétrica:

Devido a restrições de transporte de carga o sistema elétrico brasileiro é composto por cinco grandes sub mercados, os quais são responsáveis por 95% do consumo de energia no país, sendo os demais 5% atribuídos a sistemas isolados. Estes subsistemas são: Norte, Nordeste, Sudeste, Centro-Oeste e Sul.

Na matriz de energia elétrica brasileira (Tabela 1) a forma preponderante de geração é a de fonte hidráulica, com as demais tecnologias desempenhando o papel de fontes complementares nos momentos baixa hidraulicidade ou ainda para o abastecimento de sistemas isolados, como o existente na região norte. Ainda assim, cabe ressaltar que o conjunto de usinas em processo de construção ou outorga indica uma tendência de aumento da participação de usinas termelétricas nessa matriz (Tabela 2).

Tabela 1: Matriz brasileira de energia: Empreendimentos em Operação

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
Usina Hidrelétrica de Energia	151	72.089.527	70.840.368	74,7
Usina Termelétrica de Energia	922	23.442.643	20.435.867	21,6
Usina Termonuclear	2	2.007.000	2.007.000	2,12
Pequena Central Hidrelétrica	264	1.400.451	1.363.082	1,44
Central Geradora Hidrelétrica	194	103.703	103.256	0,11
Central Geradora Eolielétrica	10	30.950	28.550	0,03
Central Geradora Solar Fotovotaica	1	20	20	0
Total	1.544	99.074.294	94.778.143	100

Fonte: ANEEL, Banco de Informações de Geração.

Tabela 2: Empreendimentos de geração no Brasil

Tipo	Em construção	Potência Outorgada (kW)	Particiação%	Outorgados (1998 e 2005)	Potência Outorgada (kW)	Participação (%)
Usina Termelétrica de Energia	14	535.498	13,35	93	9.654.544	42,1
Usina Hidrelétrica de Energia	11	2.644.168	65,93	22	5.109.600	22,3
Central Geradora Eolielétrica	5	208.300	5,19	109	4.691.943	20,5
Pequena Central Hidrelétrica	39	621.612	15,5	218	3.420.761	14,9
Central Geradora Hidrelétrica	1	848	0,02	61	40.911	0,2
Total	70	4.010.426	100	503	22917759	100

Fonte: ANEEL, Banco de Informações deGeração

O predomínio de geração instalada de base hidroelétrica implica em algumas peculiaridades no que se refere à operação otimizada do sistema, bem como na implementação de um mercado competitivo de energia. Em relação à operação otimizada do sistema, a presença de grandes usinas localizadas em rios de planícies, implica na existência de reservatórios plurianuais que permitem que, através do planejamento e coordenação de seu deplecionamento, seja gerenciado o risco hidrológico das diferentes bacias hidrográficas, minimizando assim o custo da produção de eletricidade[15].

Adicionalmente, ainda que a existência desses reservatórios permita o "armazenamento" de energia e a redução do risco hidrológico, esta incerteza climática não pode ser eliminada por completo. O resultado disso é uma alta volatilidade dos preços da energia elétrica no curto prazo, o que impõe dificuldades à consolidação de um mercado *spot* de energia elétrica (Sauer, 2002).

Outra característica do parque gerador brasileiro refere-se à localização das usinas. Alguns desses empreendimentos encontram-se localizados ao longo de um mesmo rio, criando aproveitamentos em cascata. Uma vez que a geração de energia em uma usina gera externalidades positivas sobre os reservatórios das usinas posicionadas à jusante do rio, a coordenação centralizada permite a

[15] A minimização do custo da energia gerada a partir da água armazenada nos reservatórios deve levar em conta a restrição intertemporal do custo de oportunidade de utilização da água estocada frente às possibilidades de chuvas no futuro. Assim, o custo da geração hidrelétrica é uma função do custo da geração a partir de outros combustíveis, do histórico de chuvas da bacia hidrográfica em que a usina está instalada e do custo de déficit de energia (Pires, 2000).

maximização do uso da água através do despacho das usinas por mérito econômico.

Por fim, as grandes usinas hidrelétricas apresentam uma longa vida útil, permanecendo em operação por períodos de tempo que superam os prazos contábeis de amortização. Isto implica na existência de empresas já amortizadas gerando energia o que, associado às possibilidades de economias de escala dessas usinas, barateia sensivelmente o custo de geração a partir dessa fonte. Esta característica provoca uma sinalização fraca aos investimentos por dois motivos. Primeiramente, essa "energia velha" comprime os preços e torna difícil a introdução de novos geradores, já que a "energia nova" por eles produzida terá um custo maior tanto pelo esgotamento dos melhores potenciais hídricos como pela geração mais cara a partir de outras tecnologias. Além disso, nenhuma forma de geração, mesmo hidráulica, "nova" e barata, apresenta potencial competitivo com a energia "velha" de usinas parcial ou totalmente amortizadas.

1.2.1.2. O sistema de transmissão de energia:

A existência de aproveitamentos hidrelétricos distantes dos centros de carga implica na necessidade de construção de longas linhas de transmissão para viabilizar a coordenação para a otimização do despacho. Isto implica em um aumento do custo da energia – já que este tipo de infra-estrutura exige um grande volume de capital – mas garante que seja diminuído o risco de déficit uma vez que permite a permuta de energia entre os subsistemas que apresentam regimes de chuvas diferentes.

A Rede Básica de Transmissão é composta por linhas de transmissão e subestações que operam em tensão igual ou maior a 230kV e tem uma extensão de 75672 Km (MME, 2004). Não fazem parte da Rede Básica as linhas que ligam uma única usina ou um único consumidor, bem como as linhas que se destinam à conexão de uma concessionária de distribuição.

À luz das reformas que objetivavam a introdução da concorrência nessa indústria, foi instituído o livre acesso à rede (mediante pagamento de taxa estipulada pela Aneel) por todos os agentes do setor – geradores, distribuidores e

consumidores livres – que cumpram os requisitos técnicos e legais determinados pelo órgão regulador.

1.2.1.3. A distribuição de eletricidade:

O segmento de distribuição, assim como a transmissão, é um segmento regulado e explorado através de concessão adquirida mediante leilão. Este serviço consiste na entrega de energia aos consumidores cativos e é, em geral, dividido por Estado, podendo ser de propriedade pública ou privada.

A distribuição foi o segmento da indústria elétrica que atraiu a maior parte dos investimentos privados no programa de privatização. Cerca de 80% dessas empresas são de propriedade privada.

1.2.2. As instituições do mercado brasileiro de energia elétrica:

O marco regulatório desenhado para dar suporte à reforma do setor elétrico nos anos 90 tinha três objetivos principais. Primeiramente, garantir a harmonia entre o sistema de concessões, a regulação dos segmentos tipicamente monopolistas e a introdução da concorrência. Em segundo lugar, criar uma institucionalidade para viabilizar o funcionamento de um mercado atacadista de energia, fundamental para uma sinalização de preços que permitisse o aumento dos investimentos na expansão. Por último, além da privatização, a reforma pretendia introduzir mudanças na funcionalidade das estatais para que estas passassem a atuar guiadas por uma lógica empresarial.

No que se refere às mudanças institucionais constantes da reforma, destacam-se a redefinição do papel do Ministério de Minas e Energia (MME), a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e das figuras do consumidor livre e do Operador Nacional do Sistema (ONS), bem como a instituição do Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Nesse contexto, ao MME foi atribuído, além da função de *poder concedente*, o papel de planejador e formulador da política energética nacional. Para tanto, foi criado em 1997, através da Lei 9.478, o Conselho Nacional de

Política Energética (CNPE), presidido pelo MME, com a missão de assessorar o Presidente da República, no planejamento da expansão que passava a ser de caráter apenas indicativo. Adicionalmente, através do Art. 1º da Portaria nº 150 o MME criou o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), que se ocuparia da elaboração dos trabalhos prospectivos consubstanciados nos Planos Decenais de Expansão e Planos Nacionais de Energia Elétrica de Longo Prazo[16].

A responsabilidade de fiscalizar e regular os agentes de geração, transmissão e distribuição foi delegada a ANEEL. Ademais, também coube à Agência a realização dos leilões de concessão dos segmentos regulados, sendo a compra e venda de energia entre geradores e distribuidores contratada livremente entre esses dois segmentos mediante a celebração de contratos bilaterais.

Por sua vez a figura dos consumidores livres tinha um papel chave na introdução da concorrência, uma vez que estes agentes teriam a prerrogativa de poder escolher seus fornecedores de energia sem grandes custos de comutação.

No que se refere ao Operador Nacional do Sistema, este foi criado com a incumbência de gerenciar e operar a rede de transmissão, planejar a operação do parque gerador e despachar as usinas deste parque. Fazem parte do ONS representantes de todos os segmentos da indústria e a operação do sistema é feita a partir de um programa computacional que calcula o custo marginal de geração, fazendo então o despacho da energia de cada usina por ordem de mérito econômico[17].

Por fim, o Mercado Atacadista de Energia funcionaria como um mercado *spot* e seria o principal ambiente de comercialização de energia. O preço do MAE seria utilizado nas transações de compensação e compra e na compra de excedentes[18]. Este mercado não seria o principal ambiente de contratação, já que se esperava que a maioria das transações fosse feita mediante contratos bilaterais

[16] Efetivamente, estes projetos permaneceram sob a responsabilidade da Eletrobrás, sem que os órgãos mencionados tenham conseguido entrar em operação antes do ano de 2000 em decorrência da escassez de quadros técnicos.

[17] O ONS organiza o despacho na ordem crescente do custo marginal de geração, que depende da fonte de energia e da localização das usinas.

[18] Em virtude da operação centralizada do sistema, os fluxos físicos de energia podem não corresponder às compras e vendas estabelecidas nos contratos bilaterais. O preço MAE serviria para fazer o casamento entre esses fluxos.

uma vez que a contratação por períodos longos permitiria uma diluição do risco inerente à base hidroelétrica (Pires *et alii*, 2002).

Entretanto, somadas às especificidades da matriz de energia elétrica brasileira, a implementação incompleta e a sobreposição de funções entre as diferentes instituições criadas pelo novo marco regulatório[19], tornaram a reforma inócua no que se refere a alavancagem dos investimentos, culminando na crise energética de 2001 e levando a uma nova rodada de transformações no setor em 2004.

O Relatório de Progresso nº 4, elaborado pelo CNPE em 2002, cujo diagnóstico serviu de base para a reordenação da indústria elétrica, destacava os seguintes pontos críticos necessários à revitalização da indústria elétrica brasileira:

> a) Estabelecimento de mecanismos que permitam a formação de preços de curto prazo que refletissem as verdadeiras disponibilidades de energia do sistema.
>
> b) Restringir o ambiente de comercialização de energia das geradoras estatais, (responsáveis por aproximadamente 80% da produção de energia elétrica) a leilões públicos. Isto permitiria que estas empresas "escapassem" das fortes flutuações do mercado a vista, permitindo sua recapitalização.
>
> c) Alteração da metodologia de definição do valor normativo, de maneira que este passasse a refletir com maior acurácia as diferentes tecnologias de geração de eletricidade.
>
> d) Aumento do número de consumidores livres, com o objetivo de aumentar a concorrência na indústria.

[19] Os problemas de sobreposição de funções atingem não só as relações entre o MME e ANEEL, mas também as relações do ministério com outras agências, como a ANP e ANA, bem como com o Ministério do Meio Ambiente (Vinhaes, 2004).

e) Abertura das tarifas nos quatro serviços prestados ao consumidor final: geração, comercialização, transmissão e distribuição.

f) Limitação da auto-contratação e participação cruzada, também com vistas ao aumento da competição.

g) Estimulo à geração térmica com gás natural (cuja importância para a viabilização do modelo competitivo já foi apontada anteriormente).

Dentre as novas diretrizes para a revitalização do setor destacam-se a criação da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), que deverá absorver o papel de assessor técnico do MME, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que deverá substituir o MAE. Ademais, também foi criado o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, com a função de supervisionar a confiabilidade e segurança do suprimento.

Dentre as principais funções da CCEE destacam-se: i) a realização dos leilões de compra e venda de eletricidade; ii) definir o preço spot do sistema; iii) criar as condições necessárias para a contratação de energia no ACL; e iv) realizar a medição comercial, contabilização e a liquidação dos negócios.

As principais características do "novo modelo" referem-se à retomada do planejamento centralizado da expansão e às mudanças nos regimes de contratação entre geradores, consumidores e distribuidores. Os objetivos dessas mudanças, conforme consta do documento "Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro", publicado em dezembro de 2003 pelo MME, seria garantir a segurança e qualidade do suprimento de energia, bem como a universalização do serviço, sempre tendo como eixo o princípio de modicidade tarifária.

Em relação à segurança no suprimento, as principais medidas propostas foram a exigência de que as distribuidoras contratassem 100% da previsão de sua demanda, a adoção de critérios mais rígidos de segurança estrutural de

suprimento[20] e o estabelecimento de mecanismos de monitoramento permanente do sistema.

Para garantir a modicidade tarifária a principal alteração foi a introdução de estímulos à contratação eficiente, que passaria a ser feita através de um *pool* de distribuidores e em leilões de menor tarifa. Isto aumentaria a escala de contratação, reduzindo preços e diluindo riscos.

Além disso, deveria contribuir para o mesmo fim a criação de dois ambientes de comercialização, o ACR e o ACL, e o tratamento diferenciado da "energia velha" e da "energia nova", bem como os dois tipos de contrato a serem licitados: os contratos de quantidade e de disponibilidade de energia[21].

O ACR, Ambiente de Contratação Regulada, compreende a contratação de energia para distribuição aos consumidores cativos. Paralelamente, o ACL, Ambiente de Contratação Livre, compreende a contratação de energia para fornecimento a consumidores livres. No ambiente de contratação regulada a compra e venda de energia se dá mediante leilão público, enquanto que no ACL os contratos podem ser livremente negociados.

Em relação ao tratamento diferenciado na comercialização de "energia velha" e "energia nova", o objetivo seria evitar que usinas já amortizadas comprimissem as tarifas de fornecimento de maneira que estas fiquem abaixo do custo marginal da expansão, desencorajando investimentos em novos projetos. Ademais, essa mudança permite também uma retomada do planejamento, uma vez que caberá a EPE, como descrito acima, a avaliação e elaboração da lista de usinas a serem construídas.

Além disso, a redução do consumo de energia – decorrente da modificação do padrão de consumo, a substituição de da eletricidade por outras fontes de energia e a redução do desperdício – no ano de 2001 levou o setor a passar do quadro de escassez para o de sobra de energia, fazendo com que o preço caísse

[20] Entre as medidas adotadas para aumentar a segurança estrutural do sistema destacam-se a mudança na metodologia de cálculo da energia assegurada e a contratação balanceada entre geração térmica e hidráulica (MME, 2003).

[21] Os contratos de quantidade de energia são semelhantes aos contratos bilaterais celebrados no modelo anterior, neles o risco da operação energética são todos assumidos pelo gerador. Já nos contratos de disponibilidade, esses ricos são assumidos pelo pool de distribuidores e repassados aos consumidores (MME, 2004).

de um patamar de R$ 684/ MWh para R$ 4,00/ MWh em outubro de 2002. Nesse sentido, a separação entre a energia de empreendimentos e velhos e novos tinha por objetivo permitir que as geradoras se recapitalizassem fugindo do preço muito baixo do mercado spot.

Assim, a "energia velha" passou a ser negociada através dos contratos de quantidade, com os custos operacionais e riscos alocados integralmente aos agentes geradores. A duração dos contratos é de 3 a 15 anos e o preço de fornecimento atingido nos leilões é integralmente repassado aos consumidores finais.

A contratação no ACR da energia produzida por novos empreendimentos pode ser feita em dois períodos, a licitação inicial, com cinco anos de antecedência em relação à realização do mercado, e a complementar, com três anos de antecedência, em ambos os casos os contratos deverão obrigatoriamente abarcar um período de 15 a 35 anos. Adicionalmente, existiria a possibilidade da realização de licitações para contratação de ajuste, que permitiriam ajustar os desvios nas projeções de demanda dos distribuidores com um ou dois anos de antecedência[22]. Ademais, os agentes do ACL também podem adquirir energia nos leilões "de energia nova", porém, deverão pagar uma compensação pela parcela dessa energia que será comercializada no ACL ou utilizada para o auto-consumo.

Por fim, a reformulação da sistemática dos leilões de concessão de novos empreendimentos geradores também constitui um importante passo em direção ao resgate do planejamento no setor. Esses leilões são realizados em duas etapas: a primeira, já mencionada, se refere à elaboração da lista de empreendimentos por parte da EPE e a segunda, um leilão descendente onde os proponentes oferecerão tarifas de suprimento abaixo de um valor máximo estipulado para a construção e operação da usina.

[22] O MME estabeleceu também um esquema de multas para inibir a subcontratação nos períodos estipulados, de maneira a garantir que os geradores consigam vender o máximo de energia dadas as estimativas dos distribuidores.

1.2.3. Os leilões de energia: resultados preliminares

Os resultados dos leilões de energia "velha" realizados até o momento, ainda que tenham representado uma significativa melhora para o fluxo de caixa das empresas geradoras, são bastante controversos. Por um lado, agentes privados apontam que o preço resultante para cada um dos produtos foi muito alto, levando à remuneração excessiva dos geradores e prejudicando os consumidores finais. Por outro, os geradores indicam que, ainda que a redução da energia descontratada tenha tido efeitos positivos sobre seu fluxo de caixa, os preços resultantes do leilão ficaram abaixo do necessário para garantir a retomada dos investimentos no parque gerador.

O resultado mais direto desta primeira rodada de contratação, que tinha por objetivo reduzir as sobras de energia resultantes do período de contenção da demanda, foi a redução da exposição das geradoras, predominantemente estatais, ao preço *spot*, que no período de realização dos leilões ficou próximo dos R$ 18,00/ MWh. O preço médio atingido por cada produto é apresentado na tabela 3:

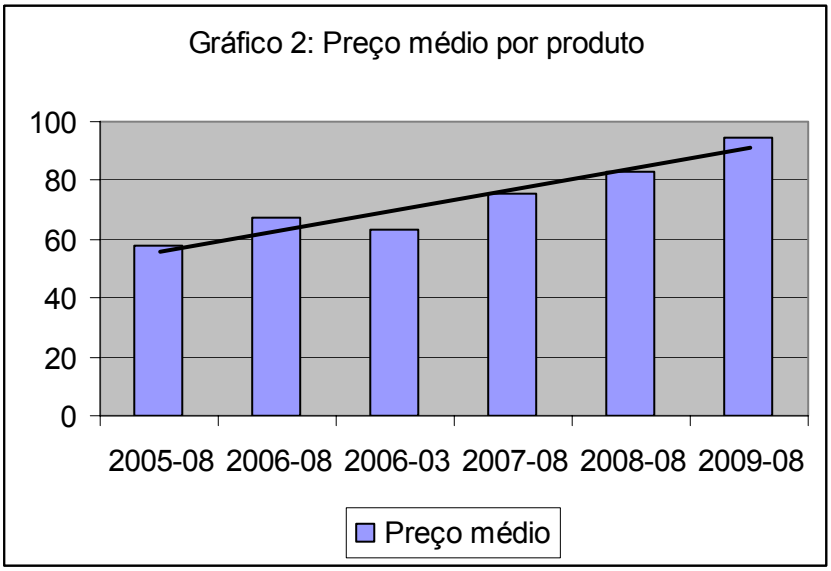
Tabela 3: Preços médios atingidos por produtos ofertados (R$/ MWh)

	1o leilão			2o leilão		3o leilão	4o leilão
Produto	2005-08	2006-08	2007-08	2008-08	2009-08	2006-03	2009-08
Preço médio	57,51	67,33	75,46	83,13	-	63,174	94,594

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE (www.ccee.org.br)

É interessante notar que a curva de preços para os produtos é ascendente, conforme esperado para o tipo de parque gerador predominante hidroelétrico como o brasileiro, e condizente com o custo marginal de expansão do sistema crescente, conforme mostra o gráfico 2:

Gráfico 2: Preço médio por produto



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE (www.ccee.org.br)

Porém, uma vez que os contratos resultantes dos leilões são de longo prazo, nesse período a possibilidade de que o preço da energia aumente como resultado do esgotamento das sobras energéticas, em virtude da retomada do crescimento da economia, pode provocar a perda de receita potencial das geradoras estatais que estarão comprometidas com preço baixo resultante dos leilões. Isto reduziria sua capacidade de investir com recursos próprios e implicaria em relegar ao setor privado os investimentos na expansão, sendo que este, até o momento, não se interessou pela inversão na geração de energias baratas e pela atuação em ambiente competitivo.

No que se refere ao leilão de energia "nova", o primeiro problema a ser apontado nesse primeiro leilão, realizado em 16 de dezembro de 2005, resulta do grande volume de energia térmica que foi contratada no ACR, e que se reflete em um elevado custo médio de contratação no leilão. Este custo foi considerado elevado, já que boa parte da energia comercializada na licitação foi proveniente de geradoras térmicas, cuja energia é mais cara do que as hidrelétricas, com um impacto negativo no preço da energia para o consumidor final. O leilão movimentou R$ 68,4 bilhões e comercializou 3.286 MW médios, sendo 2.278 MW

médios de origem térmica, aproximadamente 70% do total contratado segundo a CCEE.

Em partes, a predominância da energia térmica resultou do ritmo excessivamente moroso no processo de licenciamento ambiental prévio das novas outorgas de hidrelétricas, o que impediu a oferta de mais usinas deste tipo pelo Ministério de Minas e Energia no leilão. O resultado final do leilão significou para as hidrelétricas preços médios de R$ 106,95 por MWh para 2008, R$ 113,89 por MWh para 2009 e R$ 114,83 por MWh para 2010. No caso das térmicas, os valores médios ficaram em R$ 132,26 por MWh para 2008, R$ 129,24 para 2009 e R$ 121,81 por MWh para 2010[23]. O MME previu que se a parcela de 2.278 MW médios fosse atendida por usinas hidrelétricas, haveria uma redução de 15% no custo médio desta parcela para as distribuidoras.

Ainda assim, de maneira geral, deve-se destacar que a centralização do planejamento e a obrigatoriedade da contratação de energia por períodos longos implicou em uma relativa estabilização do setor, resultante principalmente da maior eficiência na contratação de energia.

Não obstante as mudanças e ajustes feitos ao modelo de liberalização adotado nos anos 90, o aspecto central do modelo de mercado ainda persiste: as possibilidades de se regular de maneira eficiente os segmentos tipicamente monopolistas, com contratos incompletos e informação assimétrica em harmonia com uma visão de longo prazo de desenvolvimento. A despeito de se retomar o planejamento centralizado da expansão, os mecanismos de regulação tarifária e, sobretudo, os conceitos de eficiência (estática e dinâmica) sobre os quais eles estão apoiados, continuam a ser uma das chaves para a alavancagem dos investimentos na indústria.

[23] O resultado do leilão de energia nova esta disponível em www.ccee.org.br

Capítulo 2: Regulação nas indústrias elétricas

2.1. Regulação e concorrência:

De uma perspectiva geral, a regulação pode ser definida como o conjunto de prescrições governamentais que pretendem submeter as decisões estratégicas dos agentes de um dado mercado a um objetivo mais amplo de política, que pode ser, genericamente, intitulado como o "interesse público". Esse conceito de regulação se diferencia do de intervenção direta do Estado na economia, que pode ocorrer através da provisão de bens ou serviços, por meio de empresas públicas, ou da alteração de sinais de preço, através da administração de impostos e subsídios (Chang, 1996).

Nas economias organizadas sob o sistema de produção capitalista a noção de "interesse público" esteve, historicamente, ligada à distribuição do excedente entre produtores e consumidores. Na tradição neoclássica, diante das dificuldades de construir uma função de utilidade agregada representativa[24], a idéia de bem estar social foi derivada do critério de ótimo de Pareto.

Por esse critério, se em um estado **a** algum indivíduo está melhor que em um estado **b,** ao mesmo tempo em que ninguém está em pior situação em **a** do que em **b**, então o estado **a** é dito "Pareto superior" ao estado **b**. Ainda, se não existe nenhuma outra situação em que se pode melhorar a condição de algum indivíduo sem piorar a de outro, então **a** é uma situação de ótimo de Pareto. Sob certas condições, uma das maneiras para atingir esse resultado seria através da livre concorrência[25].

Em uma situação idealizada, de concorrência perfeita, as curvas de oferta e demanda equilibrar-se-iam automaticamente, o preço refletiria o custo de produção da unidade marginal e o excedente do produtor e do consumidor estariam sendo maximizados. Essa solução, do ponto de vista do bem estar, teria

[24] Esse resultado é conhecido como "teorema da impossibilidade" de Arrow. Para uma definição formal ver Silberberg (1990).

[25] A relação entre ótimo paretiano e livre concorrência deriva do primeiro "teorema" do bem estar. Para uma definição formal ver Silberberg (1990).

o atributo de preservar duas características socialmente desejáveis de um sistema econômico: o fato de permitir um processo neutro e descentralizado de alocação de recursos (Hayek, 1973).

Assumindo as hipóteses de que consumidores e produtores são suficientemente atomizados de maneira que nenhum deles, isoladamente, é capaz de alterar o preço do produto – isto é, os agentes nesse mercado são tomadores de preço – e supondo ainda a inexistência de qualquer tipo de "fricções", a disponibilidade completa e perfeita da informação, a existência de livre mobilidade de fatores (*free disposal*) e ausência de custos de transação, admite-se que consumidores maximizam sua utilidade (unicamente sujeitos à suas restrições orçamentárias), e firmas maximizam lucro (sujeitas a suas próprias restrições técnicas e aos preços dos fatores). Sob essas condições o sistema de preços conteria toda informação necessária para que cada agente escolhesse sua estratégia ótima de atuação, independente das escolhas dos demais participantes do mercado, o que permitiria a convergência autônoma entre os objetivos públicos e privados (Jehle *et alii*, 2001).

Embora no plano teórico esse resultado seja um *first best*, na prática, a presença de *falhas de mercado*[26] que poderiam fazer com que a livre concorrência levasse a resultados bastante distintos dos propalados por esse paradigma[27] serviram, em um primeiro momento, como justificativa tradicional para a regulação econômica. Nesse sentido, a regulação deveria atuar para garantir a eficiência econômica que, dessa perspectiva, envolveria as propriedades alocativa, distributiva e produtiva[28]. Possas *et alii* (1997) define esses conceitos da seguinte forma:

---

[26] As modalidades mais usuais de falhas de mercado referem-se à ocorrência de *monopólios naturais*, *bens públicos*, *externalidades, informação incompleta*. Para uma definição dos conceitos ver Varian (1992).

[27] Na presença de falhas de mercado a igualdade entre preço e custo marginal pode levar a prejuízos recorrentes à firma, uma vez que a receita gerada nesse nível de preços pode ser insuficiente para cobrir a totalidade dos custos operacionais, como na presença de monopólios e bens públicos. Ademais, a inexistência de alguns mercados decorrente da indefinição de direitos de propriedade sobre as externalidades, impede que sejam identificados todos os custos envolvidos em determinada atividade, sendo impossível igualar preço e custo marginal. Por fim, a presença de informação assimétrica também tende a distanciar o preço de equilíbrio da solução competitiva, uma vez que pode levar a abusos de poder de mercado.

[28] Este conceito de eficiência econômica é derivado das próprias premissas do modelo de concorrência perfeita e dá conta apenas da dimensão estática do funcionamento do mercado. A concorrência pode ser definida, entretanto, a partir de formas alternativas, o que levaria a outras interpretações do conceito de eficiência. Por exemplo, a concorrência poderia ser entendida como o processo de interação estratégica entre

1) A *eficiência alocativa* tem relação unívoca com o equilíbrio perfeitamente competitivo e é atingida quando ocorre a igualdade entre preço e custo marginal de produção. Nessa situação, todas as transações possíveis estão sendo realizadas e o maior excedente gerado;
2) A *eficiência distributiva* refere-se à repartição "justa" do excedente entre produtores e consumidores;
3) Por fim, a *eficiência produtiva* descreve a situação em que a firma está sendo operada de maneira a maximizar o rendimento e minimizar o custo de produção.

Para atingir esses objetivos, segundo Viscusi *et alii* (2001), a regulação pode atuar na determinação de preços ou quantidades produzidas, no controle sobre a integração vertical ou horizontal da indústria, na fixação das condições de entrada ou saída de um mercado e na definição de direitos de propriedade. Adicionalmente, conforme Araújo (1997), ela pode envolver-se com aspectos "extramercado", como a exigência de universalização, questões ambientais e no monitoramento da qualidade dos produtos.

Especificamente no que se refere à tentativa de aproximar a indústria elétrica de uma trajetória economicamente eficiente (nos termos descritos acima) as especificidades já mencionadas que caracterizam a indústria e que tornam peremptória a intervenção governamental são: presença de economias de escala, elevadas exigências de capital, baixa capacidade de estocagem frente a flutuações na demanda, especificidade locacional, a essencialidade do produto e a necessidade de conexão direta entre produtor e consumidor (Newbery, 2001).

---

os agentes na busca de vantagens competitivas que lhes permitam auferir lucros extraordinários, ainda que por um breve período de tempo. Nesse sentido, o mercado deve ser entendido como o *lócus* da concorrência, e não como um mecanismo de ajuste automático, caracterizando-se como um ambiente seletivo e desempenhando um papel fundamental na determinação das trajetórias tecnológicas da indústria (Possas, 1996). Disso decorre que a relação entre concorrência e eficiência não é necessariamente virtuosa, uma vez que em algumas indústrias a concentração do mercado poderia permitir o aproveitamento de economias de escala e a geração continua de externalidades positivas.

2.2. A regulação tarifária no Setor Elétrico:

No contexto descrito acima, os mecanismos de regulação tarifária desempenham um papel central para o funcionamento das indústrias de infra-estrutura, uma vez que oferecem um resultado de *second best* quando não é possível introduzir pressões competitivas ou quando convivem segmentos com diferentes estruturas de mercado.

Três esquemas se destacam como os mais tradicionais mecanismos de regulação tarifária. A precificação pelo custo de serviço, pelo custo marginal e por incentivos, sendo ainda possível combinar estes três mecanismos em esquemas "híbridos" de tarifação.

2.2.1. Tarifação pelo custo de serviço ou taxa de retorno:

Segundo Joskow (1989), a presença combinada de economias de escala, escopo e coordenação legitimaram a integração vertical da indústria elétrica na sua conformação inicial. Notadamente, a baixa interconexão dos sistemas fazia com que em uma determinada área a distribuição e transmissão de energia fossem considerados monopólios naturais. Ademais, as vantagens competitivas resultantes da integração desses segmentos com a geração, somadas à escala mínima exigida pelas tecnologias disponíveis para a produção de eletricidade, conspiravam pela operação verticalizada e por apenas uma empresa no âmbito de cada subsistema.

Não obstante, a presença de especificidades, como o requerimento de elevados montantes de capital fixo, os longos períodos de maturação dos empreendimentos, a presença de economias de rede, irracionalidade na duplicação desse tipo de infra-estrutura, a existência de externalidades positivas na produção e no consumo e as características de bem público da eletricidade também serviram como justificativa para a regulação de preços no setor durante o período que se estendeu do início dos anos 50 até meados dos anos 70.

Nesse sentido, a regulação tarifária permitiria aproveitar a redução de custos resultante da internalização de todas as etapas da produção por uma só firma, sem que a sociedade incorresse nas distorções provocadas pela

precificação de monopólio caso ele fosse livre para estabelecer o preço que maximizasse o seu lucro.

Ainda segundo Joskow (1989), durante esse período a indústria elétrica norte americana experimentou forte aumento da produtividade, o que permitiu a expansão do fornecimento de energia a preços decrescentes. Esse desempenho legitimou a difusão do modelo de indústria com estrutura de mercado monopolista, no qual a regulação desempenharia a função de evitar práticas predatórias por parte da firma incumbente, ao mesmo tempo em que deveria controlar a entrada de correntes para garantir a estabilidade do setor[29].

Nesse contexto, o mecanismo tradicionalmente utilizado para a regulação tarifária da indústria elétrica, tanto em países desenvolvidos como em países periféricos, foi a tarifação pelo "taxa de retorno fixa" ou "custo de serviço".

Desenvolvido nos EUA no início do século 20, esse esquema de remuneração tinha como objetivo restringir a apropriação de lucros excessivos por parte do monopolista através da fixação da taxa de remuneração de seus ativos. Essa regra de formação de preços parte do princípio de que a tarifa deve garantir a igualdade entre receita total e custo total, incluindo uma remuneração "justa" sobre o capital investido. Assim, o regulador estipula uma taxa de retorno para os ativos da firma e calcula a tarifa necessária a ser cobrada por KWh para atingir esse valor, dada uma previsão de demanda (Viscusi at al, 2001).

Esquematicamente, essa regra pode ser representada pela equação 2.1, onde $\mathbf{p_i}$ é o preço produto i, $\mathbf{q_i}$ a quantidade do produto i, $\mathbf{C_T}$ é o custo total e **s** a taxa de remuneração fixada pelo regulador que incide sobre a base de capital **K**:

(2.1) $$\sum \mathbf{p_i q_i = C_T + sK}$$

A despeito de ter sido desenhada como uma regra simples de tarifação, na prática, ela envolve uma série de complicações. A primeira delas refere-se à

[29] Esta é a tradição anglo-saxônica de intervenção estatal. É possível, entretanto, identificar outras motivações para a regulação, como as ligadas à tradição francesa de "*catching up*" com os países líderes, ou as ligadas à universalização de serviços tidos como básicos para a condição de cidadania e as intervenções do tipo "desenvolvimentistas", típicas da periferia latino americana e asiática. Ver Singh (2004).

própria determinação da taxa de remuneração **s** e à definição de quais despesas ou investimentos podem compor a base de capital **K**.

Em relação à determinação de **s**, Pires et *alii* (1998) afirmam que essa taxa deveria ser estimada como função do custo de capital no setor, mas que na prática, dada a dificuldade de mensurá-lo, ela acaba sendo determinada de maneira um tanto quanto arbitrária. Recorrentemente o regulador utiliza as taxas de retorno já conhecidas em outras indústrias como *proxy*, negociando eventuais ajustes com as firmas em um processo de barganha. Este processo tende a ser demorado e tem desdobramentos negativos sobre a agilidade administrativa da regulação.

No que se refere à determinação de **K**, um dos princípios que norteiam sua definição é o fato de que os consumidores devem pagar pelos ativos que estão efetivamente sendo utilizados na produção do bem que estão consumindo. Assim, uma das incumbências do regulador é justamente determinar quais investimentos se encaixam nessa categoria e quais não, o que não constitui uma tarefa fácil em um ambiente de informação assimétrica entre regulador e regulado.

Notadamente, a presença de assimetria informacional permite que o ente regulado infle a sua base de capital para maximizar os retornos, o que induz a alocações ineficientes de recursos, particularmente o sobreinvestimento (Santos, 2004). Este efeito é conhecido como efeito “Averch-Johnson” e será discutido mais adiante.

Não obstante, uma vez que os preços do serviço são estipulados a partir de hipóteses sobre o comportamento da demanda, existe uma margem para que ocorram desvios entre a rentabilidade efetiva e a planejada. Isto pode levar a complicados processos de revisão tarifária que são dispendiosos tanto do ponto de vista da apuração desses desvios, quanto do ponto de vista da duração que podem ter as audiências de arbitragem, o que pode agravar os desequilíbrios, sobretudo em períodos de inflação persistentemente elevada.

Além disso, vale apontar que estes desvios se agravam diante da própria circularidade presente nesta regra de tarifação. Isto se dá pelo fato de que a as tarifas são estipuladas a partir de hipóteses de sobre a demanda, a qual, por sua

vez, tem seu comportamento determinado, entre outros fatores, pelo próprio preço da energia (Santos, 2004).

Ademais, uma vez determinados os ativos que compõem a base de capital, o regulador precisa ainda especificar qual a metodologia a ser seguida para valorá-los, tentando minimizar os desvios acumulados de períodos anteriores. Segundo Araújo (2001), o dilema nesse caso polariza-se entre a utilização do custo histórico ou do custo de reposição. Ainda que este último fosse considerado o mais adequado, a diversidade de rubricas compensatórias já existentes tornava esse processo bastante complexo, o que levou à imposição da correção monetária dos ativos para mitigar esse problema.

Além dos problemas referentes à definição das variáveis **s** e **K**, apresentadas na equação 1, um problema que concorre em paralelo, também resultante do ambiente informacional assimétrico, consiste na dificuldade que o regulador enfrenta para determinar os componentes que compõem a variável $\mathbf{C_T}$ daquela mesma equação, notadamente os custos e os custos variáveis da envolvidos na prestação do serviço.

Por fim, um último conjunto de críticas levantadas contra a regulação pela taxa de retorno fixa refere-se ao fato de ela não discriminar a tarifa por categorias de consumo, as quais podem apresentar estruturas de custo bastante distintas (Pires *et alii*, 1998). Isto provocaria ineficiência alocativa, ao distanciar os preços dos custos marginais, e ineficiência distributiva, ao redistribuir aleatoriamente o excedente.

2.2.2. Tarifação pelo custo marginal:

Tendo em mente o resultado de equilíbrio competitivo, descrito no item 1 deste capítulo, o esquema ideal de tarifação que maximizaria a eficiência econômica em uma indústria qualquer seria a tarifação pelo custo marginal.

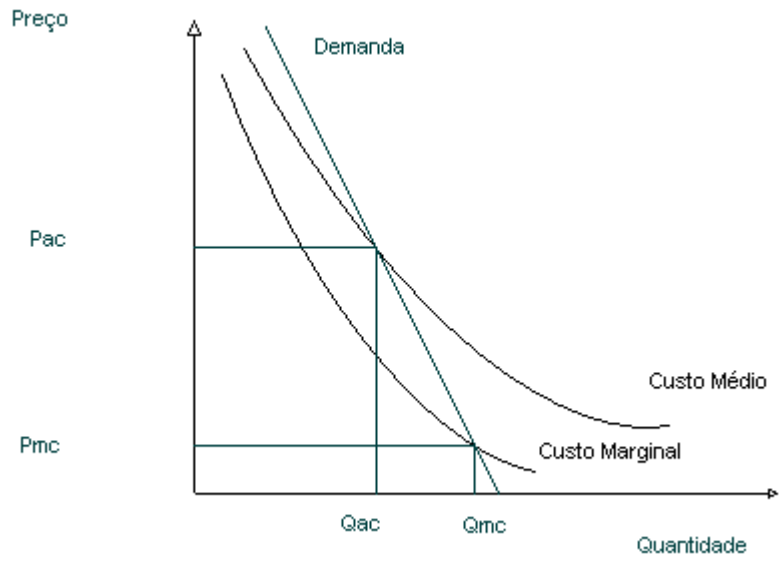
No que se refere à indústria elétrica, partindo da constatação de que seria possível segmentar o consumo de eletricidade por potência requerida, quantidade consumida, estação do ano e, inclusive, horário do dia, a função do regulador consistiria em identificar os custos específicos de cada produto e aproximar as

tarifas para cada classe de consumidor ao custo incorrido na produção da unidade marginal necessária para atendê-los.

A igualdade entre preço e custo marginal permitiria resolver os problemas de ineficiência alocativa e distributivas discutidos anteriormente, uma vez que permitiria maximizar o excedente e sua distribuição. Ademais, ao desagregar as tarifas por tipo de produto, possibilitaria apurar de maneira mais precisa os custos de produção das firmas, facilitando a implementação de políticas de eficiência produtiva (Viscusi *et alii*, 2001).

Ainda que coerente com a noção de bem estar descrito no item 1, a tarifação pelo custo marginal não é de fácil aplicação. A principal dificuldade reside no fato de que em situações nas quais a estrutura de mercado dominante é a de monopólio natural, a igualdade entre preço e custo marginal impõe lucros persistentemente negativos à firma, conforme a figura 2, abaixo.

Figura 2: Monopólio Natural



Como mostra a figura acima, se um monopólio natural opera onde o preço iguala o custo marginal (**Pmc**), então ele irá produzir uma quantidade eficiente de produto (**Qmc**), mas não conseguirá cobrir o seu custo médio de produção. Caso a firma oferte uma quantidade de produto (**Qac**) que iguale o preço ao custo médio

(**Pac**), então ela conseguirá recuperar os custos de produção, porém produzirá uma quantidade inferior ao nível eficiente.

Algumas alternativas podem ser imaginadas para resolver este problema, como, por exemplo, a criação de mecanismos de transferência de renda para financiar esse déficit. Uma opção nesse sentido consistiria em instituir um imposto a ser cobrado de todos os indivíduos do sistema econômico ("taxa neutra"), o que evitaria distorções alocativas (Varian, 1996).

Entretanto, a menos que as empresas sejam de propriedade estatal, o que significa que os recursos arrecadados seriam utilizados em prol da coletividade, a imposição deste tipo de taxas costuma ter um impacto negativo sobre o capital eleitoral dos governos, dificultando sua implementação (Tirole e Laffont, 1993).

Outra opção consistiria em cobrar, além das tarifas de consumo, uma taxa de acesso aos participantes do mercado de energia. Entretanto, essa solução também apresenta restrições práticas. Primeiramente, distanciaria o resultado do objetivo inicial: a igualdade destes com os custos marginais. Ademais, a distribuição dos custos fixos entre consumidores com distintas preferências implicaria em uma distorção alocativa e poderia levar à exclusão dos consumidores de baixa renda do sistema (Araújo, 2001).

Segundo Viscusi *et alii* (2001) a solução de *second best* para indústrias multiproduto deve satisfazer a equação de Ramsey-Boîteux. Ela determina que a distribuição dos custos fixos entre os diferentes produtos oferecidos deve ser feita com base em *mark ups* sobre os custos marginais, na proporção inversa das elasticidades das demandas dos consumidores. Assim, os preços dos produtores estarão sempre acima dos seus custos marginais de produção, porém, esse *spread* será tanto menor quanto mais elástica for a demanda a variações no preço[30].

Entretanto, esta regra também apresenta problemas. Primeiramente, assim como no caso da tarifação pelo custo de serviço, ela demanda um volume de

[30] Formalmente, as equações de Ramsey-Boîteux são definidas como $\mathbf{P_i - CMg_i / CMg_i = a/ e_{ii}}$, onde $\mathbf{P_i}$ é o preço do produto **i**, $\mathbf{CMg_i}$ é o custo marginal, **a** uma constante que depende da diferença entre o preço e o custo médio, entre outras coisas, e e_{ii} é a elasticidade-preço da demanda pelo bem **i**.

informações significativo e de difícil coleta, como, por exemplo, o comportamento das curvas de demanda das firmas. Ademais, do ponto de vista da distribuição, ao penalizar os consumidores de produtos cuja demanda é inelástica, esta regra pode provocar ineficiência distributiva, uma vez que, em geral, esta classe de consumidores costuma ser formada pelos indivíduos de renda mais baixa.

Por fim, uma última dificuldade refere-se ao conceito de custo marginal a ser aplicado, que pode ser o de longo ou o de curto prazo. Do ponto de vista formal, deveria se adotar o custo marginal de curto prazo, entretanto, uma vez que a expansão do sistema só ocorre quando o custo marginal de expansão, de longo prazo, se iguala ao custo marginal de operação, essa regra pode ser inibidora de investimentos (Pires *et alii*, 1998).

2.2.3. A regulação por incentivos:

Os sucessivos choques de oferta que atingiram a economia mundial a partir do início da década de 70 provocaram quedas na produtividade e rentabilidade na economia como um todo e levaram ao paroxismo o modelo de "capitalismo regulado" vigente desde o fim da Segunda Guerra.

Na indústria elétrica, o aumento das tarifas e a perda de rentabilidade das empresas, levaram ao questionamento da estrutura de mercado vigente, bem como suscitou questões sobre o tipo de regulação adequada para viabilizar a eficiência econômica e a modicidade tarifária no setor (Joskow, 1989).

Adicionalmente, nos países periféricos, a baixa taxa de acesso da maior parte da população aos serviços, a baixa produtividade, resultante de alocações ineficientes de capital e trabalho, bem como a manipulação das tarifas para fins de política macroeconômica, que tornava o fluxo de caixa das empresas insuficientes para que estas se autofinanciassem, também serviram de justificativa para as reformas nas décadas subseqüentes (Joskow, 1998).

Nos anos 80 e 90, o argumento de que as inovações técnicas teriam criado uma nova dinâmica produtiva generalizou a idéia de que a regulação deveria concentrar-se apenas nos segmentos onde não fosse possível desfazer a estrutura de mercado monopolista. Não obstante, mesmo onde a intervenção

fosse necessária, o órgão regulador deveria aplicar mecanismos indutores de eficiência produtiva, alocativa e distributiva, dentre os quais se destacam os esquemas de regulação por incentivos.

Os modelos mais tradicionais de regulação incentivada são o *price cap* e o *yardstick competition*, sendo que ambos podem ser acompanhados pelo estabelecimento de padrões de desempenho para as firmas, bem como serem aplicados de maneira combinada. Ademais, existem também os modelos de "revenue cap" e a regulação por metas, menos usuais e que não serão explorados no escopo deste trabalho.

No que se refere ao *price cap*, ele consiste em estabelecer uma regra para a correção periódica das tarifas que permita ajustá-las à variações no nível geral de preços, descontada uma taxa de aumento da produtividade. Esta regra está representada na equação 2.2, onde **IP** é o índice geral de preços, **X** é a taxa esperada de aumento da produtividade, **Y** inclui as variações nos custos não gerenciáveis e **IC** é o índice de correção das tarifas a ser aplicado:

(2.2) $$IP - X + Y = IC$$

Uma vez que **X** é um valor esperado, a possibilidade de que a produtividade aumente a uma taxa efetiva superior ao previsto permite que as firmas se apropriem de lucros extraordinários nos intervalos entre as revisões tarifárias, o que cria incentivos ao aumento da eficiência, simulando os efeitos das forças competitivas sobre o desempenho do segmento monopolista.

Esta regra de tarifação demandaria menos informação por parte do regulador, exigindo apenas a escolha de um índice geral de preços que reflita de maneira adequada os custos do setor, a identificação de choques de oferta a serem repassados aos preços finais e estudos sobre a evolução da produtividade na indústria para a estimação do fator **X**.

Entretanto, a realidade está, mais uma vez, um tanto quanto distante da simplicidade do modelo teórico. No que se refere ao setor elétrico, por exemplo, a escolha dos índices do lado esquerdo da equação 2 pode se tornar uma tarefa

bastante complexa quando co-existem no parque gerador múltiplas tecnologias de produção com diferentes custos específicos (Correia, 2004).

Por sua vez, o modelo de *yardstick competition*, tem por objetivo incentivar a eficiência na indústria através do estabelecimento de um padrão de comparação entre as firmas. Mediante a análise de seus balanços, o regulador estabelece um modelo de firma como sendo de desempenho "ideal" e determina as tarifas para o período subseqüente com base nos ganhos de eficiência possíveis para essa firma.

Não obstante, embora ela também se proponha a reduzir os efeitos da assimetria de informação, na prática, este problema não se resolve por completo. Em primeiro lugar, por que para que seja possível estabelecer critérios de eficiência coerentes com a dinâmica efetiva da indústria, é necessário que as firmas não tenham comportamento colusivo, visto que isso permitiria a elas viesar os critérios de eficiência estipulados pelo regulador.

Ademais, planteia-se, assim como no caso do *price cap*, o problema da possibilidade de coexistência de diferentes fontes geradoras, além de especificidades locacionais de cada firma, o que pode fazer com que as suas estruturas de custo sequer sejam comparáveis.

Por fim, o estabelecimento de padrões de desempenho tem por objetivo minimizar eventuais efeitos negativos sobre a qualidade dos serviços decorrente da busca por aumentos de produtividade.

Para garantir o aumento da produtividade sem que isto se reflita na deterioração da qualidade dos serviços, o regulador pode exigir padrões mínimos de desempenho das firmas, por exemplo, criando um menu de critérios de eficiência que variem inversamente à qualidade do serviço prestado (Araújo, 2001). Vale ressaltar, mais uma vez que na presença de assimetria de informação esta tarefa não é trivial. Assim, contrariamente ao fenômeno de sobreinvestimento presente nos esquemas de tarifação pelo custo de serviço, nos esquemas de regulação por incentivos observamos uma tendência ao subinvestimento, com a deterioração da qualidade do serviço.

2.3. A tarifação no setor elétrico brasileiro:

No Brasil, até a promulgação do Código de Águas, a legislação para o setor elétrico resumia-se à lei 1145 de 31/12/1903 e ao decreto 5407 de 10/12/1904, que regulamentavam a forma geral da concessão dos serviços de energia, sempre que destinados aos serviços públicos federais, não dando conta, portanto, da regulamentação nas esferas estaduais e municipais. Esse marco legal estabelecia a forma de contratação por "tarifa fixa", também conhecida como tarifação pelo "preço máximo", e não garantia a remuneração dos investimentos aos empreendedores.

A formatação mais abrangente a regulamentar o serviço de energia elétrica, e que introduziu o regime tarifário pelo custo de serviço, foi o Código de Águas[31], instituído pelo Decreto 24643/34, mas que só foi regulamentado pelo Decreto 41019/57, 23 anos depois, que definiu os componentes dos custos do serviço e instituiu a Conta de Resultados a Compensar (CRC). Ademais, correlatos ao Código, foram publicados os decretos 3128 de 19/3/1934 e 5764 de 19/8/1934, que dispunham, respectivamente, sobre as formas contratuais e de fixação de preços e sobre o tombamento dos bens patrimoniais das empresas do setor.

Apesar dessas disposições legais, somente mediante a publicação do Decreto nº 62.724, de 17.05.1968, é que foram estabelecidas as normas gerais de tarifação, com a classificação geral dos consumidores e a definição da estrutura tarifária. A remuneração dos investimentos foi instituída pela Lei nº 5.655, de 20.05.1971, complementada pelo Decreto nº 69.721, de 09.12.1971, que dispunha sobre a quota de reversão a ser computada no custo do serviço e regulava a aplicação dos recursos da Reserva Global de Reversão (RGR). Ademais, com a assinatura do Decreto nº 73.102, de 07.12.1973, foram estabelecidas as regras para a compra de energia de Itaipu, a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) e a criação dos Grupos Coordenadores para Operação Integrada (GCOI). Complementarmente, em 26.12.1974, com o Decreto nº 1383, foi criada a

[31] Ademais da definição do regime tarifário, o Código de Águas determinava a União como detentora do poder concedente, a definição dos critérios para a exploração dos recursos hídricos pela iniciativa privada (restrita às empresas de capital nacional) e um regime de auditorias sistemáticas sobre as concessionárias para avaliar o seu gerenciamento.

‘ quota de garantia, que estabelecia a equalização tarifária em todo território nacional através da utilização da Reserva Global de Garantia (RGG).

Para lidar com os problemas decorrentes da assimetria de informação e das possibilidades de desvios provocados por erros nas estimações dos parâmetros da regra de tarifação, apontados no item 2.1, foram criadas rubricas especiais para a compensação por eventuais desvios das taxas de retorno estipuladas (a Conta de Resultados a Compensar e a Correção Monetária). Além disso, constituiu-se o Fundo Federal de Eletrificação, criado pela Lei 2308/54, cuja fonte de recursos era o Imposto Único de Energia Elétrica, regulamentado pelo Decreto 40007/56, para financiar os investimentos na expansão.

Por fim, com o Decreto-Lei nº 1506, de 23/12/1976, foi adotada a nova sistemática para o cálculo do custo de serviço. O Decreto nº 86.463, de 13/10/1981, alterou o Decreto nº 41.019, de 26/02/1957, que regulamentava os serviços de energia elétrica, e o Decreto nº 62.724, de 17/05/1968, que estabelecia normas gerais de tarifação. Pelo Decreto nº 2.432, de 27/05/1988, substituiu-se a Reserva Global de Garantia pela Reserva Nacional de Compensação de Remuneração - RENCOR.

Por sua vez, a tarifação pelo custo marginal foi introduzida pelo Decreto 62724/68. Contudo, ele só passou a vigorar efetivamente a partir de 1981 e, em virtude das dificuldades para apurar os custos específicos dos demais produtos, só foi aplicada aos usuários de alta tensão[32]. O objetivo dessa mudança consistia na tentativa induzir uma maior racionalidade no consumo de energia elétrica por parte dos consumidores, o que poderia ser conseguido através de incentivos tarifários que os permitissem programar suas demandas em horários em que o custo de produção de energia fosse mais baixo. Assim, os chamados horários fora da ponta possibilitariam o deslocamento das demandas para esses intervalos, diminuindo as ociosidades da rede e suavizando o congestionamento nos horários de pico.

[32] Para uma descrição detalhada da estrutura tarifária decorrente da adoção da tarifação pelo custo marginal ver Pires *et al*, (1998).

Neste esquema de tarifação, as tarifas passaram a ser diferenciadas de acordo com as diversas categorias de consumidores (residencial, comercial, industrial, rural etc.) e de algumas outras qualidades específicas do sistema, dentre estas, as estações do ano, os horários de consumo, os níveis de tensão e as regiões geográficas, entre outras. As categorias tarifárias definidas a partir desse esquema foram (Pires *et alii*, 1998):

i) **monômias**: definidas de acordo com a energia consumida (tarifa de consumo);
ii) **binômias:** constituem um sistema tarifário intermediário, levando em conta não apenas o consumo de energia, como também o componente relativo à demanda máxima de potência requerida no período de utilização de ponto do sistema (tarifa de demanda);
iii) **horosazonais**: referem-se às tarifas direcionadas para os grandes consumidores, distribuídas de acordo com os períodos do ano e horários do dia;
iv) **em blocos**: o preço unitário varia de acordo com o kWh consumido. A tarifa, porém, é progressiva, com menores preços para os primeiros blocos, com benefícios para os consumidores de baixa renda, e decrescente, caso em que o preço se reduz com o aumento do consumo, estimulando as economias de escala do sistema;
v) **instantâneas**: representam o caso em que há grandes variações de valores em curtos períodos de tempo, estimulando a utilização de sobras de energia no sistema (preço *spot*)
vi) **interruptíveis**: referem-se à situação de concordância dos consumidores em serem desligados, sempre que existir impossibilidade de fornecimento de energia elétrica por parte das concessionárias.

Nos anos 90, a mudança de paradigma de estrutura industrial, em direção à segmentação, competição e regulação do “núcleo” tido como monopólio natural,

foi promovida pela Lei 8.631, de 04/3/1993 e reforçada pela Lei de Concessões de Serviços Públicos, Lei 8987 de 13/2/1995, que extinguiu o regime de remuneração garantida. Do ponto de vista das tarifas, no que se refere ao segmento de distribuição, a reforma procurou garantir a recuperação e a estabilidade destas com o objetivo de sinalizar corretamente as necessidades de investimento para todos os agentes e propiciar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, sem descuidar, entretanto, da modicidade tarifária para o consumidor final.

Outra medida foi a introdução de um regime de tarifação "híbrido", que combina elementos dos modelos *price cap* e "custo de serviço", que ademais de controlar preços limites, visa criar as condições econômicas semelhantes a um mercado competitivo.

Desta forma, foi inserida na fórmula de reajuste de preços, o Fator X, que é fixado pelo agente regulador (Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995). Ademais, foram assinados, a partir de 1997, os contratos de concessão, mediante os quais se especificam os mecanismos de atualização tarifária: 1) reajuste anual; 2) revisão periódica; 3) e revisão extraordinária, conforme Lei no 8987/95, com atualização determinada pelo artigo 22 da Lei no 9648/98.

O reajuste anual é feito a partir da aplicação da fórmula paramétrica 2.3, onde a parcela VPA_1 corresponde aos custos não gerenciáveis, a parcela VPB_O representa os custos gerenciáveis e que dependem, portanto, da eficiência de gestão da empresa. Além disso, O Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), é utilizado como indexador de custos para os custos controláveis, sendo que IVI é o número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior", *X* é o fator de indução à eficiência econômica, RA_0 corresponde à receita anual dos concessionários e os índices 1 e 0 representam, respectivamente, o ano em que a tarifa será aplicada e o ano anterior (ANEEL, 2005):

(2.3) $$\mathbf{IRT = [VPA_1 + VPB_0 * (IVI - X)] / RA_0}$$

Por sua vez, a “Revisão Tarifária Periódica”, conforme Leis n.º 8.987/95 e n.º 9.427/96, envolve duas etapas, o reposicionamento tarifário (que envolve a apuração dos custos operacionais “eficientes” e a da taxa de remuneração “justa” dos investimentos) e o cálculo do fator X, instituído pela Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 que permite a transferência ao consumidor dos ganhos de produtividade obtidos entre os períodos de revisão.

Desde a reestruturação do setor, as tarifa das concessionárias são compostas por duas parcelas, *A* e *B*. A parcela *A* corresponde aos custos não-gerenciáveis, como a compra de energia, custos de transmissão e encargos tarifários, que é repassada diretamente aos consumidores; e a parcela *B,* que constitui a receita efetiva da concessionária, correspondendo aos custos gerenciáveis, ou seja, custos operacionais, depreciação e remuneração do capital.

No que se refere à estimação dos componentes da parcela *B*, a Aneel utiliza o método de regulação por comparação, através da utilização da “Empresa de Referência”, que permite, a partir da simulação de uma empresa atuando nas mesmas condições geográficas, climáticas e econômicas da concessionária em questão, estimar os valores considerados como eficientes dos custos operacionais de manutenção, depreciação e da base de remuneração.

Por fim, um último recurso para o reposicionamento das tarifas refere-se à “Revisão Tarifária Extraordinária”. Este mecanismo entra em funcionamento quando a alta variabilidade das tarifas coloca em risco o equilíbrio econômico-financeiro das empresas, exigindo uma revisão das tarifas antes da próxima “Revisão Tarifária Periódica”.

2.4. Os limites dos arranjos regulatórios:

Ainda que a noção de “interesse público” tenha permanecido fiel aos resultados de ótimo paretiano e equilíbrio em concorrência perfeita, a idéia de que o Estado estivesse comprometido com esses objetivos, ou mesmo que fosse capaz de aproximar os mercados imperfeitos desses resultados por meio da determinação de preços ou quantidades, motivou os processos de desregulamentação de várias indústrias no período pós-choque do petróleo.

Segundo Chang (1996), em contraste com os argumentos da existência de "falhas de mercado", a alegada presença de "falhas de governo" serviu como justificativa para as reformas *market friendly* nas décadas de 80 e 90. Nesse contexto, duas categorias inter relacionadas de limitações da intervenção estatal foram apontadas como as principais fontes da ineficiência intrínseca aos esquemas tradicionais de regulação: as dificuldades impostas pela assimetria de informação e a possibilidade de "captura".

No que se refere à questão informacional, o argumento sugeriria que – mesmo assumindo que o Estado tivesse como objetivo primário maximizar o bem estar social – o volume e a qualidade das informações requeridas para que a atividade reguladora pudesse atingir resultados satisfatórios teria um elevado custo de obtenção, o que a tornaria lenta e com esparsas possibilidades de identificar de forma precisa as distorções provocadas pelos abusos de poder de mercado.

O caso clássico desse tipo de ineficiência foi apresentado por Averch e Johnson (1962). Segundo esses autores, a garantia de remuneração nos esquemas de regulação pelo custo de serviço levava as firmas a aumentar a base de capital através da escolha de trajetórias tecnológicas capital intensivas que, embora não fossem ineficientes do ponto de vista da firma individual, poderiam não ser ótimas do ponto de vista social[33].

Ademais, o maior domínio do conhecimento técnico por parte das firmas permitiria a elas manipular as informações relevantes (estrutura de custos, rentabilidade, comportamento da demanda, etc) para a definição das regras do setor, possibilitando que imprimissem um viés em seu favor no desenho das políticas regulatórias.

Nesse sentido, a segmentação da indústria elétrica e o livre acesso às redes atenderiam a dois propósitos. Por um lado, o aumento do número de participantes reduziria o poder de mercado da firma individual e, por outro,

[33] O mesmo resultado pode ser estendido às empresas públicas, que podem optar por trajetórias tecnológicas mais intensivas em trabalho, aumentando o emprego e maximizando o capital eleitoral dos governantes (Araújo, 2001).

permitiria minimizar as assimetrias de informação, uma vez que a atividade reguladora seria restrita a uma porção menor da indústria (Newbery, 2001).

Paralelamente, no que se refere à possibilidade de captura, ao alterar a distribuição e alocação do produto, a regulação provocaria a reação dos distintos grupos de indivíduos que compõe a sociedade. Segundo Stigler (1975), as decisões do regulador, ao serem pautadas não apenas por critérios econômicos, mas também por critérios políticos, se tornariam objetos de pressão por parte dos grupos de interesses organizados.

Uma vez que as relações de poder em uma sociedade são assimétricas e o grau de influência dos grupos está diretamente ligado à sua capacidade de coordenação, que é tanto maior quanto menor o número de indivíduos no grupo, a regulação seria então passível de manipulação para atender ao interesse de uma minoria em detrimento da coletividade (Stigler, 1975).

Reforçando o argumento da ineficiência gerada pela possibilidade de captura, Krueger (1974) destaca que ela resultaria também do próprio dispêndio incorrido pelos indivíduos na identificação e organização de seus interesses, bem como no exercício da pressão sobre o regulador para capturá-lo, uma vez que esses gastos comporiam mais uma fonte de custos, desviando recursos que poderiam ser alocados na produção.

É possível ainda, ademais das limitações relativas à distribuição da informação e à captura, no tocante à indústria elétrica, identificar outras fontes potencialmente distorcivas da regulação. Dentre elas, a presença de custos de transação e os arranjos institucionais desempenham um papel chave na dinâmica de expansão dos investimentos no setor.

A operação da indústria na forma de um monopólio verticalmente integrado permite, além do aproveitamento de economias de escala e escopo entre os elos da cadeia produtiva, a coordenação dos investimentos e a economia de custos de transação. Como aponta Newbery (2001, p. 172), a prestação eficiente do serviço de distribuição de energia exige uma rede eficiente de transporte e investimentos em um destes segmentos deve reduzir os custos no outro. Isto é, a expansão da distribuição de energia exige que a produção também seja expandida o que, por

sua vez, demanda também investimentos na transmissão para que essa energia seja transportada. Ademais, uma vez que os custos de transporte e aquisição da energia são não gerenciáveis, os ganhos de produtividade nos diferentes segmentos permitiriam a redução de custos em toda a indústria e, por conseguinte, nas tarifas ao consumidor final.

Na medida em que o marco regulatório condiciona a decisão de investir, delimitando as estruturas de governança factíveis, um dos papéis do regulador seria criar um ambiente de negócios onde fosse possível a elaboração de contratos que permitissem reproduzir os efeitos da verticalização sobre a coordenação dos investimentos (Helm e Jenkinson, 1997). Entretanto, uma vez que os períodos de concessão são relativamente longos, em um ambiente de forte incerteza, como é o ambiente econômico e social dos países periféricos, os contratos assumem formas tipicamente incompletas, uma vez que é impossível prever todas as contingências que irão surgir no período de vigência dos mesmos.

Isto introduz um componente de risco que excederia os limites dos riscos inerentes a qualquer negócio, sobretudo quando os investimentos estão sujeitos à ingerência do Estado. Conforme Joskow (1998, p 192), as instituições legais e regulatórias podem ainda representar uma outra fonte de problemas para o desempenho das firmas se elas não forem vistas como provedoras de um comprometimento crível no que se refere à criação de oportunidades razoáveis para que investidores potenciais recuperem os custos de seus investimentos, incluindo o seu custo de oportunidade.

Segundo Smith (1997), os governos recorrentemente são pressionados a intervir no nível das tarifas ou na qualidade do serviço com o objetivo de maximizar resultados políticos de curto prazo. Do ponto de vista da firma, a principal preocupação refere-se à não garantia dos seus direitos de propriedade, através da expropriação dos investimentos ou dos fluxos de renda gerados por eles, como decorrência do comportamento discricionário do governo quando das revisões tarifárias periódicas.

Nesse sentido, considerando-se as características dos ativos da indústria elétrica, uma vez realizados os investimentos, a apropriação dos fluxos de receitas

associados a eles depende da continuidade da operação da empresa por um período determinado de tempo. Uma vez que as condições de apropriabilidade dos retornos estão sob o poder discricionário dos governos, existe o risco de expropriação das quase–rendas geradas por esses ativos específicos (Farina et. al, 1997).

A presença do Estado imporia, então, um componente de "risco regulatório" aos investidores, o que provocaria o efeito de dificultar a consecução de investimentos ou aumentar sensivelmente o prêmio de risco requerido pelas firmas privadas para fazê-los (Smith, 1997).

Neste aspecto, a incerteza quanto ao comportamento do regulador estaria sujeita a construção de uma reputação ao longo do tempo, onde nos setores nos quais ocorreram reformas institucionais recentes haveria, sob a ótica dos investidores privados, maior risco potencial. Segundo Joskow, (1991, p.68- 9), atender uma demanda crescente requer investimentos contínuos em plantas e equipamentos. Tais investimentos não irão ocorrer se a agência regulatória carregar a reputação de se apropriar das quasi-rendas dessas firmas uma vez que os investimentos foram feitos.

Farina *et alii* (1997, p.60), argumentam na mesma linha, afirmando que diante da falta de garantias à apropriação dos seus retornos, os investimentos em serviços de utilidade pública não seriam assumidos por agentes privados, ou então estes apresentariam níveis de desempenho inferiores ao que seria ótimo do ponto de vista social. A presença combinada de *sunk costs* e ativos específicos dão margem à ocorrência de ativos irrecuperáveis (*stranded assets*) no caso de alterações inesperadas no marco regulatório que provoquem mudanças na estrutura de coordenação entre os investimentos (Helm e Jenkinson, 1997).

Na presença de incerteza em relação ao ambiente regulatório os agentes buscariam aplicações mais flexíveis, tentando minimizar a exposição à mudança nas "regras do jogo". Isto criaria uma categoria especificamente problemática de limitações para a regulação, dada a necessidade de investimentos nos setores de infra-estrutura.

Nesse contexto, a institucionalidade criada para minimizar esses riscos configurar-se-ia como pedra angular das reformas, visto que as “incertezas regulatórias e de contratos implicam a exigência de altas taxas de retorno, que encurtam o fluxo temporal dos benefícios das inversões realizadas” (Moreira, Motta e Rocha, 2003, p.4).

Como parte das recomendações de reforma da indústria elétrica, ademais da privatização, segmentação e liberalização, o ambiente institucional deveria ser desenhado de modo a garantir a independência do regulador, o que evitaria a sua captura, seja por parte do governo, seja por parte das firmas. Ademais, seu mandato deveria ser bem definido, assim como seu escopo de atuação, de maneira que não ocorressem sobreposições de funções entre distintas esferas do governo, como, por exemplo, a ingerência do poder executivo ou conflitos com o poder judiciário.

Segundo Joskow (1998), o sucesso das reformas liberalizantes dependeria da consecução de um desenho institucional adequado que permitisse a auto-coordenação dos investimentos através dos mecanismos de mercado, o que permitiria a expansão da oferta de energia de maneira eficiente. Nesse sentido, Gilbert e Newbery (1994) atribuem a um “compromisso regulatório” crível, que resultaria na redução da incerteza, o fator determinante para a dinamização dos investimentos nas industrias de infra-estrutura.

Relacionado ainda com as questões institucionais que podem inibir a realização de investimentos, vale lembrar a particularidade do regime de tarifação *price cap* de não apresentar um mecanismo explícito de incentivos à expansão das redes. Ao contrário do regime de custo de serviço, no qual a remuneração depende da base de capital e não do retorno específico apresentado por determinado conjunto de consumidores, no *price cap* a lógica da realização de investimentos obedece a lógica da eficiência produtiva, isto é, a decisão de investir depende do confronto entre o custo marginal da expansão e o seu retorno marginal (Santos, 2004).

Esta especificidade torna-se particularmente problemática quando tratamos de serviços básicos e com elevadas externalidades positivas não apenas sobre a

economia, mas também sobre a própria condição de vida da população. Uma vez que o aproveitamento eficiente da infra-estrutura de rede depende da densidade populacional atendida por ela, em um regime *price cap* corre-se o risco de excluir do consumo de bens essenciais conjuntos de consumidores de áreas isoladas, como regiões rurais, ou ainda com baixa renda (Santos, 2004).

Além disso, a precariedade dos investimentos implica em uma deterioração da qualidade do serviço, o que por sua vez impõe um custo elevado em termos de produto, dado que a energia é um insumo básico para todas as atividades econômicas.

Capítulo 3: Regulação e "custo regulatório"

3.1. Estimando os efeitos da regulação:

De um ponto de vista *normativo*, à luz do que foi discutido no capítulo anterior, o estudo da regulação concentra-se no desenho de mecanismos que irão induzir os agentes a adotar um comportamento competitivo ou que permitam a simulação das pressões de um processo concorrencial, cujo resultado deveria ser o aumento da eficiência econômica.

Entretanto, em virtude da existência de um ambiente intrinsecamente incerto, os efeitos práticos dessa intervenção podem ser muito distintos daqueles previstos por esses modelos teóricos. Uma vez que nem todas as variáveis relevantes do sistema podem ter seu comportamento devidamente antevisto, seja a partir de relações de causalidade direta ou de inferências sobre as distribuições de probabilidade dos eventos que concorrem no processo regulatório, uma abordagem *positiva* dos efeitos da regulação teria como objeto de estudo a estimação de seus resultados efetivos sobre o desempenho de um determinado mercado.

Ao admitir essa possibilidade de desvio assume-se que a regulação pode penalizar ou beneficiar os agentes atingidos pela intervenção governamental através de seus efeitos sobre o comportamento dos preços, custos, investimentos, produtividade, qualidade, taxa de inovação e etc, cujo desempenho revela, em última instância, seus desdobramentos sobre a eficiência alocativa, produtiva, distributiva e dinâmica da indústria.

Grosso modo, a literatura econômica trata a intervenção estatal como intrinsecamente ineficiente, fazendo com que menos produto seja gerado nos setores regulados, o que refletiria um "custo regulatório" que seria imposto à coletividade[34]. Notadamente, os métodos tradicionalmente utilizados para avaliar perdas de bem-estar causadas pela regulação propõem uma comparação entre o desempenho de variáveis quando o mercado está sujeito à intervenção governamental com uma situação de desregulamentação total – o *nonregulatory*

[34] Ver Laffont e Tirole (1993), Newbery (2001), entre outros.

benchmark, nos termos utilizados por Viscusi *et alii* (2001). Os tipos de exercícios comumente utilizados para esse fim são: a comparação intertemporal, a comparação entre mercados e a comparação por simulação.

O primeiro caso consiste na avaliação do desempenho de variáveis selecionadas, a partir de séries históricas, que incluem um período no qual a indústria esteve sob a intervenção estatal e um período no qual o setor esteve desregulamentado[35]. A principal dificuldade na consecução desse tipo de exercício repousa no fato de que não é tarefa trivial isolar os efeitos do ambiente regulatório sobre variáveis econômicas ao longo do tempo, dado que o comportamento destas é sensível a uma série outros condicionantes, como mudanças nos mercados de fatores, dinâmicas tecnológicas, choques de oferta, ciclos de negócio e etc.

Quando não é possível a elaboração desse *nonregulatory benchmark* intertemporal, uma alternativa que se perfila é a sua construção a partir da comparação entre o desempenho da indústria regulada e um mercado de referência, que serviria de proxy para uma indústria desregulada[36]. Embora a comparação evite as dificuldades de isolar os efeitos de variáveis específicas sobre uma indústria ao longo do tempo, pesa contra ela o fato de que diferentes indústrias estão, em geral, sujeitas a uma série de particularidades (diferentes estruturas de custo, diferentes elasticidades das curvas de oferta e demanda, etc) que tornam esse tipo de verificação pouco consistente do ponto de vista analítico.

Por fim, quando a indústria reúne especificidades que impedem sua comparação com uma outra congênere, ou quando não existem dados disponíveis para a comparação intertemporal, outra alternativa para a medição dos efeitos da regulação é a simulação de seu desempenho caso ela não fosse regulada[37]. Segundo Westfield (1971), esse exercício consiste no cálculo da variação dos excedentes do produtor e consumidor e correspondem ao cálculo do "peso morto"

[35] Ver Modigliani F. e Miller M.H. "Some estimates of the cost of capital to the electric utility industry, 1954-57". *American Economic Review*, 1966, vol. LVI, n.3.
[36] Ver Benham, L. "The Effect of Advertising on the Price of Eyeglasses," *Journal of Law & Economics*, 1972, vol. 15, issue 2, p. 337-52.
[37] Ver McAvoy, P.W. "The Effectiveness of the Federal Power Commission," Bell Journal of Economics and Management Science, autumn, 1970.

provocado pelo distanciamento entre preço e custo marginal de produção. Ainda segundo esse autor, à área correspondente ao "peso morto" deveriam ser somados os custos diretos da regulação, como o orçamento disponível ao órgão regulador e o dispêndio das empresas nos processos de barganha, o que daria uma medida de seu "custo social".

Neste último caso a principal dificuldade decorre das complicações típicas de qualquer exercício prospectivo em economia, isto é: uma mudança radical no ambiente regulatório, como uma desregulamentação total, por exemplo, provocaria mudanças nas curvas de custo, nas trajetórias tecnológicas, nos mercados de fatores e etc, que dificilmente podem ser totalmente captadas pela simulação, limitando o valor analítico de seus resultados.

Além das observações feitas para cada um dos casos acima, a utilização do *nonregulatory benchmark* para a estimação de um eventual "custo regulatório" merece algumas qualificações mais gerais. Primeiramente, devemos notar que esse tipo de comparação só faria algum sentido em situações em que fosse possível, a um baixo custo, promover uma total desregulamentação da indústria. Mais do que isto: essa desregulamentação deveria proporcionar as bases para o aumento da competição e aproximar o preço do custo marginal de produção. Entretanto, no setor elétrico, conforme mencionado em passagens anteriores, esse não parece ser um equilíbrio factível, dada a sua tendência à concentração e verticalização.

Ademais, ainda no que se refere à indústria elétrica, a experiência adquirida a partir da onda de reformas liberalizantes levadas a cabo nos anos 90 indica que a convivência entre ambientes regulados e competitivos exige a criação de uma institucionalidade que implica no aumento da complexidade da regulação e não na sua simplificação. Isto pode significar também um aumento do seu custo, principalmente em termos de bem estar, sobretudo se o modelo falhar no tocante à garantia da manutenção da qualidade e segurança da prestação do serviço, conforme constatado em uma série de mercados submetidos a essas reformas e que passaram por crises de abastecimento (Brasil em 2001, Califórnia em 2000, Argentina em 2005).

Dadas essas dificuldades para se estimar a perda de eficiência causada pela regulação através da análise das condições de oferta e demanda, outra possibilidade que se abre é a avaliação do desempenho financeiro das firmas mediante mudanças no ambiente regulatório. Segundo Schwert (1981), sob certas condições, a estimação, a partir da aplicação de modelos de precificação de ativos, da variação da riqueza dos detentores de ações de empresas de segmentos regulados poderia servir como uma medida do custo regulatório.

Assumindo as hipóteses de distribuição homogênea da informação, expectativas racionais e de mercados eficientes – isto é, de que o preço do ativo reflete todo o conjunto de informações disponíveis[38] – alterações não antecipadas na regulação provocariam variações nos preços das ações das firmas através de seus desdobramentos sobre o valor presente dos fluxos de caixa esperados a serem extraídos desses ativos.

A partir desse arcabouço teórico, o preço de um ativo i no período t, $\mathbf{P_{it}}$, pode ser esquematicamente representado pela equação 3.1, onde $\mathbf{d_{it+k}}$ é o fluxo de caixa esperado do ativo **i** no período **t+k**, e $\mathbf{r_i}$ é a taxa de desconto desse ativo:

(3.1) $$\mathbf{P_{it} = \sum d_{it+k} / (1+ r_i)^k}$$

Assumindo então por $\mathbf{P^*_{it}}$ o preço do ativo após, por exemplo, a introdução de uma nova norma que regulamenta as tarifas de determinada indústria, o valor do fluxo de caixa esperado passaria a ser $\mathbf{d^*_{it+k}}$, e a diferença entre os preços do ativo i antes da nova medida, $\mathbf{P_{it}}$, e depois, $\mathbf{P^*_{it}}$, seria uma estimativa não viesada dos custos (ou benefícios) gerados pela intervenção do governo, conforme a equação 3.2. A magnitude dessa diferença seria tanto maior quanto antes a mudança fosse percebida pelos agentes e quanto maior o período sobre o qual o fluxo de caixa fosse afetado.

[38] Formalmente, Fama (1970) estabelece a hipótese de mercado eficiente através da assunção de que os desvios, e_{it}, dos retornos esperados de um ativo, $E(R_{it}/\Phi_{t-1})$, onde Φ_{t-1} representa o conjunto de informações disponível no período (t-1), não são sistematicamente diferente de zero. Isto é: $e_{it} = R_{it} - E(R_{it}/\Phi_{t-1})$ tem média zero.

(3.2) $$(P^{*}_{it} - P_{it}) = \sum (d^{*}_{it+k} - d_{it+k}) / (1+ r_i)^{k}$$

Ademais, mudanças no ambiente regulatório podem alterar a percepção de risco para os investimentos na indústria afetada. Nesse caso, a regulação afetaria o preço dos ativos através da alteração da taxa de desconto, que passaria a ser r^{*}_{i}. O custo da intervenção para os detentores desses títulos seria então representado conforme a equação 3.3. Quando a mudança na regulação provoca um aumento da percepção de risco, a taxa de desconto r^{*}_{i} aumenta, fazendo cair o preço do ativo, caso o fluxo de caixa esperado permaneça constante:

(3.3) $$(P^{*}_{it} - P_{it}) = \sum d_{it+k} \left[1/ (1 + r^{*}_{i})^{k} - 1/(1 + r_i)^{k}\right]$$

Na prática, ambos os efeitos ocorrem de maneira concomitante, sendo difícil a identificação dos desdobramentos da regulação sobre uma ou outra variável. Ainda assim, uma vez que em um mercado eficiente os preços dos ativos se igualam ao valor presente de seu fluxo de caixa descontado, a diferença $(P^{*}_{it} - P_{it})$ captaria integralmente a variação do bem estar dos portadores desses títulos (Schwert, 1981).

A partir da utilização de séries históricas de cotações de ações de empresas que atuam em um ambiente regulado, o exercício consistiria, então, na identificação dos efeitos de eventos regulatórios específicos sobre o retorno dessas ações. Cabe ressaltar que essa metodologia não permite calcular o custo de mudanças antecipadas ou de regulação já existente. Uma vez mais, dada a hipótese de mercados eficientes, os preços dos ativos incorporariam imediatamente as expectativas sobre os fluxos de caixa esperado, refletindo, portanto apenas os retornos esperados de ativos de risco comparável.

Para medir os efeitos de regulação existente ou antecipada, como por exemplo a imposição de restrições a entrada em determinado mercado, poderia ser utilizada a estimação das rendas econômicas a serem apropriadas pelas firmas cuja reserva de mercado fosse garantida pelo regulador. Duas possibilidades se destacam para esse fim: o cálculo da diferença entre o custo de reposição dos ativos da firma e o valor da soma de todas as suas *securities*, ou,

alternativamente, a diferença entre esse total e o preço pago pela utilização de um fator especializado de produção, como uma licença ou concessão (Schwert, 1981).

Ainda no que se refere a mudanças não antecipadas no ambiente regulatório, uma categoria particularmente interessante de modelos de precificação de ativos que pode ser utilizada para estudar os efeitos da regulação sobre o desempenho de uma indústria, é aquela que estabelece relações entre risco e retorno das carteiras.

Estes modelos permitem identificar, além da ineficiência já referida, os efeitos da intervenção estatal sobre um dos componentes que alegadamente provocam a perda de produto nas indústrias reguladas em países periféricos, o "risco regulatório". Além de identificar retornos "anormais" das ações, provocados pela discricionariedade do regulador, esses modelos permitiriam mensurar os efeitos da regulação sobre algumas medidas de risco, sistemáticos e específicos, desses ativos.

Dentre essas possibilidades, o modelo mais consagrado na literatura de finanças é o CAPM (Capital Asset Pricing Model), desenvolvido por Sharpe (1964), Litner (1965) e Mossin (1966). Alternativamente, os modelos APT (Arbitrage Pricing Theory), desenvolvido por Ross (1976), e o DGM (Dividend Growth Model), apresentado inicialmente por Gordon (1962), podem ser utilizados.

O modelo DGM é derivado diretamente da equação (1). Ele estabelece que o preço de um ativo é determinado pelo valor presente dos fluxos de caixa esperados, bem como pela taxa de crescimento dos mesmos. O principal problema na utilização desse tipo de modelo decorre do fato de que as taxas de desconto futuras, assim como os rendimentos futuros, não podem ser observados *ex ante*, o que implica em um alto grau de arbitrariedade na definição dos parâmetros da equação utilizada para estimar o preço do ativo (Camacho, 2004).

Por sua vez, os modelos do tipo CAPM e APT baseiam-se na assunção de que o preço de um ativo reflete uma relação entre risco e retorno. Esses modelos são estimados a partir da aplicação de métodos estatísticos a séries de dados históricos, relacionando a variação do retorno de um ativo a um ou mais fatores.

Segundo estes dois últimos modelos o retorno de determinado ativo deve refletir o risco assumido pelo agente por alocar a sua riqueza sob essa forma. Isto é, um indivíduo só irá reter um título se este lhe proporcionar um retorno esperado adequado ao risco existente, dado o retorno oferecido por outros títulos de risco comparável. Esse retorno pode ser dividido em duas partes: um "retorno esperado", normal, e um retorno "não esperado", anormal.

O risco de se reter um ativo deriva justamente da variabilidade dos retornos totais decorrente da presença do componente aleatório, o qual está sujeito a dois efeitos, um risco não sistemático (diversificável), que influencia apenas o retorno daquele título, e um risco sistemático (não diversificável), ou de mercado, que atinge todos os ativos, ainda que com diferentes magnitudes. Segundo Ross *et alii* (1995), podemos representar esquematicamente os retornos de um ativo conforme a equação 3.4, onde **R**, representa o retorno do título, $\mathbf{R_e}$, o retorno esperado, **m** o risco não diversificável e **ϵ** o risco diversificável:

(3.4) $$\mathbf{R = R_e + m + \epsilon}$$

O risco diversificável (ou específico) é conhecido também como "não sistemático", uma vez que pode ser eliminado através da construção de um portfólio eficiente que combine ativos com correlações negativas. Desta forma, o único risco relevante para um investidor com uma carteira diversificada é o seu risco não diversificável (ou sistemático).

O modelo mais simples, o CAPM[39], estabelece uma relação linear entre risco e retorno e é obtido através da regressão linear simples dos retornos do ativo pelo retorno de uma carteira de mercado. O resultado mais interessante desse modelo é o coeficiente β, que é uma medida do risco sistemático do ativo em relação ao risco de mercado. Seja R_{it} o retorno do título i durante o período t, R_{mt} o retorno da carteira de mercado no mesmo período, β_i o risco sistemático, α_i e ε_i a

[39] Para definições formais do modelo ver Sharpe W, F. "Capital asset price: a theory of market equilibrium under conditions of risk". Journal of Finance, September, 1964; e Litner, J. "Valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets". The Review of Economics and Statistics, February 1965.

constante e o componente aleatório, respectivamente, o CAPM pode ser representado pelo modelo de mercado:

(3.5) $$R_{it} = \alpha_i + \beta_i (R_{mt}) + \varepsilon_i$$

Por sua vez, o APT pode ser considerado uma ampliação do CAPM, uma vez que ele também estabelece uma relação entre o risco do ativo e o risco de mercado, porém permitindo a inclusão de outras variáveis explicativas. É justamente na especificação dessas variáveis onde costumam aparecer as maiores controvérsias sobre a o modelo, visto que esse processo também contém um grau elevado de arbitrariedade (Modigliani *et alii*, 1994).

Existe na literatura sobre regulação e finanças uma grande polêmica sobre a relação entre risco, retorno e intervenção governamental no funcionamento dos mercados, não havendo consenso quanto aos efeitos da regulação sobre o risco sistemático das ações de empresas reguladas (Norton,1985).

Por um lado, alguns autores afirmam que a regulação, ao amenizar choques de custos ou de demanda, diminui a variabilidade dos lucros dessas empresas, reduzindo, portanto, seu risco sistemático, já que este mede a dispersão de seus retornos[40]. Ademais, a regulação, ao ser o resultado do jogo de forças assimétricas entre empresas, governo e consumidores, apresenta uma institucionalidade que tende a beneficiar os produtores, impedindo que recaiam inteiramente sobre estes aumentos de custos decorrentes de choques de oferta[41]. Neste último caso, vale lembrar mais uma vez o socorro prestado pelos governos de distintos países nas sucessivas crises que atingiram as indústrias elétricas a partir do fim dos anos 90.

Paralelamente, os autores que afirmam que o controle governamental sobre o livre funcionamento do mercado provoca o efeito contrário sobre o risco sistemático argumentam que isto decorre da dificuldade que as firmas encontram

[40] Ver Shaffer, S. “Regulation and Risk Preference” Journal of Industry Economics, n 349, 1984; e Peltzman, S. “Toward a more General Theory of Regulation”. Journal of Law and Economics, Vol.19, No2, Conference on the Economics of Politics and Regulation, August, 1976. entre outros.
[41] Ver Joskow, P. “Inflation and Enviromental Concern: Structural Change in the process of Public Utility Price Regulation, Journal of Law and Economics, n.17, 1974.

para repassar custos, dado o demorado processo de barganha com o regulador, problema que se agrava durante períodos de aceleração inflacionária[42]. Não obstante, a regulação pode provocar indiretamente o aumento do risco ao induzir alocações ineficientes de capital e trabalho, levando ao sobreinvestimento em capital , o que aumentaria o risco desses projetos[43].

A despeito desta polêmica, o CAPM tem sido amplamente utilizado pelas agências reguladoras de diversos países para o cálculo do custo de capital nas indústrias de infra-estrutura[44]. O custo de capital, que mede o custo de oportunidade dos investimentos em determinado setor, está diretamente ligado a percepção de risco desses investimentos e depende, além dos riscos macroeconômicos, de riscos específicos, como o risco regulatório.

O custo de capital é uma medida chave para a sinalização de investimentos na indústria. No caso de ser superestimado, este valor acaba por penalizar os consumidores, impondo lhes tarifas mais elevadas para garantir a remuneração do capital. Paralelamente, um custo de capital muito baixo pode provocar o desinteresse dos agentes privados na consecução de investimentos.

Nos países periféricos, Brasil inclusive, o modelo tradicional tem sido aplicado mediante alguns ajustes em decorrência da existência de fortes limitações na utilização desses modelos de precificação de ativos. As dificuldades na aplicação do CAPM residem na ausência de séries longas de dados, na inexistência de um ativo livre de risco (dado o histórico de *default* dos países periféricos) e na falta de um indicador consistente do retorno de mercado. Ademais, as especificidades dos mercados de capitais pouco desenvolvidos, que apresentam uma alta concentração das negociações em alguns poucos títulos, além de baixa liquidez e profundidade, tornam difícil a própria assunção da hipótese de mercados eficientes, limitando o escopo para a utilização de dados dos mercados locais para a estimação do custo de capital.

Para contornar os problemas acima mencionados, as agências regulatórias têm aplicado o CAPM a partir de dados de algum mercado de referência, sendo

[42] Ver Joskow e MacAvoy (1975) e Keran (1976), entre outros.
[43] Ver Barauch Lev (1974).
[44] Entre os países que utilizam essa metodologia estão Inglaterra, Espanha, Austrália e Argentina.

posteriormente adicionados ao prêmio pelo risco sistemático, prêmios de risco cambial, risco soberano e um prêmio pelo "risco regulatório", cuja definição varia de país para país, sendo a forma adotada pela ANEEL uma forma bastante particular.

3.2. A abordagem da ANEEL sobre o custo de capital:

De acordo com a Lei 8987, de 13 de Fevereiro de 1995, os preços cobrados pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica ao consumidor final são submetidos, a cada 4 ou 5 anos, a um processo de revisão tarifária periódica, cujo resultado deve ser o ajuste do preço cobrado pelo serviço prestado de maneira que fique garantida a remuneração adequada dos investimentos, *viz-a-viz* os riscos enfrentados e o montante de capital investido, a manutenção da modicidade tarifária e o repasse aos consumidores de ganhos de produtividade obtidos no período[45].

Duas etapas compõem a revisão periódica das tarifas: o reposicionamento tarifário – que permite o estabelecimento do nível de custos operacionais considerados eficientes, bem como a remuneração adequada dos investimentos, depreciação – e a definição do fator X, que é um redutor do índice de preços utilizado para a correção das tarifas e se constitui no mecanismo de repasse aos consumidores dos ganhos de eficiência.

A determinação das tarifas envolve, assim, a divisão da receita requerida entre as parcelas A e B, que correspondem, respectivamente, aos custos não gerenciáveis, diretamente repassados ao consumidor, e aos custos gerenciáveis, sujeitos a aplicação do redutor pelo aumento da produtividade. As categorias de gasto que compõe cada parcela estão dispostas na tabela 4:

[45] ANEEL, Nota Técnica n.º 122/2005-SRE/ANEEL Brasília, 19 de abril de 2005.

Tabela 4: Composição da Receita Requerida para Revisão Tarifária das Distribuidoras de Energia Elétrica

Composição da Receita Requerida	
Parcela A (custos não gerenciáveis)	**Parcela B (custos gerenciáveis)**
Encargos Setorias	**Despesas de Operação e Manutenção**
Quota de Reserva Global de Reversão	Pessoal
Quota de Conta de Consumo de Combustível	Material
Taxa de Fiscalição de Serviços de Energia Elétrica	Serviços de Terceiros
Rateio de custos do PROINFA	Despesas Gerais e Outras
Conta de Desenvolvimento Energético	
Encargos de Transmissão	**Despesas de Capital**
Uso das instalações da Rede Básica de Transmissão	Quotas de Depreciação
Uso das Instalações de Conexão	Remuneração do Capital
Uso das instalações de Distribuição	
Transporte de Energia Proveniente de Itaipu	
Operador Nacional do Sistema	
Compra de Energia Elétrica	**Outras**
Contratos Iniciais	P&D e Eficiência Energética
Energia Itaipu	PIS/ COFINS
Contratos Bilaterais de Longo Prazo ou Leilões	

ANEEL, 2005.

Segundo a ANEEL[46], a "**taxa de retorno sobre o capital constitui um elemento fundamental para o funcionamento saudável e sustentável da indústria regulada, pois é o sinal econômico que orienta, mediante os incentivos que gera, a direção do investimento produtivo**". Assim, o custo de capital, "*vis-a-vis*" os retornos efetivos auferidos pela firma, pode ser entendido como uma medida da atratividade para a operação de um determinado negócio.

A remuneração do capital das distribuidoras brasileiras é obtido através da aplicação do custo de capital estimado pela ANEEL sobre a "base de remuneração", que corresponde ao valor dos ativos prudentes necessários para prestar o serviço de distribuição de energia, e está definida pela Resolução Aneel 493, de 3 de setembro de 2002 e pelaa Nota Técnica 178/2003-SFF/SRE/Aneel.

Para a estimação do custo de capital que irá ser aplicado sobre a "base de remuneração", parte integrante da parcela B, ou custos gerenciáveis, a ANEEL utiliza a metodologia WACC (Weighted Average Cost of Capital). Nos processos

[46] ANEEL, Nota Técnica nº 286/2004/SRE/ANEEL, Novembro de 2004.

de revisão tarifária o custo de capital adotado é único para todas as concessionárias e este se refere ao custo de oportunidade para investimentos em ativos de risco semelhante. Para tanto, são considerados os custos de capital próprio e de terceiros, inclusive o benefício fiscal do endividamento, ponderados pela estrutura de capital ótima estipulada pelo regulador (Rocha *et alii*, 2006b).

O custo de capital de terceiros é uma medida do custo de captação da empresa. Ele depende do risco de crédito imputado à firma pelas avaliações do mercado, bem como do risco de *default* do país em que opera, e é representado pela equação (6), onde r_d é o custo de capital de terceiros, r_f é a taxa livre de risco, r_{cr} é o risco de crédito e r_b é o risco país.

(3.6) $$r_d = r_f + r_{cr} + r_b$$

O cálculo do custo de capital próprio é feito a partir de um modelo do tipo CAPM como o apresentado na equação (3.5) para uma carteira de ações de empresas do mercado norte americano (mercado de referência), ajustando-o pela estrutura de capital meta para as empresas do mesmo segmento no Brasil e adicionando ainda prêmios de risco soberano, cambial e regulatório, conforme equação 3.7:

(3.7) $$r'_p = r'_f + \beta'_p\ (r'_m - r'_f) + r_b + r_c + r_{rr}$$

Em (7), r'_p é a taxa de retorno de uma carteira de ativos composta pelas empresas distribuidoras do mercado de referência, r'_f é a taxa paga pelo ativo livre de risco, r'_m é o prêmio de risco de mercado calculado a partir do mercado de referência, β'_p mede o risco sistemático do setor nos EUA e, por fim, r_b, r_c e r_{rr} são, respectivamente, o prêmio de risco país, o prêmio de risco cambial e o prêmio de risco regulatório.

A utilização do mercado acionário americano como referência para o cálculo do custo de capital deriva das dificuldades para a aplicação de modelos de precificação de ativos em países emergentes. Segundo Assaf Neto (2003), o

mercado acionário brasileiro apresenta problemas para a estimação que decorrem da pouca disponibilidade de dados, bem como a baixa profundidade e iliquidez desse mercado de capitais, pouca transparência relativa das companhias de capital aberto, elevada concentração da negociação em algumas ações e baixa representatividade das ações ordinárias no mercado[47]. Esses problemas foram contornados pelo regulador através da utilização do mercado norte americano como mercado de referência, adicionado de outros prêmios de risco.

Para o ativo livre de risco a ANEEL utilizou o bônus do governo dos EUA com prazo de 10 anos até o vencimento, que tem uma *duration* de aproximadamente 8 anos, e cuja taxa de juros média anual foi de 6,01%, no período de março de 1995 a junho de 2002. Por sua vez, o prêmio de risco de mercado foi estimado com base nas séries históricas de 1926 a 2000 do retorno médio diário do S&P500, cujo valor indicado foi de 7,76%. Por fim, o β foi obtido através da covariância entre $\mathbf{r'_p}$ e $\mathbf{r'_m}$, dividida pela variância de $\mathbf{r'_m}$, desalavancado pela estrutura de capital e pela taxa de imposto de renda paga no mercado de referência e realavancado pela estrutura de capital e carga tributária das empresas brasileiras. Uma vez determinado o beta para as firmas nacionais, o regulador calculou o risco de negócio e financeiro, $\beta'_p\ (r'_m - r'_f)$.

A inclusão do prêmio de risco "Brasil" foi justificada pelo fato de existirem, nos países periféricos, barreiras à integração dos mercados financeiros, que implica em custos de transação, custos de informação e em um maior risco de crédito, aumentando, portanto, o custo de capital das empresas que aqui operam. Para a aferição desse custo adicional, a ANEEL optou por separar o risco de *default* do "risco Brasil", uma vez que considera que para o investidor é relevante apenas o risco de inadimplência da empresa captadora e não o risco de moratória do país. Assim, o prêmio de risco país foi definido como a diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil e o prêmio de risco de "crédito" do Brasil. O prêmio de risco soberano foi estipulado como o *spread* que um título de renda fixa do governo brasileiro, denominado em dólares, paga sobre a taxa do ativo livre de

[47] Para uma discussão aprofundada das dificuldades de aplicação dos modelos de precificação de ativos de capital em países periféricos ver Sanvicemte e Minardi (1999).

risco dos EUA[48]. Já o prêmio de risco de "crédito" do Brasil foi computado como o *spread* sobre a taxa livre de risco que está sendo paga pelos bônus emitidos por empresas dos EUA com mesma classificação de risco que o Brasil (B1)[49]. Representando por $\mathbf{r_s}$ o prêmio de risco soberano e por $\mathbf{r_c^b}$ prêmio de risco de "crédito" do Brasil, o prêmio de risco Brasil, $\mathbf{r_B}$, é dado pela equação 3.8:

$$\mathbf{r_B = r_s - r_c^b} \tag{3.8}$$

O prêmio de risco cambial foi definido como a diferença entre o *spread* do câmbio no mercado futuro e a expectativa de desvalorização cambial, sendo calculado a partir da metodologia proposta por Wolff (1997, 2000)[50] e Garcia & Olivares (2000)[51].

Por fim, o risco regulatório – que segundo a Nota Técnica Nº 041/2003/SRE/ANEEL, tem por objetivo captar a diferença de risco regulatório ao qual estariam sujeitas as empresas brasileiras, "*vis-a-vis*" o risco enfrentado pelas empresas norte americanas, que operam em mercado maduro e com remuneração garantida pela tarifação ao custo de serviço – é obtido a partir da equação 3.9, onde $\mathbf{r_{rr}}$ é o prêmio de risco regulatório do segmento de distribuição de energia elétrica, $\mathbf{\beta'_{uk}}$ é o risco de sistemático para as empresas de distribuição do Reino Unido, $\mathbf{\beta'_{EUA}}$ é o risco de sistemático para as empresas de distribuição americanas, $\mathbf{r'_m}$ é o prêmio de risco para o mercado norte americano e $\mathbf{r_f}$ é a taxa paga pelo ativo livre de risco.

---

[48] Para o cálculo do prêmio de risco soberano, o regulador utilizou a série histórica diária, calculada pelo JP Morgan no período de 29 de abril de 1994 a 6 de agosto de 2002, do índice *Emerging Markets Bonds Index* relativo ao Brasil (*EMBI+Brazil*), cujo valor médio foi de 8,29% (idem nota de roda pé 44).

[49] Para o cálculo do prêmio de risco de crédito do Brasil, foram selecionadas as empresas com classificação de risco Ba1 que tinham série de títulos de longo prazo com liquidez desde 1994. Calculando a média dos *spreads* dessas empresas ao longo da série, a taxa obtida foi 4,21% (idem nota de roda pé 44).

[50] Wolff, C.C.P. "Forward Foreign Exchange Rates, Expected Spot Rates, and Premia: A Signal-Extraction Approach". *The Journal of Finance*, 42,395-406, 1997; Wolff, C.C.P. "Measuring the Exchange Risk Premium: Multi-Country Evidence from Unobserved Components Models". *Journal of International Financial Markets, Institutions and Money,* 10, 1-8, 2000.

[51] Garcia, M. e G. Olivares, "O prêmio de risco da taxa de câmbio no Brasil durante o plano Real", mimeo, PUC-Rio, 2000.

(3.9) $$r_{rr} = (\beta'_{UK} - \beta'_{EUA})(r'_m - r_f)$$

Para a estimação do risco de negócio das empresas americanas (β'_{EUA}) foram utilizados os mesmos parâmetros do beta da equação 3.7. O beta encontrado é então desalavancado pela estrutura de capital média das empresas dessa carteira e pela carga tributária daquele mercado. O processo é feito de maneira análoga para a obtenção de $\beta'_{uk.}$ Os valores obtidos para cada um dos parâmetros do WACC estão dispostos na tabela 5:

Tabela 5: WACC estimado pela ANEEL:

Parâmetros para a estimação do custo de capital	
Estrutura Capital Meta	50%
Taxa Livre de Risco (r'_f)	6,01%
Beta médio de empresas distribuidoras do EUA, desalavancado	15,90%
Beta médio realavancado pela estrutura de capital meta do brasil (β'_p)	26,39%
Spread de risco de mercado ($r'_m - r'_f$)	7,76%
Risco de negócio e financeiro [$\beta'p \ (r'_m - r'_f)$]	2,05%
Risco Soberano	8,29%
Risco de crédito das empresas brasileiras com classificação de risco Ba1	4,21%
Risco de crédito das empresas do EUA com classificação de risco Ba1	3,67%
Risco País (r_b)	4,08%
Risco Cambial (r_c)	2,00%
Risco Regulatório (r_{rr})	3,33%
Custo de capital proprio nominal [$r'_p = r'_f + \beta'_p \ (r'_m - r'_f) + r_b + r_c + r_{rr}$]	17,47%
Custo de capital de terceiros nominal em dólares	15,76%
WACC nominal em dólares	13,93%
Taxa de Inflação EUA	2,40%
WACC	11,26%

Fonte: Aneel, 2005.

3.3. Custo de capital e "custo regulatório":

Algumas qualificações podem ser feitas no que se refere a maneira pela qual o custo de capital é calculado pela ANEEL. De uma perspectiva geral, devemos observar que o resultado do modelo é extremamente sensível ao valor assumido por cada um de seus parâmetros, os quais, por sua vez, são definidos

de uma maneira que não segue uma lógica estritamente econômica. Senão, vejamos.

Primeiramente, no que se refere à estrutura de capital ótima da empresa de referência proposta pela agência – e utilizada para ponderar os custos de capital próprio e de terceiros no WACC – não parece estar muito próxima da estrutura média das distribuidoras brasileiras, como apontam Rocha *et alii* (2006a). Segundo esses autores, a estrutura de capital efetiva que se verifica entre essas empresas apresenta grande dispersão, com distribuidoras mais ou menos alavancadas e com a estrutura média de endividamento para o período 2000/ 2006 de 53,65% de capital próprio, contra os 50% utilizados pela ANEEL. A tabela 6 mostra a evolução da estrutura de capital, definida como a razão entre o patrimônio líquido e a dívida financeira total mais o capital próprio (financiamentos de curto e longo prazo, mais debêntures de curto e longo prazo, mais patrimônio líquido), e a referida dispersão para uma amostra de 24 distribuidoras.

Tabela 6: Evolução da estrutura de capital próprio (em %)

Concessionária	2000	2001	2002	2003	2004	2005*	média
Light	27,85	-	11,93	7,34	6,29	7,66	12,2
Celg	42,87	24,75	-	7,99	17,40	18,94	22,4
Escelsa	44,32	37,79	10,33	17,83	23,22	33,33	27,8
Caiuá	39,02	54,60	45,22	39,31	25,77	56,21	43,4
Ampla	37,98	24,23	40,31	42,30	59,73	56,33	43,5
Piratininga	-	27,43	34,75	45,72	54,85	55,57	43,7
Eletropaulo	58,36	51,21	33,29	40,35	40,06	42,73	44,3
Bandeirante	42,83	44,94	56,37	56,72	51,73	49,85	50,4
Cataguazes	63,38	50,98	49,43	48,65	44,09	54,05	51,8
Enersul	61,82	55,05	45,71	49,10	51,85	54,96	53,1
Cosern	65,63	57,37	48,56	53,55	49,54	52,12	54,5
Cemat	42,85	59,77	52,73	52,21	53,12	67,68	54,7
CPFL Paulista	89,17	64,53	46,25	50,95	39,54	43,19	55,6
Coelba	71,68	71,49	65,75	51,86	52,18	57,57	61,8
Celpe	77,89	67,03	57,78	58,07	55,70	54,79	61,9
CEEE	46,80	42,87	207,01	21,49	24,90	29,41	62,1
Elektro	90,91	74,42	-	22,41	50,89	75,15	62,8
CEB	94,10	83,17	70,62	50,97	48,33	43,86	65,2
Celpa	54,53	68,90	64,15	67,89	67,44	78,21	66,9
Coelce	85,22	73,30	59,62	62,27	64,12	57,07	66,9
RGE	81,40	80,32	66,79	71,68	70,06	64,72	72,5
Cemig	82,38	74,78	63,62	63,59	63,65	99,08	74,5
Copel	78,02	88,48	77,26	79,12	81,46	82,21	81,1
Celesc	83,29	81,16	93,52	94,33	82,96	85,34	86,8
Média	63,58	59,07	59,14	48,15	49,12	55,00	55,7
Mínimo	27,85	24,23	10,33	7,34	6,29	7,66	12,2
Máximo	94,10	88,48	207,01	94,33	82,96	99,08	81,1
Desvio padrão	20,15	18,94	38,22	21,34	19,20	20,78	16,6

* Dados referentes as informações trimestrais de setembro de 2005

Não obstante, considerações adicionais podem ser feitas sobre a utilização dos mercados de referência para a estimação do custo de capital próprio. Ao aplicar o CAPM a partir dos dados do mercado norte americano, a ANEEL assume a premissa de que o risco de negócio de empresas do setor de distribuição nos EUA e no Brasil é o mesmo, sendo que os riscos adicionais no caso brasileiro decorrem do ambiente macroeconômico, de moeda não conversível, do risco soberano e do "risco regulatório". Este último refletiria as diferenças dos quadros institucionais e tradição regulatória entre os dois mercados, bem como o maior risco ao qual estão sujeitas as empresas submetidas à regulação incentivada.

Ademais, as diferenças entre o ambiente de negócios a que estão sujeitas as empresas desses países vão muito além das questões referentes às incertezas regulatórias e de risco macroeconômico. Estas divergências, na verdade, incluem fatores como as características da matriz energética, a composição e comportamento da demanda, o momento em que se encontram as firmas em seu ciclo de negócios, as formas de contratação entre os diferentes segmentos e etc. Cabe ressaltar que essas diferenças podem ser ainda mais marcantes de acordo com a amostra de empresas norte americanas selecionadas, visto que as especificidades são ainda mais significativas dependendo do estado norte americano em que a firma opera.

Adicionalmente, em relação à classificação de risco de crédito das concessionárias, Rocha *et alii* (2005) destacam que ele é subestimado pela utilização da classificação de risco *Ba1*, uma vez que as notas da agência *Moody's* para o risco de crédito das distribuidoras concentram-se entre *Ba*3 e *Ca*. Ainda segundo esses autores, esse fenômeno é reforçado pela subtração da taxa paga pelo EMBI+ do *spread* médio das empresas americanas e implicaria em custos financeiros adicionais às distribuidoras brasileiras pela subestimação da depreciação e do retorno requerido sobre seu capital frente ao risco do negócio.

Por fim, além dessas limitações, também é possível questionar a inclusão de prêmios pelo risco cambial e regulatório na função de custo de capital próprio. O modelo CAPM padrão utilizado em finanças segue a premissa de que o capital deve ser remunerado apenas pelo risco sistemático a que o investimento está exposto, uma vez que riscos específicos podem ser eliminados pela diversificação das carteiras e apenas nos casos em que o risco específico não pode ser eliminado por estratégias eficientes de formação de portfólios é que ele deve ser remunerado.

Nesse sentido, uma primeira observação se refere à remuneração pelo risco de perdas de capital decorrentes de variações cambiais. Em primeiro lugar, este risco pode perfeitamente ser minimizado, ou até eliminado, através de operações no mercado de derivativos, relativamente bem desenvolvido no Brasil, não se constituindo, portanto, em um risco assimétrico não diversificável. Em

segundo lugar, a remuneração pelo risco cambial já está incluída no prêmio de risco país, que “deve captar todas as barreiras à integração dos mercados financeiros como os custos de transação, custos de informação, controle de capitais, leis sobre tributação que discriminam por país de residência, risco de moratória e risco de futuros controles cambiais” (Rocha *et alii*, p. 14, 2006b). Não obstante, vale lembrar que o risco cambial é também remunerado através da utilização do IGP-M como índice de preços para correção das tarifas, uma vez que ele capta parcialmente a variação os efeitos da variação cambial.

Por fim, no que se refere à inclusão da remuneração pelo risco de atuação discricionária do regulador duas críticas podem ser feitas. A primeira delas refere-se a própria definição desse conceito, enquanto que a segunda está relacionada à forma adotada pelo regulador para a sua estimação.

De um ponto de vista mais geral, o risco regulatório decorre da incerteza quanto a maneira como o governo irá exercer sua autoridade sobre a manutenção das condições previamente acordadas de entrada, saída, determinação de tarifas e remuneração dos investimentos. Nesse sentido, a possibilidade de atuação discricionária do regulador se refletiria na percepção de que as indústrias reguladas estão sob risco constante de terem seus lucros expropriados pela subordinação dos termos contratados a objetivos políticos de curto prazo. Essa possibilidade de ingerência do regulador está, a princípio, presente em qualquer indústria regulada de qualquer país, mas tomaria contornos particularmente marcantes em países com pouca tradição regulatória e com instituições democráticas pouco desenvolvidas.

Porém, conforme discutido no item 1 deste capítulo, devemos lembrar que existem evidencias de que a atuação do regulador pode tanto aumentar a percepção de risco em determinada industria como também mitigá-lo, o que torna um tanto quanto arbitrária a definição *a priori* do risco regulatório como um risco específico não diversificável.

Não obstante a existência dessa questão conceitual, críticas adicionais podem ser feitas em relação a própria especificação da variável utilizada pelo regulador para estimar esse custo regulatório. Ao utilizar a diferença entre os

betas para as empresas distribuidoras norte americanas e britânicas como uma aproximação do risco regulatório a que estão expostas as empresas brasileiras, o regulador consegue captar, na melhor das hipóteses, a diferença de risco a que estão sujeitas as empresas norte americanas e britânicas, não sendo possível isolar os efeitos do ambiente regulatório sobre essas variáveis.

A despeito de todas as limitações apontadas acima, não se trata simplesmente de desconsiderar o valor obtido pela ANEEL para o custo de capital das distribuidoras, mas sim relativizá-lo.

Diferentemente do que ocorre com empresas que operam em setores desregulados, as firmas que atuam em mercados regulados tem seu desempenho circunscrito não apenas pelas condições de oferta, demanda e gestão operacional eficiente, mas também pela atuação do ente regulador. Isto decorreria da influência exercida por este agente sobre questões específicas, como a determinação de preços e regimes de contratação, bem como sobre questões mais gerais, como a percepção de risco e a sinalização de investimentos na indústria.

No entanto, a idéia de que nesses segmentos existiria um "custo regulatório", que se traduziria no elevado custo de oportunidade dos investimentos, decorre da interpretação conservadora de que a intervenção estatal seria tipicamente ineficiente, prejudicando empresas e consumidores. Em países periféricos, esse custo seria um dos determinantes do desempenho financeiro insuficiente das firmas frente ao risco que os investimentos oferecem, o que explicaria o desempenho pouco dinâmico das indústrias de infra-estrutura na maioria dos países que empreenderam reformas liberalizantes nos anos 90.

Esta hipótese, porém, precisa ser testada e, nesse sentido, a interpretação do valor estimado pela ANEEL para o WACC pode adquirir maior valor analítico quando comparado aos retornos efetivos auferidos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Uma vez que um dos objetivos da regulação é garantir o equilíbrio financeiro das concessões, a análise da rentabilidade das empresas reguladas e seu alinhamento com o custo de oportunidade destes investimentos pode servir

como uma forma indireta de avaliar se o “custo regulatório” se reflete na remuneração sistematicamente insuficiente do capital.

Capítulo 4: A rentabilidade das concessões de distribuição de eletricidade no Brasil

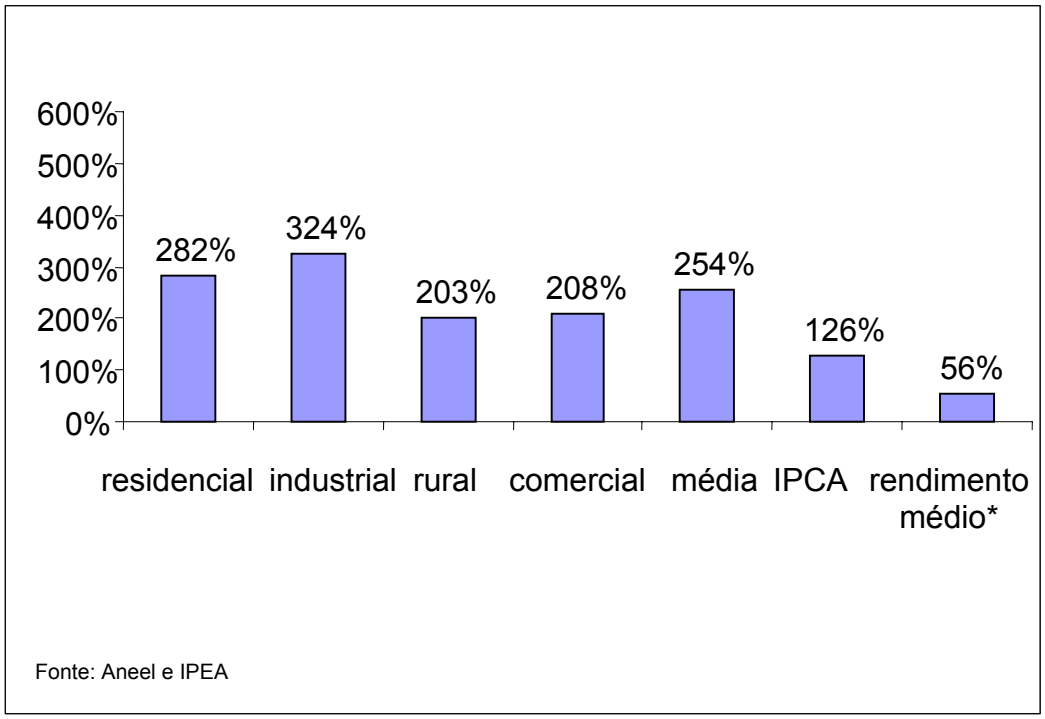
4.1. A modicidade tarifária:

No discurso dos reformadores, a desverticalização da indústria elétrica, associada à implementação da institucionalidade regulatório, permitiria a retomada da expansão dos investimentos na indústria elétrica com qualidade e segurança, sendo a modicidade tarifária garantida pela livre concorrência nos setor de geração e pela presença de incentivos ao aumento da produtividade nos setores regulados.

Passados quase 10 anos do início da implementação das reformas, do ponto de vista estrito do valor pago pela prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica, os consumidores, seja qual for sua categoria (residencial, comercial, industrial ou rural), foram sistematicamente prejudicados pelos sucessivos aumentos das tarifas acima dos índices de inflação.

Para o período 1995/2005 a variação da tarifa média nacional atingiu 254%, contra uma variação do IPCA de 126%. Entre as diferentes categoria de consumo, os consumidores industriais e residenciais foram os mais fortemente prejudicados, acumulando aumentos de 324% e 282%, respectivamente, enquanto que as classes comercial e rural sofreram uma variação menor, mas inda acima do índice de inflação, como mostra o gráfico 3:

Gráfico 3: Variação das tarifas, inflação e rendimento médio (1995/2005)



Fonte: Aneel e IPEA

* Rendimento médio nominal de pessoas ocupadas (trabalho principal) na Região Metropolitana de São Paulo, em R$.

No caso dos consumidores residenciais, é possível ter uma idéia da renda transferida por esses consumidores às distribuidoras ao serem comparadas as taxas de variação das tarifas de energia com a variação do rendimento dos trabalhadores. No caso dos preços cobrados aos consumidores residenciais, a variação foi de 282%, sendo que a variação do rendimento médio dos trabalhadores no mesmo período de foi 56%, ainda como mostra o gráfico 3. Esse efeito deve ainda ser reforçado pelo repasse dos aumento dos custos com energia das indústrias para os consumidores finais.

Nesse contexto, segundo SEAE (2005), nos últimos 10 anos e meio, enquanto a inflação medida pelo IPCA atingiu quase 126%, a variação acumulada dos preços administrados foi de 339%, enquanto a inflação relativa aos preços livres alcançou 93%. No que se refere à variação das tarifas de energia elétrica, o seu peso no índice passou de 3,3% em 1999 para 4,7% em novembro de 2005,

passando a ser a segunda maior contribuição na variação dos preços administrados e o maior fator altista do índice para o período assinalado.

Somando a este forte aumento das tarifas a queda na qualidade e confiança do sistema, que ficou patente com a crise de 2001/2002, fica claro que o ônus das dificuldades no período de reforma do setor elétrico foi repassado aos consumidores, tendo sido sistematicamente desrespeitado o princípio da modicidade tarifária. Resta avaliar como a lucratividade das empresas foi afetada durante o período.

4.2. A remuneração dos investimentos:

A despeito das limitações metodológicas do modelo utilizado pela ANEEL para a obtenção do custo de capital das empresas distribuidoras de energia, esse resultado pode adquirir maior valor analítico quando comparado às taxas de tornos efetivos auferidos por essas empresas.

Uma vez que um dos objetivos da regulação é garantir o equilíbrio financeiro das concessões, a diferença entre alguns indicadores de rentabilidade dos investimentos e o custo de capital pode servir como um sinalizador do desempenho do regulador. Caso o regulador imponha um “custo” em termos de produto aos agentes regulados, espera-se que a indústria como um todo apresente retornos sistematicamente abaixo do custo de oportunidade de seu investimento.

Para avaliar se o retorno obtido pelas distribuidoras esteve alinhado com o seu custo de capital pretende-se comparar retornos históricos obtidos por essas empresas com duas taxas “críticas” que sevem de medida para o custo de oportunidade dos investimentos: o custo de capital próprio e custo de capital médio ponderado, ambos calculados pela a ANEEL, e seguindo a metodologia proposta por Sirtraine *et alii* (2004).

O painel analisado é composto por 37 empresas cujos balanços, não consolidados e auditados, estão disponíveis na Internet, seja nos sítios das próprias empresas, seja no sítio da Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Empresas de propriedade pública e privada compõem esse painel, cuja relação é apresentada na tabela 7:

Tabela 7: Painel de Empresas

Concessionárias		
Ampla	Coelba	Nacional
Bandeirante	Coelce	Borborema
Caiuá	Copel	Bragantina
CEB	Cosern	Ceal
CEEE	Piratininga	Celtins
Celesc	Elektro	Cemar
Celg	Eletropaulo	Cenf
Celpa	Enersul	Ceron
Celpe	Escelsa	Cflo
Cemat	Cataguazes	Eletroacre
Cemig	Light	Eletrocar
Energipe	CPFL Paulista	RGE
Manaus		

Fonte: Elaboração própria

Existe uma ampla gama de indicadores que podem ser utilizados na avaliação do desempenho das empresas. Para este trabalho foram selecionados dois índices que se referem à lucratividade do capital e permitem identificar se os agentes privados foram remunerados de maneira consistente com o risco e natureza de seus investimentos: *Return on Equity* (RoE) e *Return on Capital* (RoC).

A primeira dessas medidas, o RoE, é um indicador de rentabilidade dos investimentos dos acionistas, enquanto o RoC é uma medida de retorno do projeto como um todo, independente da estrutura de capital da empresa. Os dois indicadores são medidos anualmente, sendo mais sensíveis aos efeitos conjunturais, e para os quais a análise da média em um período superior a um ano é relevante (Damodaran, 2001).

A tabela 8, abaixo, apresenta um resumo das medidas de retorno que serão utilizadas e as respectivas taxas "críticas" com que serão comparadas:

Tabela 8: Medidas de retorno

Indicador	Descrição	Comparação
RoE	Retorno líquido obtido anualmente pelos acionistas	Custo de capital próprio
RoC	Retorno nominal anual para acionistas e credores, independente da estrutura de capital da empresa	Custo de capital médio ponderado

O RoE, que é definido como a razão entre o lucro líquido e o patrimônio líquido, é um indicador que revela a rentabilidade contábil do capital investido

pelos acionistas das distribuidoras de energia elétrica. Ao analisar este indicador devemos ter em mente que recorrentemente o lucro das empresas é reinvestido a cada ano e não integralmente distribuído aos cotistas ordinários, que só receberão a remuneração total pelo capital investimento ao final do período de concessão (sempre que a mudança de propriedade seja feita a preço de mercado e a concessionária remunerada pelo valor adicionado durante o período). Assim, este indicador deve ser interpretado como o limite superior para a remuneração anual dos acionistas, dado que se trata de uma medida do retorno potencial para esses agentes.

O RoC, por sua vez, definido pela razão entre o lucro operacional (Ebit) líquido de impostos e o patrimônio líquido mais a dívida financeira total, mede o retorno nominal para acionistas e credores. O numerador deste indicador é uma medida da renda gerada pela empresa independentemente de sua estrutura financeira, enquanto que o seu denominador é uma medida de sua estrutura de financiamento. Assim, o RoC indica a capacidade da empresa de gerar resultados operacionais a partir de sua estrutura de capital ou, alternativamente, indica a capacidade da empresa de saldar suas obrigações financeiras a partir dos resultados advindos da operação de seu negócio.

A natureza de cada um dos indicadores é o que determina a taxa “crítica” com a qual estes devem ser comparados. Assim, o RoE deve ser comparado com o custo de capital próprio, uma vez que ele é uma medida de rentabilidade do patrimônio líquido da empresa. Por sua vez, o RoC, que é uma medida de retorno do capital total, independente da sua natureza, deve ser comparado com o WACC, como sugere Copeland (1994), conforme o guia de interpretação dos resultados apresentado no tabela 9:

Tabela 9: Guia para interpretação dos resultados

Indicador	Comparação	Interpretação
RoE	Custo de capital próprio	**RoE > Ccp** : os acionistas estão recebendo um retorno acima do retorno pago por ativos de risco comparável **RoE < Ccp** : os acionistas estão recebendo uma retorno inferior ao pago por ativos de risco comparável
RoC	Custo de capital médio ponderado	**RoC < WACC** : o retorno operacional não é suficiente para remunerar o custo de oportunidade dos investidores **RoC > WACC** : o retorno operacional esta remunerando execessivamente os investidores

Fonte: Elaboração própria a partir de Copeland et al (1994)

O custo de capital próprio e o custo de capital médio ponderado utilizados na comparação serão aqueles estimados pela ANEEL para os processos de revisão tarifária que ocorreram a partir de 2003. Essas taxas serão consideradas constantes durante todo o período analisado, sendo ajustados para eliminação do prêmio de risco cambial, cuja natureza de risco diversificável já foi caracterizada no capítulo anterior. A composição dos valores do WACC está disposta na tabela 5 da página 66.

4.3. Limites do exercício:

A utilização de demonstrações contábeis e relatórios financeiros para avaliar a rentabilidade das concessões apresenta algumas limitações e dificuldades. Conforme Sirtraine *et alii* (2004), os principais problemas decorrem da consistência e disponibilidade dos dados, bem como da sensibilidade dos indicadores ao horizonte de tempo em que foram calculados.

No que se refere à disponibilidade dos dados, ainda que as fontes consultadas tenham sido relatórios e balanços financeiros auditados, algumas

informações, como os valores declarados de ativos e passivos, podem não estar alinhados com seus respectivos valores de mercado, não refletindo fielmente a situação econômica da empresa. Nesse sentido é comum que as rubricas de ativos, como imobilizados, sejam superestimadas, enquanto que os passivos, como dívidas com empresas coligadas, sejam subestimados.

Desta forma, ao serem considerados os valores indicados nas demonstrações contábeis (*book value*) para estimar a rentabilidade de um negócio, deve-se ter em mente que a consistência desses dados está sempre sujeita à manipulação por parte das empresas. Vale lembrar que em um esquema de remuneração híbrido, como o que está vigente no setor elétrico brasileiro, as distribuidoras tendem a minimizar seus retornos históricos para maximizar as correções futuras em suas tarifas, bem como inflar seus custos para repassá-los aos consumidores (Santos, 2004).

Ainda nesse contexto, muitas vezes as estruturas de custos específicas das empresas são informações estratégicas e não constam nas fontes de consulta pública. Este se revela outro fator potencialmente distorcivo dos resultados obtidos uma vez que existe uma tendência à superestimação de custos operacionais por parte das empresas sujeitas a esquemas de remuneração do tipo *price cap,* como mencionado no capítulo 2. Uma vez que as distribuidoras podem repassar aos consumidores os custos não diversificáveis, em um ambiente de informação assimétrica, as empresas tendem a inflar seus custos e subestimar suas receitas.

Um atenuante desta linha de argumentação decorre do fato de que as empresas da amostra são em sua maioria sociedades anônimas de capital aberto, o que implica que seus gestores devem prestar contas aos acionistas minoritários, que requerem lucros maiores para que suas ações sejam valorizadas e para que haja maior distribuição de dividendos. Porém, dada a assimetria de poder dentro da empresa entre pequenos e grandes investidores, a tendência à subestimação dos retornos deve superar os efeitos advindos da legislação que protege os investidores minoritários e, desta maneira, os dados referentes à rentabilidade devem ser considerados um limite inferior da lucratividade.

Este fato é reforçado pela existência de outros canais de remuneração que não a distribuição de lucros e que não são facilmente identificáveis nos relatórios contábeis. Nesse sentido, mecanismos bastante comuns de remuneração de acionistas estratégicos são os pagamentos de taxas de administração a empresas controladoras (*management fees*) e as operações de prestação de serviços entre partes relacionadas (*transfer pricing*), como sugere Sirtrane *et alii* (2004).

Muitas vezes as concessionárias assinam contratos de administração com seus acionistas estratégicos que prevêem transferência de tecnologia, ou outro tipo de prestação de serviço, mas que efetivamente não apresentam uma contrapartida real, ou tem seu custo inflado, sendo na verdade uma mera transferência de recursos entre partes relacionadas. Neste exercício, não foi feita nenhuma tentativa de ajuste para captar este efeito, mas deve-se ter em mente que eles reforçam o argumento de que os retornos aqui apresentados estão subestimados.

Por fim, cabem algumas considerações no que se refere ao horizonte de tempo em que foram calculados os custos de capital próprio e de terceiros e os indicadores de rentabilidade.

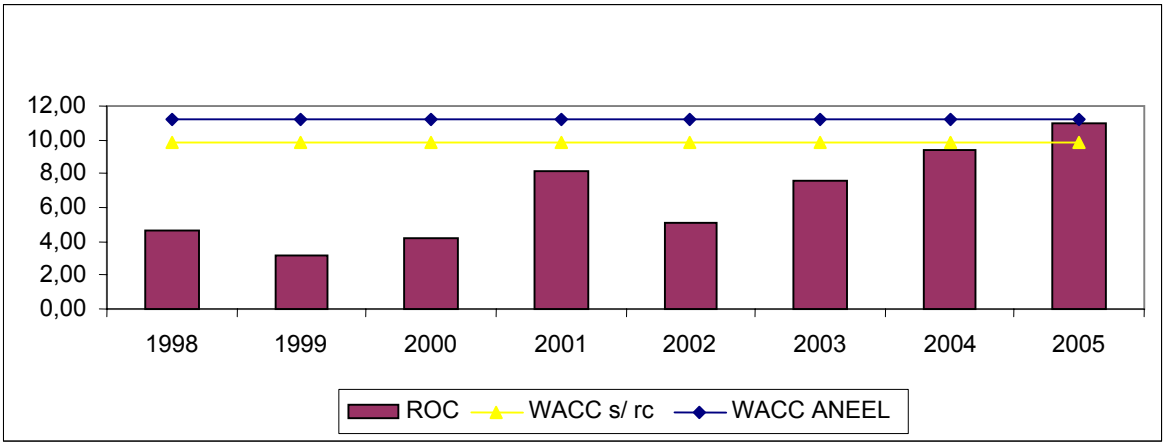
No caso do custo de capital, algumas das variáveis que compõem sua equação, como os prêmios de risco país e as próprias medidas de risco sistemático (betas) – na medida em que o mercado incorpora nas suas previsões novas informações – variam constantemente durante o tempo. Nesse sentido, a utilização de uma taxa de custo de capital constante para o período analisado no exercício superestima o custo de oportunidade dos investimentos em alguns anos e o subestima em outros. De qualquer maneira, consideraremos que estes efeitos se anulam no período estudado.

4.4. Análise dos dados:

A seguir são apresentados os indicadores de rentabilidade das empresas distribuidoras de energia elétrica brasileiras para o período que se estende de 1998 a 2005.

A tabela 10 mostra o retorno anual sobre o capital investido, independentemente de sua natureza, para as 37 firmas da amostra, ordenadas por grupos de desempenho. Em média as distribuidoras obtiveram, no período examinado, retornos abaixo do custo de capital médio ponderado estimado pelo regulador. Como mostra o gráfico 4 isto ocorre mesmo quando o WACC é ajustado eliminando-se o risco cambial que, conforme discutido no capítulo 3, não se constitui em um risco não diversificável.

Gráfico 4: RoC x WACC



Segundo Rocha *et alii* (2006a), que compara estes resultados com os obtidos por empresas argentinas, chilenas e norte americanas, o desempenho desse indicador mostra que as empresas brasileiras apresentaram remuneração de seus investimentos sistematicamente insuficientes durante seus primeiros anos de operação, tendo sido prejudicadas ainda pelo episódio do racionamento de energia e apresentando recuperação a partir apenas de 2004. O autor aponta como determinantes da recuperação o início dos processos de revisão tarifária para a maioria das concessionárias de distribuição a partir de 2003.

Tabela 10: RoC (1998-2005, em porcentagem)

Concessionária	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Média
Grupo 1, desempenho alto									
Elektro*	2,61	-3,50	4,95	20,84	-	-	50,65	49,63	20,86
Piratininga	-	-	-	14,27	8,77	25,86	12,97	15,94	15,56
Cflo	-	12,86	14,19	18,49	17,25	21,55	14,83	8,44	15,37
Eletropaulo	12,06	14,61	11,02	15,04	6,24	9,66	12,06	15,63	12,04
Celg*	2,38	3,45	-0,37	8,05	-	-	25,25	16,43	9,20
Celesc	2,20	0,93	1,29	5,68	-18,42	27,31	30,41	38,40	10,98
Cosern	15,13	11,37	12,55	11,54	4,42	6,70	13,13	11,17	10,75
Cenf	-	9,84	12,37	14,66	13,26	1,94	9,61	6,53	9,74
Borborema	-	4,72	5,35	21,54	10,11	5,52	11,80	8,38	9,63
Eletrocar	-	-	-	4,19	4,77	11,45	11,63	15,54	9,52
Média	6,88	6,78	7,67	13,43	5,80	13,75	19,23	18,61	12,37
Desvio padrão	6,23	6,37	5,58	6,05	10,72	9,79	12,92	14,12	3,78
Grupo 2, desempenho médio									
Nacional	10,00	7,40	14,29	13,39	7,42	9,62	2,73	6,57	8,93
Coelba	6,30	9,02	9,29	11,10	6,37	8,18	10,07	-	8,62
Celpa	4,71	5,32	2,98	6,72	4,81	9,37	15,33	11,60	7,61
Bandeirante	-0,91	-4,18	12,03	14,17	8,75	8,62	12,29	9,98	7,59
Ampla	13,29	7,53	5,88	16,24	2,38	-1,27	7,46	7,20	7,34
Cemat	0,88	-0,19	1,58	7,89	8,97	8,91	14,03	15,50	7,20
Celpe	5,02	7,11	10,69	8,31	3,39	6,30	5,97	9,51	7,04
CPFL Paulista	10,32	5,31	2,73	4,55	6,77	6,12	8,59	11,24	6,95
RGE	2,00	-0,02	0,80	10,16	11,14	11,83	9,59	9,10	6,83
Média	5,73	4,14	6,70	10,28	6,67	7,52	9,56	10,09	7,57
Desvio padrão	4,74	4,51	5,00	3,81	2,80	3,72	3,97	2,80	0,74
Grupo 3, desempenho baixo									
Enersul	2,48	1,90	3,28	8,45	1,71	6,84	10,35	13,09	6,01
Cemig	4,91	2,66	4,43	5,98	3,73	7,64	9,50	6,36	5,65
Coelce	3,20	4,77	4,98	7,37	5,73	5,83	3,49	6,99	5,30
Bragantina	9,08	7,21	6,16	15,81	-3,44	4,43	0,45	0,45	5,02
Ceal	5,39	2,86	6,52	8,09	0,84	-0,38	4,79	8,58	4,59
Energipe	-	3,47	1,50	4,61	3,30	4,66	5,74	6,23	4,22
Light	6,21	3,73	4,11	6,71	1,37	3,85	5,37	2,21	4,20
CEB	6,92	4,55	6,33	8,76	-8,23	3,61	6,60	4,11	4,08
Escelsa	6,00	1,36	3,72	4,15	2,90	3,95	3,83	3,71	3,70
Cataguazes	2,19	1,63	2,57	4,24	1,11	4,31	3,78	4,72	3,07
Celtins	1,88	0,76	1,71	3,72	-0,46	2,48	6,38	7,16	2,95
Cemar	5,29	0,21	-12,38	-1,86	5,92	7,39	4,60	9,83	2,38
Copel	4,47	4,29	6,97	3,52	-0,10	-0,75	-0,14	-0,15	2,26
Caiuá	1,64	1,63	1,06	0,96	0,94	3,25	0,83	1,12	1,43
CEEE	-1,82	-3,27	-6,16	-0,26	1,72	-7,68	1,87	20,38	0,60
Média	4,13	2,52	2,32	5,35	1,14	3,30	4,50	6,32	3,70
Desvio padrão	2,74	2,42	5,20	4,28	3,51	3,88	3,05	5,32	1,57
Grupo 4, desempenho negativo									
Eletroacre	-	-0,24	0,87	0,13	-18,06	-7,28	-2,89	12,59	-2,13
Manaus	-	-4,35	-3,82	-4,21	-4,05	-4,30	-5,01	-	-4,29
Ceron	-8,84	-15,24	-5,51	-2,50	-14,62	-3,43	-	-	-8,36
Média	-8,84	-6,61	-2,82	-2,19	-12,24	-5,00	-3,95	12,59	-4,92
Desvio padrão	-	7,75	3,30	2,19	7,30	2,02	1,50	-	3,16
WACC ANEEL	**11,26**	**11,26**	**11,26**	**11,26**	**11,26**	**11,26**	**11,26**	**11,26**	-
WACC sem risco cambial (rc)	**9,88**	**9,88**	**9,88**	**9,88**	**9,88**	**9,88**	**9,88**	**9,88**	-
WACC sem risco regulatório (rr)	**9,87**	**9,87**	**9,87**	**9,87**	**9,87**	**9,87**	**9,87**	**9,87**	-
WACC sem rc e sem rr	**8,21**	**8,21**	**8,21**	**8,21**	**8,21**	**8,21**	**8,21**	**8,21**	-

Fonte: Elaboração própria a partir de Rocha (2006a) e dados de balanços não consolidados disponíveis na internet

* Foram eliminados os resultados correspondentes a 2002 e 2003 em razão das empresas terem apresentado PL negativo em 2002.

Duas ressalvas devem ser feitas a respeito desse resultado. A primeira delas é a de que a análise do desempenho médio da indústria oculta a grande dispersão dos resultados obtidos pelas firmas individuais. Nesse sentido, embora algumas empresas tenham tido retornos sistematicamente abaixo de seu custo de capital, outras apresentaram retornos significativamente superiores a ele em vários anos, bem como na média do período observado, como podemos depreender da tabela 10, acima, e como mostram as medidas de dispersão apresentadas na tabela 11:

Tabela 11: Medidas de Dispersão para o RoC (1998-2005)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Média	4,65	3,13	4,23	8,12	5,07	7,63	9,39	11,01
Mínimo	-8,84	-15,24	-12,38	-4,21	-18,42	-7,68	-5,01	-0,15
Máximo	15,13	14,61	14,29	21,54	17,25	37,34	50,65	49,63
Desvio Padrão	4,76	5,49	5,79	6,40	16,75	9,83	9,78	9,66

Fonte: elaboração própria

Assim, é possível agrupar as firmas em conjuntos cujo desempenho foi alto, superior ao WACC (grupo 1), médio, com retorno inferior ao WACC mas acima da média da indústria (grupo 2), baixo, abaixo do WACC e da média da indústria (grupo 3) e negativo (grupo 4), como mostra ainda a tabela 10. Como podemos depreender desse conjunto de dados, o desempenho de cada grupo reproduz o desempenho da média da indústria, com a rentabilidade dos investimentos apresentando tendência de crescimento, sendo interrompida pela crise de abastecimento de 2001 e retomando esta tendência a partir de 2002. A exceção é o grupo 4 (desempenho negativo), cujo desempenho permanece insuficiente durante todo o período.

Porém, podemos observar que cada um dos grupos reagiu de maneira distinta às novas condições do mercado resultantes da crise de 2001, do início dos processos de revisão tarifária e da implantação do novo modelo para o setor em 2004. O desempenho médio dos grupos em cada ano mostra que o grupo 1 apresentou uma recuperação mais vigorosa, tendo o seu desempenho no período fortemente marcado pelos resultados atingidos a partir de 2003. Por sua vez, o grupo 2 apresentou uma recuperação apenas de acordo com a tendência anterior

à crise e, por fim, os grupos 3 e 4 não conseguiram reverter a tendência de crescimento insuficiente da rentabilidade em todo período observado.

Nesse sentido, é possível afirmar que a mudança no marco regulatório de 2004, que introduziu um modelo mais centralizado e de regulação mais incisiva, não apenas não provocou perdas na rentabilidade das firmas como, em alguns casos, parece ter influenciado positivamente seu desempenho (caso do grupo 1). No que se refere aos demais grupos, pode se afirmar que, em última instância, o novo modelo não foi capaz de reverter a tendência anterior, o que levanta a hipótese de que problemas de gestão das empresas podem ser mais relevantes para o seu desempenho do que o ambiente regulatório.

A segunda ressalva refere-se ao fato de que, a despeito da insuficiência em relação ao custo de capital durante alguns dos anos analisados, o RoC apresenta uma trajetória crescente, interrompida pela crise energética de 2001 e retomada a partir de 2003, após a superação da crise cambial de 2002, que é consistente com a o ciclo de negócios da maioria das firmas, sobretudo as de infra-estrutura. Estas empresas exigem investimentos iniciais significativamente elevados e se espera que elas apresentem retornos negativos durante seus primeiros anos de operação, invertendo esta tendência na medida em que os investimentos iniciais atingem a maturação e se tornam operacionais (*Sirtraine et alii*, 2004).

A Tabela 12, abaixo, apresenta a relação das empresas da amostra com os respectivos anos em que estas assinaram seus contratos de concessão. Em média, as concessões serão exploradas por 23 anos e estão operando a 7, sendo que 21 das empresas estão abaixo desta média e 16 acima.

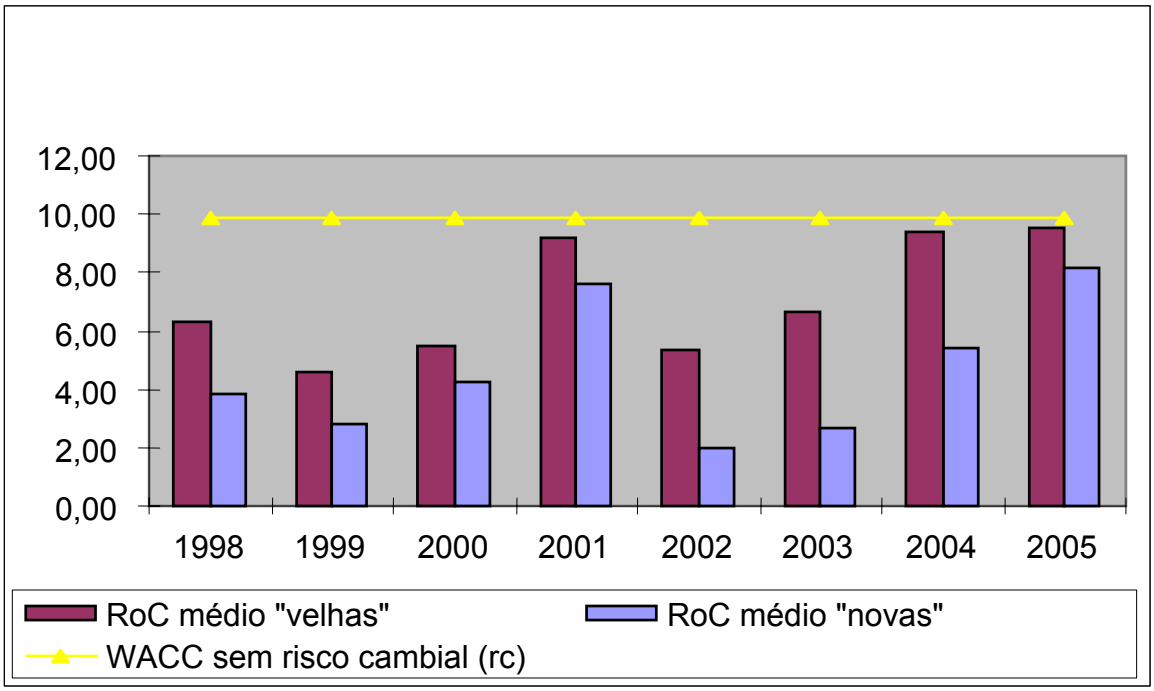
Como esperado, as 21 empresas que estão operando as concessões a menos tempo, em média 6 anos, tiveram a convergência entre a rentabilidade de seu investimento e o custo de capital mais lenta do que as 16 empresas que assinaram os contratos a mais tempo, como mostra o gráfico 5 abaixo. Ademais, a alegada maior fragilidade financeira associada ao ciclo de negócios das empresas mais novas é reforçada pela maior sensibilidade destas à crise energética de 2001, tendo demorado em média 3 anos para recuperar a rentabilidade atingida no ano da crise.

Tabela 12: Ano de assinatura e duração das concessões

Conessionárias	Ano de início da concessão	Duração da concessão	Anos em operação
Escelsa	1995	30	11
Light	1996	30	10
Ampla	1996	30	10
Cemig	1997	20	9
Energipe	1997	30	9
Coelba	1997	30	9
Cemat	1997	30	9
Cosern	1997	30	9
CPFL Paulista	1997	30	9
RGE	1997	30	9
Enersul	1997	30	9
Bandeirante	1998	30	8
Celpa	1998	30	8
Coelce	1998	30	8
Elektro	1998	30	8
Eletropaulo	1998	30	8
Caiuá	1999	15	7
CEB	1999	15	7
CEEE	1999	30	7
Celesc	1999	15	7
Copel	1999	15	7
Cataguazes	1999	15	7
Nacional	1999	15	7
Cflo	1999	15	7
Cenf	1999	15	7
Celtins	1999	20	7
Bragantina	1999	15	7
Celg	2000	15	6
Celpe	2000	30	6
Borborema	2000	30	6
Eletrocar	2000	15	6
Cemar	2000	30	6
Manaus	2001	15	5
Eletroacre	2001	15	5
Ceal	2001	15	5
Ceron	2001	15	5
Piratininga	2002	30	4

Fonte: Elaboração própria a partir das informações da ANEEL (www.aneel.gov.br)

Gráfico 5: RoC x WACC (Concessões “velhas” x “novas”)



Não obstante, a crise energética de 2001 parece ter tido papel chave no descompasso entre o custo de capital e a remuneração efetiva dos investimentos, uma vez que interrompeu o processo de alinhamento entre essas taxas, que poderia ter sido atingido já em 2002 pelas concessões mais antigas, caso a tendência dos anos anteriores se mantivesse. Cabe apontar que, para a média da indústria, ainda conforme a tabela 10, o custo de capital tampouco teria sido alcançado em todo o período sequer se o risco regulatório fosse zero, o que sugere que o risco elevado para o setor tem outra natureza que não apenas o ambiente regulatório.

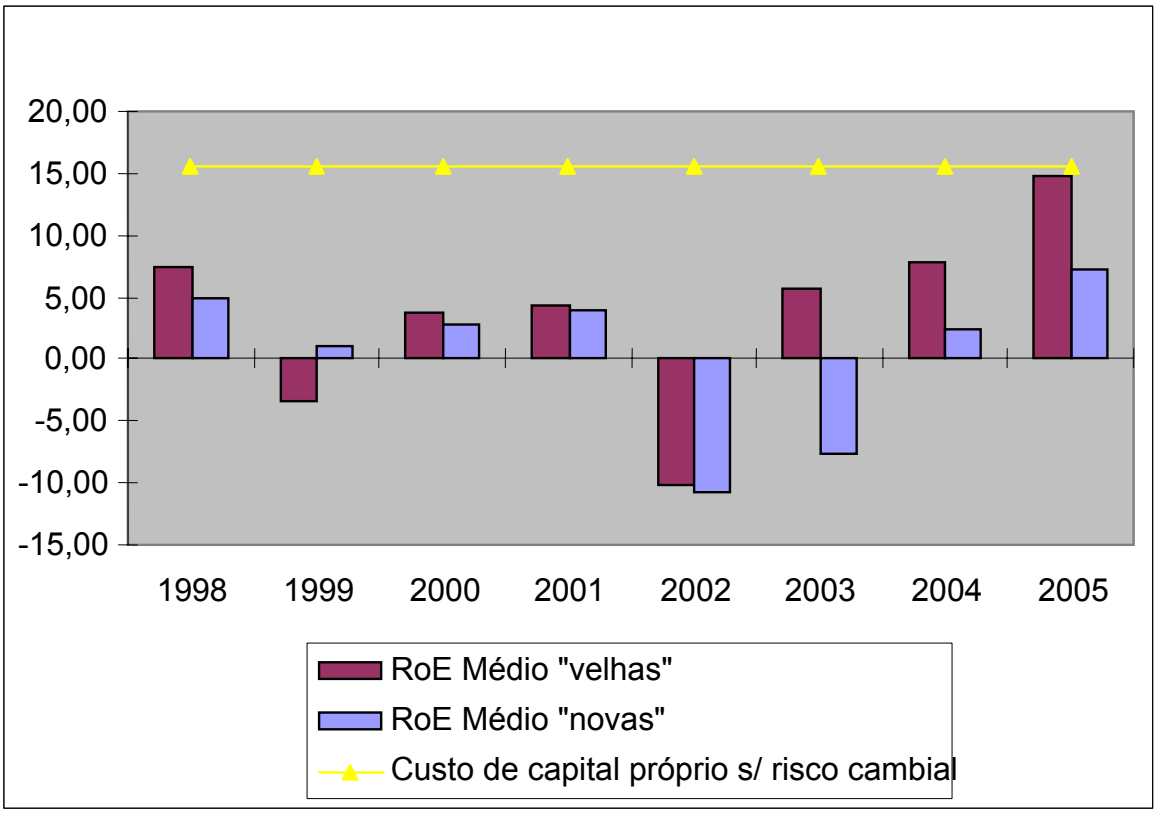
Este padrão se repete quando analisamos a remuneração obtida pelos acionistas dessas distribuidoras. O gráfico 6 apresenta o retorno sobre o patrimônio líquido das empresas da amostra, também agrupadas entre as empresas que assinaram os contratos de concessão a mais de 7 anos e a menos de 7 anos, e o custo de capital próprio dessa indústria.

Assim como no caso do RoC, as firmas cujos contratos de concessão estão em vigência a mais de 7 anos dispuseram de um volume maior de recursos para

remunerar os seus acionistas, frente ao capital por estes investido, do que suas congêneres que estão a menos tempo sujeitas ao regime de concessão. Isto reforça a percepção de que as indústrias de infra-estrutura são, via de regra, investimentos de médio-longo prazo de maturação, não podendo ter sua atratividade avaliada pelo seu desempenho em curtos espaços de tempo.

Nesse sentido, vale observar que os investidores em ações estão, em geral, interessados nos retornos obtidos pela arbitragem entre diferentes títulos, não sendo possível aqui avaliar os efeitos do desempenho da indústria sobre a cotação desses títulos. Isto decorre do fato de que esses preços são influenciados não apenas pelos retornos efetivos obtidos pelas firmas, mas também por uma série de outros fatores relativos tanto ao plano macro econômico como a estratégia dos vários investidores.

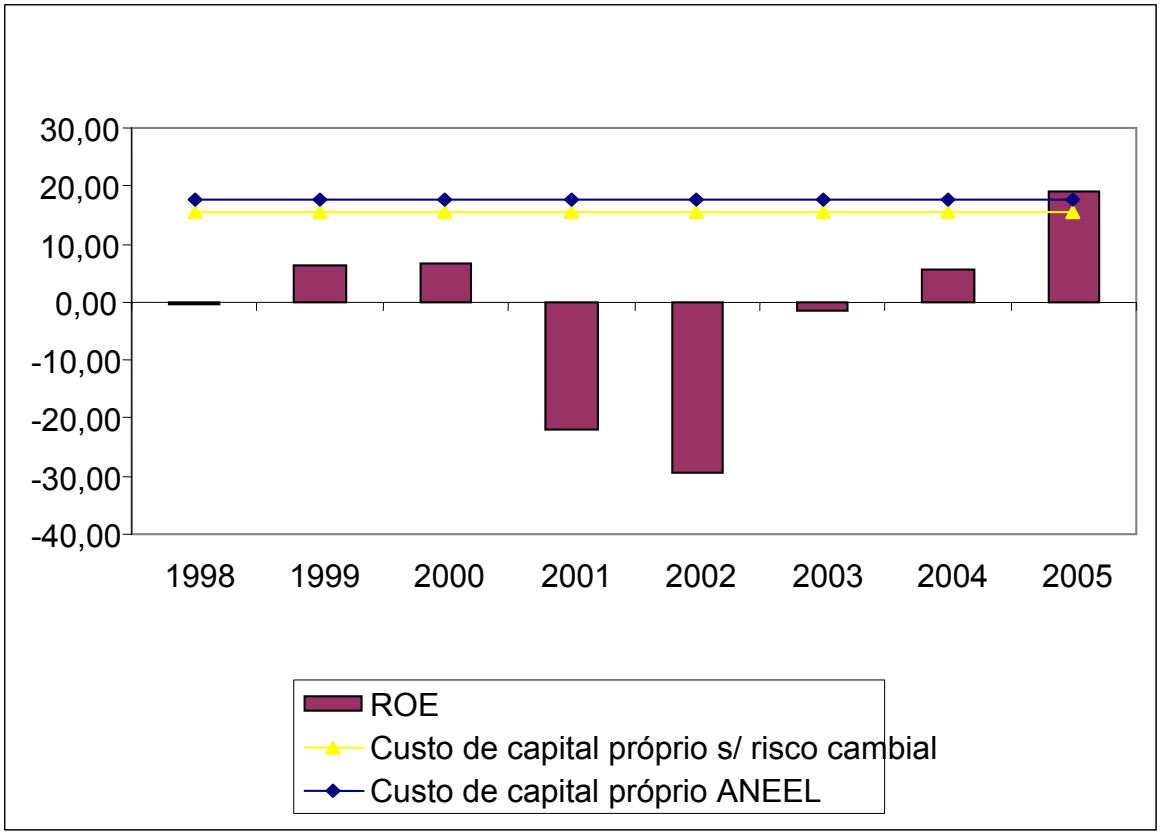
Gráfico 6: RoE x Custo de capital próprio (empresas “velhas” x “novas”)



Entretanto, ainda que as concessões mais antigas tenham apresentado maior rentabilidade de seu patrimônio líquido, o desempenho médio da indústria

durante o período observado foi insuficiente quando comparado ao custo de oportunidade desses investimentos, mesmo quando o custo de capital é ajustado para eliminar o prêmio de risco cambial, como mostra o gráfico 7:

Gráfico 7: RoE x Custo de capital próprio



Segundo Rocha *et alii* (2006a), esse resultado apresenta forte contraste com o desempenho das distribuidoras de outros países, como Chile e EUA, onde a remuneração média para acionistas esteve alinhada com o custo de capital próprio para aqueles países.

Algumas considerações podem ser feitas sobre essas conclusões. Primeiramente, devemos observar que a comparação tanto com o mercado chileno quanto com o mercado norte americano deve ser qualificada. Ambos os mercados são mercados mais maduros que o brasileiro, tendo sido submetidos a reformas a várias décadas e estão em um momento distinto do brasileiro no que se refere ao ciclo de negócios das empresas.

Em segundo lugar, assim como observado para a remuneração dos investimentos totais, o desempenho médio do RoE para as distribuidoras de

energia oculta o desempenho bastante heterogêneo das firmas individuais, como se pode depreender das tabelas 13 e 14:

Tabela 13: RoE (em porcentagem)

Concessionária	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Média
Grupo 1, desempenho alto									
Ceron	150,07	75,36	45,77	33,92	50,56	-39,19	-	-	52,75
Elektro*	3,48	-23,62	-4,84	3,92	-	-	72,16	92,88	24,00
Cosern	68,59	16,66	17,46	21,90	6,19	11,54	26,52	20,95	23,73
Coelba	16,64	-7,70	70,09	14,85	7,35	9,84	20,31	46,90	22,29
Cflo	150,07	75,36	45,77	33,92	50,56	-39,19	18,46	14,51	43,68
Piratininga	-	-	-	26,48	-27,22	47,21	17,23	22,50	17,24
Média	77,77	27,21	34,85	22,50	17,49	-1,96	30,94	39,55	30,61
Desvio padrão	70,35	46,23	28,97	11,67	33,23	37,12	23,32	32,26	14,14
Grupo 2, desempenho baixo									
Cenf	-	7,15	16,87	16,87	16,68	4,15	12,98	10,13	12,12
Nacional	9,69	8,78	22,41	15,99	7,6	7,03	5,28	10,73	10,94
Cemig	6,03	0,44	5,31	6,92	-17,64	18,26	19,1	23,34	7,72
CPFL Paulista	21,19	2,71	1,99	0,23	-12,23	-1,32	17,81	28,12	7,31
Coelce	6,21	6,06	6,85	9,6	7,12	8,04	3,19	10	7,13
Enersul	24,76	-8	2,44	9,03	-22,02	3,14	18,04	24,96	6,54
Bragantina	10,44	8,72	10,83	22,57	-8,04	0,64	2,8	3,29	6,41
Celpe*	8,7	9,79	-8,7	12,54	1,17	8,93	6,64	11,5	6,32
Copel	9,04	5,99	8,79	9,42	-6,77	3,52	7,28	7,46	5,59
Eletrocar	-	-	-	1,81	0,84	3,84	4,99	10,22	4,34
Bandeirante*	-11,89	-23,16	7,65	9,97	1,34	14,24	18,56	14,2	3,86
Celesc*	-4,19	0,13	0,35	4,28	-45,58	21,62	21,82	19,28	2,21
Energipe	-	-2,35	1,69	-0,94	-3,28	2,38	2,52	8,81	1,26
Celtins	2,35	0,83	0,17	1,45	-5,98	-3,34	5,83	8,46	1,22
Celpa*	18,04	4,72	-3,29	2,13	-4,56	6,55	-16,28	-7,09	0,03
Média	8,36	1,56	5,24	8,12	-6,09	6,51	8,70	12,23	5,58
Desvio padrão	10,21	8,66	7,99	6,84	14,72	6,96	9,76	8,90	3,46
Grupo 3, desempenho negativo									
Eletropaulo	-20,29	14,55	9,34	19,11	-41,36	3,93	0,26	5,66	-1,10
Cataguazes	-2,86	-8,97	18,36	-0,06	-23,59	4,46	-6,52	7,41	-1,47
RGE	4,66	-5,18	-6,13	-1,88	-12,27	-2,41	2,78	4,13	-2,04
Borborema	-	6,37	4,11	-72,90	9,02	12,45	10,47	15,15	-2,19
Cemat*	0,48	-14,06	-36,63	1,03	-22,37	-11,16	4,80	15,88	-7,75
CEB*	7,50	4,83	5,55	8,54	-57,07	-7,22	-7,13	-19,07	-8,01
CEEE*	8,99	-15,40	-14,57	-11,42	-39,98	-51,20	0,55	47,98	-9,38
Escelsa	10,08	16,70	0,48	-3,57	-228,34	49,43	32,76	45,52	-9,62
Manaus	-	-13,49	-7,70	-9,71	-10,17	-5,95	-11,04	-	-9,68
Ceal	-27,85	13,93	0,69	-51,52	-18,81	-23,24	-6,79	4,98	-13,58
Ampla*	15,39	-18,66	1,26	-25,78	-89,06	-21,39	2,56	4,84	-16,36
Caiuá*	3,45	0,48	-18,87	-1,53	-51,39	-46,68	-103,76	-15,58	-29,24
Eletroacre	-	175,77	149,52	-6,74	-472,04	-43,69	-20,48	5,45	-30,32
Light	8,35	-10,21	-12,45	-	-124,57	-94,01	-23,13	-16,58	-38,94
Celg*	-362,30	-8,84	-18,95	-119,93	-	-	64,80	97,72	-57,92
Cemar	1,26	-18,00	-66,16	-784,26	129,18	36,17	-20,04	84,25	-79,70
Média	-27,16	7,49	0,49	-70,71	-70,19	-13,37	-4,99	19,18	-19,83
Desvio padrão	101,43	46,42	44,52	200,68	134,21	35,88	34,06	34,89	22,46

Fonte: Elaboração própria a partir de Rocha (2006a) e dados de balanços não consolidados disponíveis na internet

* Foram eliminados os resultados correspondentes a 2002 e 2003 em razão de a empresa ter apresentado PL negativo em 2002.

Na tabela 13, as firmas estão agrupadas segundo 3 categorias de desempenho. O grupo 1 apresenta as distribuidores que tiveram retorno médio superior ao custo de capital próprio, enquanto os grupos 2 e 3 contém, respectivamente, as empresas que tiveram retornos abaixo do custo de capital próprio e negativos. A remuneração média para o grupo 1 foi de aproximadamente 30,6% ao ano, contra 5,6% para o grupo 2 e -19,8% para o grupo 3. Essa heterogeneidade nos retornos auferidos pelos acionistas é reforçada pelas medidas de dispersão.

Tabela 14: Medidas de Dispersão para o RoE (1998-2005)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Média	-0,48	6,37	6,67	-21,85	-29,52	-1,61	5,70	19,11
Mínimo	-362,30	-23,62	-66,16	-784,26	-472,04	-94,01	-103,76	-19,07
Máximo	150,07	175,77	149,52	33,92	129,18	49,43	72,16	97,72
Desvio Padrão	76,19	34,16	33,12	133,71	93,81	27,74	27,29	27,18

Fonte: Elaboração própria

Segundo *Rocha et alii* (2006a) a insuficiência da remuneração dos investimentos frente ao custo de capital no setor de distribuição de energia elétrica tem como principal causa o alto custo de endividamento das distribuidoras. Os dados apresentados por este autor mostram que entre 1998 e 2004 a margem operacional líquida das distribuidoras brasileira – definida como a razão ente o lucro líquido e a receita operacional, líquida de impostos indiretos e após a dedução dos custos de produtos vendidos e que representa uma medida de lucro econômico potencial do negócio – apresentou uma média de 24%, semelhante à eficiência operacional das distribuidoras norte americanas de sua amostra[52].

Ao comparar o grau de alavancagem das distribuidoras brasileiras e norte americanas, Rocha *et alii* (2006a) mostra que o endividamento desse último grupo de empresas foi superior ao das brasileiras, com os graus de alavancagem média ficando em 60% e 44% respectivamente. Isto mostra que a remuneração insuficiente não é determinada pelo nível de endividamento, visto que as empresas norte americanas, ao contrário das brasileiras, conseguiram, em média,

[52] Rocha et al (2006), p.14.

remunerar acionistas e credores de maneira consistente com o seu custo de capital[53].

O autor aponta que a raiz do descompasso entre a remuneração dos investimentos e o custo de capital para as distribuidoras brasileiras está no custo do endividamento dessas empresas, resultante das altas taxas de juros praticadas no país. Para tanto, ele apresenta o desempenho do indicador de cobertura de juros, definido como a razão entre o lucro líquido e as despesas financeiras (EBITIDA/ Despesas Financeiras), e que mede a "folga" com que as empresas puderam pagar suas despesas financeiras a partir de seu lucro líquido. Enquanto as empresas norte americanas apresentaram um índice de cobertura de juros sempre superior a 4, as empresas brasileiras não conseguiram em nenhum momento superar o patamar de 2[54].

Nesse sentido, vale apontar também que o principal fator de pressão no custo de capital refere-se ao "risco país", sendo que as distribuidoras não apresentariam um resultado sensivelmente melhor ainda que fosse eliminado o prêmio de risco regulatório fosse zero.

4.5. Custo Regulatório e lucratividade:

A análise do desempenho financeiro das distribuidoras, ao menos no que se refere à remuneração do capital investido, aponta para o fato de que não é possível identificar se os efeitos da regulação foram sistematicamente perversos para seus acionistas e credores.

Nesse sentido, embora a média da indústria tenha tido uma remuneração insuficiente "*vis-a-vis*" o custo de oportunidade de seus investimentos, como mostram os gráficos 4 e 7, os desempenhos das firmas individuais mostrou grande dispersão, conforme tabelas 11 e 14. Isto mostra que além das questões relativas ao ambiente macro econômico, questões operacionais e de gestão parecem ser determinantes para o desempenho das empresas. Caso os problemas regulatórios fossem determinantes, esperaríamos encontrar um desempenho sistematicamente insuficiente para toda a indústria, o que não ocorreu.

[53] Ibdem, p.16.
[54] Ibdem, p.16.

Ademais, a rentabilidade dessas empresas parece ter sido fortemente influenciada pelo ciclo de negócios normal das indústrias de infra-estrutura, mais do que por um eventual “custo regulatório”. As concessões, em média, geraram resultados negativos nos primeiros anos de operação, melhorando sua lucratividade nos anos subseqüentes. Esta tendência interrompida pela crise de abastecimento de energia de 2001, mas retomada e atingindo a taxa de custo de capital estimada pelo regulador a partir de 2003 e 2005, para o RoC e RoE, respectivamente.

Além disso, devemos observar que o principal fator de pressão sobre a alta do custo de capital não se refere ao custo regulatório, mas sim aos custos de crédito, tanto das empresas, quanto do país. Mesmo se o custo de capital tivesse sido ajustado excluindo-se o risco regulatório, o desempenho das distribuidoras teria permanecido insuficiente até 2003 para o RoC e 2005 para o RoE, como mostram as tabelas 10 e 13 respectivamente.

Além disso, no que se refere à remuneração do capital total, a aproximação, e até ultrapassagem, da taxa de remuneração dos investimentos ao WACC a partir de 2003 condiz com o aumento da regulação a partir da discussão e implantação da nova rodada de reformas para o setor. Como mencionado anteriormente, este novo modelo implicou em um aumento do poder de ingerência do Estado sobre o setor, traduzido na imposição da contratação de energia na forma de *pool*, o que implicou em uma maior eficiência na contratação, e no planejamento centralizado.

Conclusões e considerações finais:

Neste trabalho buscou-se caracterizar o "custo regulatório" e avaliar, a partir da definição desse conceito, se os distribuidores de energia elétrica (agentes regulados) foram sistematicamente prejudicados pela ação do regulador, ao menos no que se refere ao aspecto da sua lucratividade. Para tanto, além da descrição dos mecanismos de regulação tarifária e de seus limites, foi realizada uma revisão sobre os métodos disponíveis para quantificar este "custo regulatório" e uma avaliação do alinhamento entre a rentabilidade dos investimentos das distribuidoras e o seu custo de capital.

Segundo a literatura convencional, a noção de "custo regulatório" decorre do fato de que as instituições regulatórias são tipicamente ineficientes, aumentando o risco e dificultando a consecução de investimentos em setores regulados. Isto decorreria dos limites impostos ao regulador pelo ambiente informacional assimétrico, pela possibilidade de "captura" e pela incipiência das suas instituições. Nos países periféricos estes elementos, associados a um passado recente de expropriações, imporiam dificuldades para a construção de um compromisso crível por parte do Estado de respeitar os contratos e compromissos firmados com os agentes regulados.

Essa definição, entretanto, deve ser analisada tendo em mente o contexto histórico e ideológico em que ela aparece. Isto nos remete a um período no qual se processou uma reavaliação da organização dos sistemas econômicos, cujo resultado foi uma guinada liberal e da qual emergiu uma nova concepção de Estado.

Precisamente, as críticas ao "Estado Interventor", que ganharam força a partir da sucessão de choques de oferta ocorridos na década de 1970[55], tomaram corpo na retomada de teses liberais de "Estado Mínimo". Estas críticas levaram a processos de privatização, desregulamentação e reforma em uma ampla gama de setores, tanto produtivos como de serviços e financeiros, em quase todas as economias capitalistas nas décadas subsequentes.

[55] O aumento vertiginoso do preço do petróleo e o choque e o aumento da taxa de juros nos Estados Unidos.

Um traço comum destas reformas foi o redesenho da atuação do Estado nessas economias. Segundo Velasco Jr. (1997) a argumentação liberal empreendida para justificar a sucessiva liberalização da atividade econômica teve como fios condutores duas correntes teóricas. Por um lado, as teses baseadas nos trabalhos de Hayek[56], que apontavam a ineficiência e ilegitimidade de qualquer tipo de intervenção que provocasse distúrbios nas forças "naturais" do mercado ou que restringissem os direitos individuais, sua criatividade ou ímpeto empresarial. Por outro, as teses apoiadas nos trabalhos de Olson[57] sobre a ação perturbadora de grupos de interesses organizados que se apropriariam da máquina estatal em benefício próprio, com prejuízos sobre o bem estar da coletividade (as teorias de "captura").

Segundo Chang (1996) os ataques à intervenção estatal se deram em várias frentes. O autor enumera, além da releitura das obras de Hayek e Olson, a retomada de força das teorias monetaristas e as teorias de "esclerose" e "histerese" institucional como as principais críticas aos modelos econômicos apoiados sobre a participação ativa do Estado.

De maneira geral, todo o conjunto de críticas ao "Estado Interventor", que podem ser agrupadas sob o rótulo do neoliberalismo, lançavam um olhar de desconfiança sobre a máquina estatal que passou a ser vista como "um mal necessário" e deveria estar sob constante fiscalização da sociedade. Assim, intervenção do governo era considerada como inerentemente ineficiente e, portanto, deveria limitar-se a setores em que não fosse possível a auto-regulação através de soluções de mercado.

Na periferia capitalista latinoamericana[58], mais do que a retórica liberal acima destacada, as principais críticas à intervenção estatal tiveram como justificativas últimas questões de ordem macroeconômica, particularmente a crise fiscal e a aceleração inflacionária decorrentes do esgotamento do padrão de industrialização destas economias no pós-guerra (UNCTAD, 2004).

[56] Hayek (1973)
[57] Olson (1965) e *ibdem* (1982).
[58] A periferia asiática seguiu uma trajetória de industrialização diferente e apoiada sobre suas especificidades regionais.

Essa industrialização, que se caracterizou pela associação entre o capital privado estrangeiro, o capital nacional e o Estado, teve como base do seu financiamento o endividamento externo e foi determinado, portanto, pelas condições de liquidez internacional. A alteração dessas condições na primeira metade da década de 1970 levou ao limite as possibilidades de endividamento público, o que culminou com a desarticulação das bases do crescimento para as décadas futuras e levou às reformas liberalizantes, endossadas pelos organismos multilaterais da ordem de Bretton Woods (Fundo Monetário Internacional e o Banco Mundial), nos anos 90, constantes das recomendações do Consenso de Washington (Belluzzo & Almeida, 2002).

Os processos de privatização, abertura comercial e liberalização financeira apoiaram-se nas alegadas distorções provocadas pela industrialização baseada na substituição de importações e na suposta ineficiência da propriedade estatal do sistema produtivo (Chang, 1996).

No discurso liberal, para justificar as reformas na periferia, destaca-se o argumento de que o confinamento do Estado à função de regulador (principalmente em setores que apresentassem falhas de mercado ou elevadas externalidades positivas sobre o resto da atividade econômica) permitiria que o mesmo recuperasse sua capacidade de *governance*. Nesse sentido, o plano de privatização seria uma questão de "pragmatismo"[59] que, uma vez garantida a estabilidade macroeconômica, permitiria ao Estado exercer uma influência positiva para o funcionamento normal dos mercados e para o processo de inovação, bem como o seu saneamento fiscal possibilitaria a execução de políticas sociais compensatórias (Velasco Jr, 1997).

Especificamente no que se refere à reforma da indústria elétrica brasileira, para viabilizar a introdução de um modelo liberalizado, a solução que terminou se impondo foi a privatização e segmentação da indústria em atividades potencialmente competitivas e monopolistas, bem como a criação de um arcabouço regulatório para supervisionar abusos de poder de mercado.

[59] Ver Pinheiro, 2000.

Entretanto, esse modelo competitivo não prosperou, levando todo o sistema à beira do colapso no ano de 2001. Assim, o governo federal teve que intervir diretamente na indústria e impor uma redução compulsória do consumo para evitar uma crise generalizada de abastecimento, bem como abrir uma nova rodada de reformas a partir de 2004 para tentar reconduzir o setor elétrico a uma trajetória eficiente de expansão.

Foi apresentada uma ampla gama de justificativas para a inoperância do modelo inicialmente adotado. Por um lado, ela foi atribuída às questões técnicas relacionadas às especificidades do produto energia elétrica e às falhas de mercado a elas associadas. Por outro, questões institucionais foram apontadas como principais dinamizadores dessa crise. Neste último caso, os problemas estariam relacionados à morosidade com que foram conduzidas as reformas e à indefinição de regras claras e consistentes com as melhores práticas regulatórias.

Desta forma, mais uma vez, o baixo desempenho do investimento privado foi atribuído às "falhas de governo"[60] e, nesse contexto, o novo modelo para o setor proposto a partir de 2004, que levava a uma intensificação da regulação e da possibilidade de ingerência do Estado na indústria (risco atribuído ao congelamento do programa de privatizações), também foi visto com preocupação pelos agentes do setor.

Alinhados com esta argumentação, os modelos tradicionalmente utilizados para medir os custos da intervenção estatal utilizam como unidade de análise o *nonregulatory benchmark*, nos termos utilizados por Viscusi *et alii* (2001). A principal limitação desse tipo de exercício consiste em que, de saída, a premissa implícita nesses modelos é a de que o risco regulatório só não existe quando o mercado é auto-regulado. Porém, como discutido ao longo deste trabalho, no setor elétrico, assim como em uma série de indústrias que apresentam características de monopólio natural, este resultado é economicamente impossível, uma vez que implica em prejuízos recorrentes para a firma.

Ademais, ao utilizar o resultado de equilíbrio perfeitamente competitivo como referência de solução eficiente para a indústria, a discussão sobre "custo

[60] Ver Chang (1996).

regulatório" desloca-se para as questões referentes a "mais" ou "menos" regulação, quando o cerne da questão se refere a sua qualidade.

Uma vez que do ponto de vista das firmas a qualidade da regulação se traduz na capacidade do regulador garantir o equilíbrio econômico financeiro das concessões, uma forma de avaliar se estas foram sistematicamente prejudicadas pelo regulador consistiria em analisar se a rentabilidade do seu capital foi condizente com o custo de oportunidade dos investimentos.

Este exercício foi realizado para uma amostra de distribuidoras brasileiras de energia elétrica e (feitas todas as qualificações sobre a metodologia disponível para medir esse custo de oportunidade, bem como sobre a consistência dos indicadores de remuneração do capital) os resultados obtidos apontam para uma descaracterização do "custo regulatório" como um risco não diversificável.

Embora a média da indústria tenha apresentado rentabilidade inferior ao seu custo de capital, é possível agrupar as firmas em diferentes categorias que mostram uma grande dispersão do seu desempenho. Além do alinhamento entre custo de capital e lucratividade estar associado ao período de operação das concessões, sendo que concessões mais "velhas" apresentam maior rentabilidade média, o que condiz com a natureza de longo prazo desses investimentos, é possível também identificar grupos de desempenho alto, médio e baixo, cuja rentabilidade não está associada ao tamanho do mercado dessas distribuidoras.

Assim, uma vez que o ambiente regulatório é o mesmo para todas as firmas, o desempenho heterogêneo de sua lucratividade parece estar mais ligado a questões de eficiência administrativa e suas decisões estratégicas. Nesse sentido, vale ressaltar que o desempenho médio da indústria apresenta significativa melhora a partir da implementação do modelo mais centralizado em 2004, que passou a obrigar as distribuidoras a contratar energia de maneira eficiente.

Bibliografia:

ANEEL. “Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica”. Cadernos Temáticos, 2005.

ARAÚJO, J. L. Regulação de monopólios e mercados: Questões básicas. Em I Worshop Nacional Sobre Indústrias de Infra-Estrutura, Rio de Janeiro, 1997.

BERNSTEIN, J. I. & Sappington, D.E.M. “Setting the X Factor in Price Cap Regulation Plans”. Working Paper 6622, NBER, 1998.

BARAUCH, L. “On the association between operating leverage and risk”. Journal of Financial and Quantitative Analysis, n627, 1974.

BATISTA JR. P.N. “Formação de capital e transferência de recursos ao exterior”. Revista de Economia Política. Vol. 7, n°1, janeiro/março de 1987.

BURATINI, R. “Evolução institucional e expansão do setor elétrico brasileiro: da constituição do modelo estatal à crise do modelo competitivo”. Campinas, Instituto de Econômica, Unicamp. Tese de doutorado, 2004.

CARNEIRO, R. “Desenvolvimento e Crise: a economia brasileira no último quarto do século XX”, São Paulo, Editora UNESP, 2002.

CAMACHO, F. “Custo de capital de indústrias reguladas no Brasil”. Revista BNDES, v. 21, p. 139-163, 2004.

CAMPANTE, F. R. & F. T. FERNANDES (1998). “Verticalização versus concorrência: O dilema regulatório no setor elétrico brasileiro segundo a abordagem dos custos de transação”. Mimeo, IE/UFRJ, Rio de Janeiro.

CHANG, H.J. “La intervensión del Estado en la economia”. Editoral Planeta Mexicana, S.A., Cidade do México, 1996.

COPELAND, T. *ET ALII*. “Avaliação de Empresas”. Makron Books, 1994.

CORREIA, T. de B. “Modelo de Stackelberg na Competição de Empresas Privadas e Estatais pela Expansão da Oferta de Energia Elétrica”. Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, dissertação de mestrado, 2004.

DAMODARAN, A. “Avaliação de Investimentos: Ferramentas e Técnicas para a Determinação do Valor de Qualquer Ativo”. Quality Mark, 2001.

ESTACHE, A., GUASCH, J. L., TRUJILLO, L. “Price caps, efficiency payoffs and infrastructure: contract renegotiation in Latin America”. Policy Research Working Paper Series, 3.129. Maio 2003.
ESTACHE, A., PINGLO, M. “Are returns to private infrastructure in developing countries consistent with risk since the Asian crises?”. Policy Research Working Paper Series, 3.373 Agosto, 2004.

FAMA, E. “Efficent Capital Markets: A Review of Theory and Empirical Work”. In Journal of Finance, vol. 25, 1970.

FARINA, E.M.M.Q. *et.al.*.(1997) “A Reestruturação dos Setores de Infra-estrutura e a Definição dos Marcos Regulatórios*:* Princípios Gerais, Características e Problemas”. Convênio IPEA /FUNDAP.

GORDON, M. “The investment, financing, and valuation of the corporation” Irwin, Homewood, IL, 1962.

HAYEK, F. A. “Law, legislation and liberty: a new statement of the liberal principles of justice and political economy”. London, Routeledge & Kegan Paul, 1973.

HELM, D. e JENKINSON, T. (1997) “ The Assessment: Competition in Regulated Industries”. Oxford Review of Economic Policy, vol.13, n.1.

GILBERT, R. & NEWBERY, D.M. “The Dynamic Efficiency of Regulatory Constitutions”. RAND Journal of Economics, vol.25, n.4, winter,1994.

GORDON, M. “The investment, financing, and valuation of the corporation” Irwin, Homewood, IL, 1962.

JEHLE, G. *et alii*. “Advanced Microeconomic Theory”. Addison Wesley, 2001.

JOSKOW, P. L. & MCVOY, P.W. “Regulation and Financial Condition of Power Companies in the 1970’s”. American Economic Review, n.295, 1975.

JOSKOW, P. L.; SCHMALENSEE, R. “Markets for power*:* an analysis of electric utility deregulation”. Cambridge, Massachussets, 1983.

JOSKOW, P. L. *ET ALII*. “Regulatory Failure, Regulatory Reform, and Structural Change in the Electric Power Industry”. Brooking Papers of Economic Activity, vol. 1989, p.125-208, 1989.

JOSKOW, P.L. “The role of Transactions Costs Economics in Antitrust and Public Utility Regulatory Policies”. Journal of Law,Economics and Organization . Vol. 7, 1991.

JOSKOW, P. L. “Regulatory Priorities for Infrastructure Sector Reform in Developing Countries”. World Bank Annual Conference, 1998.

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

KERAN, M.W. “Inflation, Regulation and Utility Stock Prices”. Bell Journal of Economics, n.268, 1976.

KRUGER, A. “The Political Economy of the Rent-Seeking Society”. American Economic Review, 1974, vol. 64, issue 3, pages 291-303.

LITNER, J. “The valuation of risk assets and the selection of risk investments in stock portfolios and capital budgets” in *Review of Economics and Statistics*, p. 13-37, Feb. 1965.

MODIGLIANI, F. *ET ALII*. “Foundations of Financial Markets and Institutions”. Pearson Education, New Jersey, 2002.

MOREIRA, A.R.B, MOTTA, R.S. & ROCHA, K. “A Eexpansão do Setor Brasileiro de Energia Elétrica: Falta de Mercado ou Falta de Planejamento?”. Nota Técnica n.1, IPEA, Rio de Janeiro, setembro, 2003.

MOSSIN, J. “Equilibrium in a capital asset market” in *Econometrica*, p. 768-783, Oct. 1966.

NEWBERY, D.M. “Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities”. The MIT Press, London, 2001.

NORTON, S.W. “Regulation and Systematic Risk: The Case of Electric Utilities”. Journal of Law and Economics, Vol. 28m N.3, Outubro de 1985, p671-686.

OLSON, M. “The rise and decline of nations: economic growth, stagflation, and social rigidities”. New Haven and London: Yale University Press, 1982.

OLSON, M. “The logic of collective action”. Cambridge, Mass: Harvard University Press, 1965.

PELTZMAN, S. “Toward a more General Theory of Regulation”. Journal of Law and Economics, Vol.19, No2, Conference on the Economics of Politics and Regulation, August, 1976.

PINHEIRO, A. C. “Privatização: O que vem a seguir?”. Texto para Discussão BNDES. Rio de Janeiro, 2000.

PIRES, J.C.L. & PICCININI, M.S. “Mecanismos de Regulação Tarifária no Setor Elétrico: O Caso Brasileiro e a Experiência Internacional”. Texto para Discussão 64, BNDES. Rio de Janeiro, 1998.

POSSAS, M. L. *ET ALII*. “Regulação da Concorrência nos Setores de Infra-estrutura no Brasil: Elementos para um Quadro Conceitual.” Relatório de Pesquisa *IPE,*1997.

RIGOLON, F.J.Z. & PICCININI, M.S. “O Investimento em infra-estrutura e a retomada do crescimento econômico sustentado”. Texto para Discussão 63, BNDES. Rio de Janeiro, 1997.

ROCHA, K., GARCIA, A.A.F. “Metodologia de Avaliação do Risco de Crédito e Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica”. Texto para Discussão, IPEA, Rio de Janeiro, Abril de 2005.

ROCHA, K., BRAGANÇA, G.F., CAMACHO, F. “Remuneração de Capital das Distribuidoras de Energia Elétrica: Uma Análise Comparativa”. Texto para Discussão 1153, IPEA, Rio de Janeiro, Janeiro de 2006a.

ROCHA, K., CAMACHO, F. & FIUZA, G. “Custo de Capital das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Processo de Revisão Tarifária 2007-2009”. IPEA, Texto para Discussão n. 1174, Rio de Janeiro, abril, 2006b.

ROSS, S. “The arbitrage theory of capital asset pricing” in *Journal of Economic Theory*, v. 13. p.341-360, 1976.

SANTOS, R.T. dos.”A Diversidade regional e o dilema do modelo regulatório na telefonia fixa no Brasil”. Nova Economia, vol.14, n^{o} 4, jan-abr, 2004, pp. 153-179.

SANVICENTE, A.Z. & MINARDI, A.M.A.F. ”Problemas de Estimação do Custo de Capital no Brasil”. IBMEC, Finance Lab Working Paper, n.9, 1999.

SCHWERT, G.W. “Using financial data to measure effectes of regulation”. Journal of Law & Economics, vol. 24, issue 1, 1981.

SEAE, 2005. “A Regulação e o comportamento dos preços administrados”. Ministério da Fazenda, Brasília, dezembro de 2005.

SHARPE, W. F. “Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of Risk” in The Journal of Finance, p. 425-442, Sep. 1964.

SINGH, A. ET ALII. “Competition Policy, Development and Developing Countries”. Working paper 7, South Centre, 1999.

SILBERBERG, E. “The Structure of Economics: A Mathematical Analysis”. McGraw-Hill International Editions, 1990.

SIRTAINE, S. *ET ALII*. “How profitable are infrastructure concessions in Latin America? Empirical evidence and regulatory implications”. World Bank Group, Aug. 2004.

SMITH, W. “Covering Political and Regulatory Risks: Issues and Options for Private Infrastructure Arrangements”. In Dealing With Public Risk in Private Infrastructure. World Bank, Washington, 1997.

STIGLER, G. J. The Citizen and the State: Essays on Regulation. Chicago: The University of Chicago Press, 1975.

STIGLITZ, J.E. “Os exuberantes anos 90”. Companhia das Letras, 2003.

TIROLE J. & LAFFONT, J. A Theory of Incentives in Procurement and Regulation. MIT Press, Cambridge, Massachussets, 1993.

VARIAN, H. R. “Microeconomic analysis”. New York, Norton, 1992.

VELASCO JR, L. “A Economia Política das Políticas Públicas: As Privatizações e a Reforma do Estado”. Texto para Discussão. BNDES, Rio de Janeiro, 1997.

VINHAES, E. “Estrutura de governança e comportamento estratégico em sistemas elétricos reestruturados: uma abordagem institucional do poder de mercado na indústria de energia elétrica brasileira”. XXXI Encontro Nacional de Economia, 2003.

VISCUSI, W. K. *ET ALII*. “Economics of Regulation and Antitrust”. Cambridge, Massachusetts. The MIT Press, 2001.

WESTFIELD, M.F**. “**Methodology of Evaluating Economic Regulation“. American Economic Review, Vol. 61, No. 2, Papers and Proceedings of the Eighty-Third Annual Meeting of the American Economic Association, May, 1971, pp. 211-217.