



UFSM

Monografia de Graduação

**O DESEMPENHO RELATIVO DE EMPRESAS
DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL
E O PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO DA INDÚSTRIA
DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA (1995-2000)**

Diego Dorneles Goulart

CCE

Santa Maria, RS, Brasil

2002

**O DESEMPENHO RELATIVO DE EMPRESAS
DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL
E O PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO DA INDÚSTRIA
DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA (1995-2000)**

por

Diego Dorneles Goulart

Monografia de Graduação apresentada na Disciplina CIE – 152
Monografia II, como requisito parcial para a obtenção do grau de
Bacharel em Ciências Econômicas.

Orientador: Profº. MSc. Uacauan Bonilha

CCE

Santa Maria, RS, Brasil

2002

**Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Ciências Sociais e Humanas
Curso de Ciências Econômicas**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Monografia de Graduação

**O DESEMPENHO RELATIVO DE EMPRESAS
DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL
E O PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO DA INDÚSTRIA
DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA (1995-2000)**

elaborada por

Diego Dorneles Goulart

como requisito parcial para a obtenção do grau de

Bacharel em Ciências Econômicas

COMISSÃO EXAMINADORA

Profº. MSc. Uacauan Bonilha
(Orientador)

Profº. Msc. Valny Giacomelli Sobrinho

Profº. Msc. Ricardo Rondinel Conejo

Santa Maria, 12 de Abril de 2002

A disponibilidade de energia elétrica é um fator fundamental para o desenvolvimento das nações. Em um mundo altamente competitivo e submetido à globalização dos mercados, a energia elétrica passa a ser uma variável estratégica de desenvolvimento sobre a qual os planejadores podem e devem atuar no sentido de moldar o estilo de crescimento pretendido. E a escolha deste estilo, certamente, terá implicações no sistema de produção de energia elétrica, pois esta se encontra presente em todos os aspectos do consumo final individual e coletivo, e também como importante fator de produção. (Borenstein & Camargo, 1999).

AGRADECIMENTOS

À Cris, pelo amor e pela compreensão, em todos os momentos.

À minha família, pelo imenso e eterno carinho.

Aos meus amigos, pela torcida.

Ao Profº Uacauan, pela orientação ao longo do trabalho.

SUMÁRIO

| | |
|--|-----|
| LISTA DE TABELAS | ix |
| LISTA DE QUADROS | x |
| LISTA DE FIGURAS | xi |
| RESUMO | xii |
| 1. INTRODUÇÃO | 1 |
| 2. A INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA | 4 |
| 2.1 Características fundamentais da indústria de energia elétrica | 4 |
| 2.2. A indústria de energia elétrica no Brasil | 8 |
| 2.2.1 Um histórico da indústria de energia elétrica brasileira | 8 |
| 2.2.2. Os fatos antecedentes do processo de reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira | 12 |
| 2.2.3. A antiga estrutura da indústria de energia elétrica brasileira, antecessora do processo de reestruturação | 17 |
| 2.2.4. A nova estrutura da indústria de energia elétrica brasileira | 21 |
| 2.2.4.1. O operador do mercado atacadista de energia | 24 |
| 2.2.4.2. O operador independente do sistema | 27 |
| 2.2.4.3. O planejador do sistema | 30 |
| 2.2.4.4. O órgão regulador do mercado | 32 |
| 2.3. Os modelos de organização industrial e o processo de reestruturação da indústria de energia elétrica de energia elétrica | 35 |
| 2.3.1. Modelo 1 - Monopólio verticalmente integrado | 36 |

| | |
|---|-----------|
| 2.3.2. Modelo 2 - Integração vertical e produção aberta | 37 |
| 2.3.3. Modelo 3 - Abertura das redes de transporte | 38 |
| 2.3.4. Modelo 4 - <i>Pool</i> de transporte | 39 |
| 2.3.5. Modelo 5 - Distribuição mista | 40 |
| 2.4. Experiências internacionais sobre o processo de reestruturação da indústria de energia elétrica | 41 |
| 2.4.1. Estados Unidos da América | 42 |
| 2.4.2. Inglaterra | 44 |
| 2.4.3. Chile | 48 |
| 2.4.4. Argentina | 51 |
| 2.4.5. Noruega | 53 |
| 3. REFERENCIAL TEÓRICO | 57 |
| 3.1. O modelo estrutura-conduta-desempenho | 58 |
| 3.1.1. Condições básicas de oferta e de demanda | 61 |
| 3.1.2. Estrutura de mercado | 62 |
| 3.1.3. Condução de mercado | 62 |
| 3.1.4. Desempenho de mercado | 63 |
| 3.1.5. Políticas governamentais | 64 |
| 4. REFERENCIAL METODOLÓGICO | 65 |
| 4.1. A Metodologia DEA | 65 |
| 4.1.1. O modelo CCR orientado para o insumo | 68 |
| 4.1.2. O modelo BCC orientado para o insumo | 70 |
| 4.1.3. O modelo NIRS orientado para o insumo | 71 |
| 5. AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO RELATIVO DE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL | 73 |

| | |
|--|-----|
| 5.1 A fonte de dados | 73 |
| 5.2 As distribuidoras de energia elétrica no Brasil | 74 |
| 5.3. As variáveis de pesquisa | 76 |
| 5.4. As medidas de eficiência | 78 |
| 5.4.1.As medidas de eficiência técnica | 79 |
| 5.4.2. As medidas de eficiência alocativa | 83 |
| 5.4.3. As medidas de eficiência econômica | 88 |
| 6. CONCLUSÃO | 92 |
| 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 95 |
| ANEXOS | 103 |
| APÊNDICE | 114 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1 - As distribuidoras de energia elétrica selecionadas para a pesquisa | 75 |
| Tabela 2 - Medidas de eficiência técnica para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil, 1997-2000 | 80 |
| Tabela 3 - Retornos de escala, em termos de medidas de eficiência técnica para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil, 1997-2000 | 82 |
| Tabela 4 - Medidas de eficiência alocativa para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil, 1997-2000 | 85 |
| Tabela 5 - Retornos de escala, em termos de medidas de eficiência alocativa para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil, 1997-2000 | 86 |
| Tabela 6 - Medidas de eficiência econômica para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil, 1997-2000 | 89 |
| Tabela 7 - Classificação arbitrária para a eficiência econômica das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, 1997-2000 | 90 |

LISTA DE QUADROS

| | |
|--|----|
| Quadro 1 - Modelo CCR orientado para o insumo | 69 |
| Quadro 2 - Modelo BCC orientado para o insumo | 70 |
| Quadro 3 - Modelo NIRS orientado para o insumo | 72 |
| Quadro 4 - As variáveis selecionadas para a pesquisa | 76 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1 - Modelo Estrutura - Conduta - Desempenho | 60 |
|--|----|

RESUMO

A partir do início da década de 90, profundas transformações ocorreram na economia brasileira, sendo exemplificadas, pelo processo de abertura comercial, pelo processo de privatização das empresas estatais e pela inserção da regulação em algumas atividades de infra-estrutura. E estas transformações econômicas modificaram o paradigma estrutura-conduta-desempenho da indústria de energia elétrica do Brasil.

Esta monografia tem como objetivo analisar o desempenho relativo de empresas distribuidoras de energia elétrica brasileiras, através da mensuração da eficiência técnica, da eficiência alocativa e da eficiência econômica, com a aplicação da metodologia DEA, contextualizando-o com o processo de reestruturação, ainda em curso, da indústria de energia elétrica brasileira, entre os anos de 1995 e 2000. E constatou-se que a perspectiva estratégica de redução da ineficiência econômica, no curto prazo, foi sustentada pela redução da ineficiência alocativa.

1. INTRODUÇÃO

Desde o início da década de 90, o Brasil começou a experimentar profundas transformações no que concerne à participação e ao papel do Estado na economia¹. Ou seja, o país está passando de um modelo de crescimento impulsionado pelo Estado e chegará a um modelo de crescimento direcionado pelo mercado.

Estas transformações na economia brasileira caracterizam-se principalmente pelo processo de abertura comercial, pelo processo de privatização das empresas estatais e pela inserção da regulação em algumas atividades de infra-estrutura. E as principais indústrias que compõem a infra-estrutura econômica do país, em que predominam os serviços em rede, como é o caso da indústria de energia elétrica, sem dúvida alguma, foram influenciadas por estas enormes transformações.

Sob este pano de fundo, o processo de reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira, iniciado por volta de 1995, e em pleno curso, apresenta como característica a substituição de um modelo de organização industrial verticalmente integrado por um outro modelo de organização industrial totalmente desverticalizado. Com isso, ratifica-se a existência de uma tendência mundial direcionada para a separação das diferentes atividades da indústria de energia elétrica, isto é, pretende-se separar as atividades caracterizadas como

¹ De acordo com Vinhaes (1999), as transformações ocorridas no Brasil refletem a tendência mundial de substituição do pensamento econômico keynesiano pelo pensamento econômico neoliberal.

monopólios contestáveis daquelas atividades, tradicionalmente, consideradas como monopólio naturais².

Além disso, outras características do processo de reestruturação da indústria de energia elétrica no Brasil são relevantes, como por exemplo, o processo de privatização, o novo aparato regulatório setorial e os mecanismos voltados ao estímulo da concorrência³ no setor elétrico. E entre estas características, enfatiza-se inserção da concorrência na indústria de energia elétrica que, em tese, promoveria um aumento de eficiência no setor elétrico.

Neste contexto, este trabalho tem por objetivo avaliar o impacto do processo de reestruturação da indústria de energia elétrica no desempenho de empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, entre os anos de 1995 e 2000, sob os critérios de eficiência técnica, eficiência alocativa e eficiência econômica

Para que se atingisse este objetivo, realizou-se um amplo levantamento bibliográfico relacionado, direta ou indiretamente, com o tema de pesquisa, possibilitando a plena execução do trabalho. Desta maneira, a estrutura do trabalho está distribuída em quatro capítulos.

No capítulo 2, referente à revisão bibliográfica, primeiramente apresenta-se as características fundamentais da indústria de energia

² Esclarecendo, Santana & Gomes (1999, p.79) explicam que, "se o monopólio for contestável, é necessário estimular-se a competição através de medidas regulatórias que quebrem as barreiras à entrada, criando condições para a entrada de novos concorrentes. Porém, se o monopólio for natural (no caso as distribuidoras de energia elétrica), ou seja, se há rendimentos decrescentes de escala por toda a faixa de produção, então medidas regulatórias tradicionais *first best* (preço igual ao custo marginal) ou *second best* (preço igual ao custo unitário de produção) devem ser empregadas".

³ E referindo-se aos monopólios naturais, Santana & Gomes (1999) destacam que deve ser avaliada a possibilidade de estimular a concorrência no mercado, a exemplo da competição pelo mercado (licitação para a concessão dos serviços ou *franchising bidding*), de introdução do livre acesso às redes (também chamado de *common carrier, open acces* ou *third party access*) e da competição por comparação de desempenho (*yardstick competition*).

elétrica, em termos gerais. A seguir, aborda-se a indústria de energia elétrica brasileira, apresentando-se um histórico do setor elétrico brasileiro, até chegar-se ao atual processo de reestruturação vivenciado pelo país. Ainda, destaca-se as estruturas, antecessora e sucessora, do processo de reestruturação do setor elétrico. E além de disso, apresentam-se os novos modelos de organização industrial e as experiências internacionais e sobre o processo de reestruturação na indústria de energia elétrica.

O referencial teórico é apresentado no capítulo 3. Desta forma, tem-se o modelo estrutura-conduta-desempenho, encadeando o processo de reestruturação de energia elétrica com o desempenho do segmento de distribuição de energia elétrica no país.

No capítulo 4, apresenta-se o referencial metodológico deste trabalho, destacando-se as características da metodologia DEA, também conhecida por análise envoltória de dados.

E por último, o capítulo 5 destina-se à avaliação do desempenho relativo de empresas distribuidoras de energia elétrica, apresentando a fonte de dados, as empresas distribuidoras de energia elétrica selecionadas. Ademais, apresentam-se as variáveis utilizadas para a mensuração das eficiência técnica e da eficiência alocativa, calculadas a partir da metodologia DEA, associado-as à eficiência de escala, de modo a obter-se a eficiência e econômica para as empresas distribuidoras energia elétrica do Brasil.

2. A INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1. Características fundamentais da indústria de energia elétrica

Em um contexto geral, segundo Pontes (1998), a indústria de energia elétrica⁴ representa uma atividade econômica de infraestrutura composta por empresas que operam nos segmentos de geração, de transmissão, de distribuição/comercialização de energia elétrica.

Além disso, Vinhaes (1999) acrescenta que a indústria de energia elétrica constitui-se em uma atividade econômica afetada tanto pelo interesse público como pelo interesse privado e, tradicionalmente, sua estrutura de mercado é dominada por monopólios, com maior ou menor nível de integração vertical.

A especificidade de seus ativos e as economias de escala e de escopo, levam à constituição de monopólios naturais⁵ em alguns de seus segmentos, como na transmissão e na distribuição de energia elétrica (para os chamados consumidores cativos, aqueles que não

⁴ Neste trabalho, os termos indústria e setor têm o mesmo significado.

⁵ Existindo rendimentos decrescentes de escala por toda a faixa de produção, Baumol *apud* Santana & Gomes (1999), caracterizam a existência de um monopólio natural. Contudo, utilizando-se do conceito de sub-adição de custos, o autor destaca que para empresas que produzam um único produto as economias de escala implicam a sub-adição de custos. Em se tratando de empresas que produzam mais de um produto, existe a necessidade de se considerar uma provável economia de escopo - ganho econômico que a empresa auferir ao produzir uma certa quantidade de dois ou mais produtos conjuntamente. Assim, Baumol *apud* Santana & Gomes (1999), afirma que mesmo não existindo economias de escala por toda a curva de oferta, é possível que seja economicamente preferível que apenas um produtor atenda o mercado. Ocorrem situações em que a soma dos custos de várias empresas produzindo uma fração da quantidade demandada seja maior do que o custo de produção de apenas um produtor abastecendo todo o mercado.

podem escolher o seu fornecedor, e não para os chamados consumidores livres) e à constituição de monopólios contestáveis⁶ em outros de seus segmentos, o caso da geração de energia elétrica⁷.

De acordo com o exposto por Gomes (1998), nas indústrias voltadas à infra-estrutura, como o caso específico da indústria da energia elétrica, as atividades monopolistas são desenvolvidas em conjunto com segmentos potencialmente competitivos.

E por tratar-se de um serviço público, como afirma Álvarez *apud* Theotônio (1999, p.64), cabe ao Estado o direito de delegar, conceder e autorizar a exploração deste serviço, bem como permitir à iniciativa privada para realizá-las, onde a sua organização "fundamenta-se e consagra-se em legislação própria e específica, na qual a indústria pode aproveitar uma queda d'água, utilizar o carvão, o gás natural ou outro fator de produção para produzir energia elétrica aos diversos segmentos da economia".

Para Theotônio (1999) na indústria de energia elétrica os agentes que se interessam em participar dos negócios desenvolvidos no âmbito da indústria, são: a) o governo; b) as empresas; c) os consumidores; e d) as demais instituições que participam direta ou indiretamente na indústria de energia elétrica, como universidades, instituições

⁶ Para Baumol *apud* Santana & Gomes (1999), um monopólio pode ser contestável, se não possuir economia de escala por toda faixa de produção, considerando-se que onde a sua curva de custo médio for ascendente sua posição poderá ser contestada por uma empresa entrante (supondo inexistência de barreiras à entrada e à saída) que, ofertando menor quantidade de produto a um menor preço desestabiliza o monopolista.

⁷ Exemplificando esta harmonia, Gomes (1998) destaca que a atividade de geração de energia elétrica necessita do acesso às redes monopolistas para que seus serviços sejam oferecidos, demonstrando, nesta indústria, uma grande estrutura de coordenação e integração vertical entre seus segmentos que contam com rendimentos crescentes de escala, possibilitando a constituição de monopólios verticalmente integrados, até então, desenvolvidos pelo Estado para a prestação de serviços públicos.

bancárias, consultorias, fornecedores, empreiteiros, sindicatos, institutos de pesquisas, etc.

Ainda, Pontes ressalta que as atividades da indústria de energia elétrica

são regidas por uma organização econômica de mercado específica desta indústria e está baseada fortemente nas idéias e princípios básicos do monopólio de exploração, de fato e de direito, e, neste caso, o Estado define as linhas gerais de seu funcionamento, baseado na pressuposição de uma relação jurídica entre o poder concedente, o concessionário, o usuário e o permissionário (Pontes, 1998, p.55).

Quanto à concessão, nestas circunstâncias, conforme Pontes (1998), constitui-se em um instrumento jurídico através do qual se estabelece o direito dos investidores promoverem a realização dos investimentos e das negociações de contratos com os consumidores no mercado. É através dela e de toda a legislação correspondente que há o espaço para a participação dos agentes econômicos, públicos e privados, vinculados à estrutura econômica e ao sistema regulatório, dentro das condicionantes de ordem política e social de cada país.

Por outro lado, a indústria de energia elétrica apresenta outras condições econômicas específicas e particulares quando comparadas a outras indústrias, tanto públicas como de iniciativa privada. Destaca-se o fato de que a oferta de energia elétrica ocorre simultaneamente com a demanda por energia elétrica, não havendo, portanto, possibilidade de estocagem do produto.

Esta característica de origem econômica e tecnológica, como afirma Pontes (1998) se reflete na especificidade dos ativos, na sua estrutura organizacional, na gestão interna, financeira e institucional, tornando esta indústria tradicionalmente monopolista, escondendo em parte a sua ineficiência perante os demais agentes econômicos.

A geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica, segundo Wald *et alii apud* Pontes (1998), são atividades altamente intensivas no uso de capital, exigindo, em cada país, elevados investimentos, envolvendo ativos muito específicos, os quais não teriam uso em outro tipo de indústria e representariam custos irrecuperáveis (*sunk costs*). Por um lado, dificultam a saída abrupta do mercado, já que estes ativos não possuem mercado secundário, mas, por outro lado, restringem a entrada de novas empresas, devido ao volume de investimentos, constituindo, portanto, fortes barreiras à entrada e saída nesta indústria. Com isso, limita-se a concorrência potencial e induz as empresas a ter um comportamento com menor grau de eficiência, e muitas com características de monopólio natural.

Por sua vez, a indústria de energia elétrica, exigindo altos investimentos, longos períodos de recuperação de capital e custos irreversíveis, geram realmente um elevado risco à economia de um país. E de acordo com Coopers & Lybrand *apud* Theotônio (1999), se a realização de investimentos a longo prazo apresenta um certo risco para os empresários, pode-se dizer que através de contratos de longa maturação com consumidores, este risco fica em parte minimizado. A garantia de um planejamento a longo prazo e a gestão do sistema

elétrico sendo realizada de forma integrada, reduz as incertezas dos produtores e dos consumidores.

Dessa forma, Pontes (1998) afirma a necessidade de um aparato regulatório com regras simples, factíveis e justas, de forma a permitir a obtenção de vantagens econômicas, através de economias de escala e de novas tecnologias. Ou seja, existe a necessidade da aplicação de uma teoria da regulação (ver APÊNDICE A) que permita a obtenção de eficiência econômica à indústria de energia elétrica, em termos de eficiência técnica e alocativa, a fim de facilitar também aos consumidores um produto de menor custo, com confiabilidade e qualidade, sem a necessidade de buscar junto ao poder judiciário meios que façam prevalecer os seus direitos, por abusos praticados pelas empresas.

2.2. A indústria de energia elétrica no Brasil

2.2.1. Um histórico da indústria de energia elétrica brasileira

Pode-se afirmar que o surgimento da indústria de energia elétrica brasileira⁸, ou seja, o princípio das atuais atividades econômicas de

⁸ A classificação adotada no estudo, para determinar em qual segmento da indústria de energia elétrica uma empresa encaixa-se, segue o critério adotado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que considera uma combinação de duas variáveis: o número de consumidores e a quantidade de energia produzida pela empresa. Assim, para o BNDES (1999a), tem-se em uma extremidade as empresas geradoras de energia elétrica, com baixo número de consumidores (inferior a 100 consumidores, incluindo-se fornecimento e suprimento) e alta capacidade geração própria (maior ou igual a 25% da energia requerida, em GWh), e na outra extremidade as empresas distribuidoras de energia elétrica, com alto número de

geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica no Brasil, foi contemporâneo ao surgimento desta indústria nos países desenvolvidos e industrializados.

Desta forma, apresenta-se a evolução histórica da indústria de energia elétrica brasileira dividida, conforme trabalhos de Theotônio (1999), Vinhaes (1999) e Oliveira (1998), em quatro períodos distintos.

O primeiro período considerado da evolução histórica da indústria de energia elétrica brasileira, a economia brasileira caracterizava-se pela produção primário-exportadora, sendo dominada energeticamente pelo uso de fontes de energia vegetal. E de acordo com Lima *apud* Theotônio (1999, p.80), "com o amadurecimento do complexo cafeeiro, houve a sedimentação industrial que promoveu a aceleração do processo de urbanização e a intensificação do consumo de energia elétrica, principalmente para a iluminação pública".

Além disso, Oliveira (1998, p.24) observou, em seus estudos, "um elevado grau de desnacionalização e concentração, num contexto institucional de debilidade regulatória e ideologia econômica liberal, conforme o padrão nas sociedades de economia voltada à exportação de produtos primários".

O segundo período da evolução histórica da indústria de energia elétrica brasileira, compreendido entre 1930 e 1945, iniciou-se com a queda do modelo primário-exportador e pela aceleração do processo de industrialização de forma mais introvertida, sendo posteriormente

consumidores (maior ou igual a 100 consumidores, incluindo-se fornecimento e suprimento) e baixa capacidade geração própria (inferior a 25% da energia requerida, em GWh). O perfil é bastante peculiar. Predomina a geração hidrelétrica (95%), constituída de usinas e reservatórios de grande porte

caracterizado por um elevado grau de desnacionalização e concentração de capital.

Observou-se neste período, de acordo com Vinhaes (1999), uma maior concentração de capital e um predomínio de empresas estrangeiras na indústria de energia elétrica brasileira, caracterizando um descompasso entre oferta e demanda, ou seja, o crescimento acentuado no consumo de energia elétrica ficou limitado no crescimento da oferta e no estabelecimento de relações de atração-repulsão do governo com os investidores estrangeiros⁹.

Percebe-se, ainda, neste período, dado o elevado grau de desnacionalização e a precariedade do aparato regulatório e jurídico, uma maior presença do Estado nas atividades reguladoras junto à indústria de energia elétrica¹⁰.

O terceiro período referente à evolução histórica da indústria de energia elétrica brasileira iniciou-se com a crise do segundo pós-guerra e prolongou-se até o final da década de 70. Neste período, de acordo com Theotônio (1999), a indústria de energia elétrica do país caracterizou-se pela forte e crescente presença estatal¹¹, passando a atuar como produtor direto ao invés de apenas exercer a função clássica de regulador.

⁹ Para Vinhaes (1999, p.53) as empresas estrangeiras de maior relevância foram: "a Light, que se tornou praticamente o produtor de energia elétrica no eixo Rio-São Paulo e a AMFORP que, através de aquisições de várias empresas nacionais e estrangeiras, passou a atuar em várias capitais do Nordeste e do Sul do país".

¹⁰ A mais importante medida regulatória implantada ao longo da fase inicial do governo de Vargas, de acordo com Vinhaes (1999), foi a promulgação do Código da Águas, em 10 de Julho de 1934, que transmitiu para a União a propriedade das quedas d'água, a exclusividade de outorga das concessões para qualquer aproveitamento hidráulico, o estabelecimento do prazo de trinta anos para as concessões.

¹¹ Com relação às empresas estrangeiras, Theotônio (1999) destaca que estas empresas passaram por um enfraquecimento progressivo e exemplificou este fato com a incorporação da Light pela Eletrobrás, em 1979.

Neste período foram criadas inúmeras empresas e instituições, como por exemplo, a Companhia Hidrelétrica de São Francisco (CHESF), em 1948, as Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG), em 1952, o Ministério das Minas e Energia e o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), em 1960, e as Centrais Elétricas do Brasil (Eletrobrás), em 1961, entre outras.

A partir de 1980, o quarto período da evolução histórica da indústria de energia elétrica brasileira, segundo Vinhaes (1999), destacou-se pela crise econômico-financeira da indústria de energia elétrica brasileira, decorrente do agravamento da dívida externa brasileira, e atingiu seu cume com a redução dos investimentos estatais.

Esta crise macroeconômica serviu de pano de fundo para desestabilização financeira e institucional de grandes proporções. Para Pinto Júnior, os principais fatores que refletiram negativamente e comprometeram os cronogramas de desenvolvimento dos projetos na área de energia elétrica, foram

o aumento explosivo das taxas de juros internacionais, elevando os encargos financeiros da dívida externa anteriormente contratada; o segundo choque do petróleo e a implementação de uma política energética que incentivava a substituição dos derivados por outras formas de energia, utilizando como instrumento a compressão das tarifas elétricas; e com a moratória mexicana, em 1982, as restrições financeiras tornam-se mais agudas, pois os créditos internacionais provenientes dos bancos

privados internacionais começam a estancar (Pinto Júnior, 1999, p.163).

Diante destes fatos, a capacidade de investimento da indústria de energia elétrica brasileira foi substancialmente reduzida, e por conseguinte, o ambicioso programa de obras do setor elétrico foi paralisado. E o equacionamento desta crise econômico-financeira começaria a partir de mudanças institucionais profundas na indústria de energia elétrica brasileira.

2.2.2. Os fatos antecedentes do processo de reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira

Em 1985, visando solucionar a crise econômico-financeira instalada na indústria de energia elétrica, os agentes da indústria organizaram-se para propor medidas ao governo. Esta proposta sugerida para a reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira foi chamada de Plano de Recuperação Setorial (PRS), o qual deveria ser implantado entre os anos de 1985 e 1989.

Segundo Oliveira (1998, p.42), o PRS estabelecia algumas diretrizes, como por exemplo, "o aumento real de tarifas, a capitalização da empresas, a melhoria gradativa remuneração da indústria (a remuneração, entre 1986 e 1989, passaria de 7% para 10%), a absorção pelo Estado de parte dos custos de construção de usinas nucleares, a redução do nível de endividamento das concessionárias e o aporte de recursos externos".

Sem dúvida alguma, o PRS foi a primeira tentativa de sanar os problemas da crise econômico-financeira enfrentada pela indústria de energia elétrica brasileira. Entretanto, sua ênfase nos aspectos financeiros da questão, tornou-o vulnerável à choques externos e à dinâmica intrínseca do setor. E como destaca Greiner *apud* Oliveira, as principais razões que motivaram o precoce cancelamento deste plano foram

a implantação sucessiva de planos econômicos, que, ao deprimir as tarifas da indústria de energia elétrica, visavam o controle dos preços no resto da economia. Simultaneamente, ocorria um novo afastamento do país em relação à comunidade financeira internacional, o que contribuiu para o estancamento dos recursos das entidades internacionais (Greiner *apud* Oliveira, 1998, p.42).

Muitas tentativas para a reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira sucederam o PRS e, invariavelmente, estas tentativas também não atingiram satisfatoriamente os seus objetivos propostos.

Com a implantação da Revisão Institucional do Setor Elétrico (REVISE), pelo Ministério de Minas e Energia, em 1987, organizou-se uma comissão¹² incumbida de discutir e examinar sistematicamente

¹² A comissão do REVISE tinha como presidente um representante da Eletrobrás e na vice-presidência um representante do DNAE. Os demais membros da comissão eram representantes da Secretaria de Controle de Empresas Estatais (SEST), da Secretaria de Planejamento da Presidência da República (SEPLAN), da Confederação Nacional da Indústria (CNI), da Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica (ABCE) e da Associação das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica das Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, além de concessionárias federais e estaduais.

o melhor ordenamento institucional à indústria de energia elétrica brasileira, quanto aos seguintes aspectos: a) a organização; a legislação; b) os preços e os financiamentos para a expansão e c) a participação da iniciativa privada.

O relatório elaborado pela REVISE apontaram, conforme Oliveira (1998) diversos pontos críticos do sistema elétrico, dentre os quais destacam-se a desatualização da legislação do setor, o grande endividamento setorial, o conflito entre estatais federais e estaduais, a equalização tarifária, o baixo índice de inserção do capital privado no setor, a redução da influência externa, entre outros.

Todavia, este relatório não conseguiu superar as contradições que vinham minando o relacionamento interno do setor, e como concluiu Medeiros *apud* Oliveira (1998, p.45) "a REVISE não percebeu a verdadeira dimensão da crise do Estado e as dificuldades em continuar a manter o papel de principal agente financiador do setor".

Em 1991, a Secretaria Nacional de Energia preparou uma outra proposta de transformação para a indústria de energia elétrica brasileira. Basicamente, a concepção inicial deste projeto inspirava-se no modelo de estruturação industrial adotado pela Inglaterra. E na prática, a proposta consistia na criação da desverticalizada Empresa Nacional de Suprimento de Energia Elétrica (ENSE)¹³.

De acordo com Greiner *apud* Oliveira (1998), a principal crítica encaminhada à ENSE referia-se que a sua criação visava estabelecer

¹³ Caberia à ENSE a coordenação, o planejamento e a execução da expansão da malha de transmissão de energia elétrica. Ainda, pode-se dizer que a ENSE encarregaria-se da compra e da revenda de toda a energia elétrica gerada acima de 50MW. De modo a executar esta atribuição, a ENSE absorveria os ativos das concessionárias estaduais através da transferência recíprocas de titularidades, ou seja, a ENSE seria proprietária das linhas de transmissão, cuja tensão estivesse acima de 69 kV.

um sistema de controle federal mais eficaz, e não promover uma maior competição, ao passo que buscava uma solução rápida, ainda que parcial, para a inadimplência da indústria de energia elétrica brasileira.

Como as discussões sobre a ENSE encaminharam-se para a reedição dos impasses dominantes nas propostas anteriores, o governo federal implementou um conjunto de políticas regulatórias, as quais antecederiam a constituição do novo modelo institucional para a indústria de energia elétrica brasileira.

De forma embrionária, o atual processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, como destaca Pires (2000), iniciou-se com a promulgação da Lei 8.631/93, que eliminou o regime de equalização tarifária e remuneração garantida, criou a obrigatoriedade da celebração de contratos de suprimento entre geradoras e distribuidoras de energia elétrica e, além disso, promoveu um grande encontro de contas entre os devedores e os credores do setor elétrico.

Logo a seguir, de acordo com Pires (2000), foram aprovados o Decreto 915/93, que permitiu a formação de consórcios de geração hidrelétrica entre as concessionárias e auto-produtores, e o Decreto 1.009/93, que criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica¹⁴ (SINTREL), um sistema de transmissão de energia elétrica formado inicialmente pelos sistemas das subsidiárias da Eletrobrás.

A criação do SINTREL receberia também críticas, por reproduzir os conflitos de funções da Eletrobrás. Segundo Oliveira (1998, p.47) "os conflitos identificados por seus críticos seriam a sua presença (da

¹⁴ O SINTREL permitiria aos geradores de energia elétrica negociarem diretamente seus contratos com grandes consumidores e empresas distribuidoras de energia elétrica.

Eletróbras) como agente financiador e coordenador do sistema elétrico brasileiro, além de *holding* de empresas geradoras e transmissoras de energia elétrica, cujos interesses seriam antagônicos".

Além disso, divergências entre as empresas do setor elétrico quanto à malha de transmissão de energia elétrica que deverá compor o SINTREL e quanto ao regime tarifário que deve ser adotado para permitir o acesso de terceiros à malha de transmissão de energia elétrica do SINTREL não permitiram a sua implementação.

No entanto, as mudanças mais radicais vieram a ser introduzidas somente com a aprovação da Lei 8.987/95 (a chamada Lei das Concessões), desencadeando-se efetivamente o processo de reestruturação da indústria de energia elétrica no Brasil.

No caso do setor elétrico, a Lei das Concessões foi regulamentada pela Lei 9.074/95, posteriormente regulamentada pelo Decreto 2.003/96, que tratava sobre o regime concorrencial na licitação de concessões para projetos de geração e transmissão de energia elétrica, instituiu-se o direito de concessão de serviços públicos¹⁵ a consórcios de empresas, permitindo a sua subconcessão e a sua transferência de concessão. O grande efeito prático, de curto prazo, da Lei das Concessões, apontado por Pires (2000, p.12), "foi viabilizar o início da privatização na indústria de energia elétrica (a Escelsa, em 1995, e Light, em 1996), visto que, em relação aos objetivos de estímulo à entrada de novos agentes na geração de

¹⁵ A Lei das Concessões, no caso do setor elétrico, determina o prazo de 30 anos de concessão para os segmentos de transmissão e de distribuição de energia elétrica, e de 35 anos para o segmento de geração de energia elétrica, sendo prorrogáveis por iguais períodos.

energia elétrica, a indefinição tarifária, mais uma vez, fez com que isso não ocorresse".

Paralelamente à promulgação das várias leis e decretos, o processo de reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira acelerou-se com a introdução dos ativos de geração de energia elétrica pertencentes às empresas subsidiárias da Eletrobrás no Programa Nacional de Desestatização (PND), e a aprovação, por muitas Assembleias Legislativas Estaduais, de Programas Estaduais de Desestatização (PED), na maioria deles, incluindo os ativos das empresas estaduais do setor elétrico.

A delimitação da nova configuração da indústria de energia elétrica brasileira intensificou-se com a promulgação da Lei 9.427/96, que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador federal da indústria de energia elétrica brasileira, que substituiu o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), órgão subordinado ao Ministério de Minas e Energia.

2.2.3. A antiga estrutura da indústria de energia elétrica brasileira, antecessora do processo de reestruturação

De modo a evidenciar a grande complexidade do processo de reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira, ainda em andamento, devido as suas inúmeras peculiaridades, apresentar-se a antiga estrutura da indústria de energia elétrica brasileira.

Destaca-se que o Brasil, com suas dimensões territoriais muito amplas, apresentava-se com um sistema elétrico baseado,

principalmente, em usinas hidrelétricas (que representavam cerca de 95% da capacidade instalada¹⁶) e com uma complexa e extensa malha de linhas de transmissão de energia elétrica e de redes de distribuição de energia elétrica.

A indústria de energia elétrica brasileira, como descrevem Santana & Gomes (1999), organizava-se em segmentos de geração, de transmissão, de distribuição, tradicionalmente (e em grande parte) constituídos por empresas estatais monopolistas controladas pelos governos federal, estaduais e municipais e (em menor parte) formados por empresas privadas. Sendo que algumas empresas atuavam em segmentos específicos, enquanto que outras empresas atuavam verticalmente integradas.

E referindo-se a antiga estrutura da indústria de energia elétrica brasileira, Vinhaes (1999) destaca que a geração de energia elétrica, concentrava-se basicamente em quatro empresas federais (com 37% da geração de energia elétrica), quatro estaduais (totalizando 35% da geração de energia elétrica) e na Binacional Itaipu (com 25% da geração de energia elétrica). Os auto-produtores e os sistemas isolados do Norte produzem o restante da energia elétrica demanda pelo Brasil, ou seja, produzem apenas 3% da energia elétrica.

A distribuição de energia elétrica, como salienta Vinhaes (1999), realizava-se, na sua maioria, através de 31 concessionárias estaduais, das quais 12 empresas foram privatizadas: Escelsa, Light, Cerj, Coelba, CEEE (com duas distribuidoras), CPFL, Enersul, Cemat,

¹⁶ O BNDES (2000a) disponibilizando dados sobre a capacidade instalada do setor elétrico brasileiro, destaca que, em 1999, a capacidade instalada de fonte hidráulica representava 90%, caracterizando-se ainda como uma das peculiaridades da indústria de energia elétrica brasileira.

Energipe e Cosern, Eletropaulo e Cesp. Além de tudo, as empresas verticalmente integradas (Cemig, Cesp, Celg, CEEE e Copel) também se incluem no elenco das principais distribuidoras do país, cada qual atendendo sua área de concessão.

As grandes distâncias existentes entre as geradoras de energia elétrica e os consumidores finais resultaram em um sistema elétrico intensivo em linhas de transmissão. E que até recentemente formavam dois grandes sistemas interligados¹⁷: um com as concessionárias das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste (responsável por 78,5% das vendas de energia elétrica) e o outro reunindo as concessionárias das regiões Norte e Nordeste (representando 20% das vendas de energia elétrica). E os sistemas isolados do Norte respondiam por apenas 1,5% das vendas de energia elétrica do país.

A predominância da geração hidrelétrica na indústria de energia elétrica brasileira apresentou-se como uma das suas principais peculiaridades, ou seja, usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de regularização plurianual. E Oliveira (1998) destaca a existência da possibilidade de complementação energética de um dado sistema com a importação da energia secundária¹⁸ de outro sistema, dado a interconexão das linhas de transmissão de energia elétrica de vários sistemas, viabilizando a troca otimizada de energia e de potência elétrica.

Para Oliveira (1998), as interconexões das linhas de transmissão de energia elétrica representavam grande complexidade e requeriam

¹⁷ Em 1999, esses dois grandes sistemas interligados foram conectados entre si por uma linha de transmissão, em corrente alternada, denominada Interligação Norte-Sul, com capacidade de transferência de 1.000MW, passando a formar um único sistema interligado nacional.

uma forte coordenação central para viabilizarem o escoamento da energia elétrica que estava sendo oferecida e demandada a cada instante. Na realidade, a própria eficiência operacional das usinas dependia da capacidade do sistema de transmissão de energia elétrica em realizar trocas físicas de energia elétrica entre os vários pontos de conexão.

No caso brasileiro, cujo perfil do parque gerador concentrava-se em usinas hidroelétricas de grande porte, localizadas longe dos centros de carga e com significativa interdependência operativa, como ressaltam Santana & Oliveira (1999a), as malhas de transmissão de energia elétrica eram utilizadas para duas funções principais, isto é, para a interligação das usinas aos centros de carga e para a otimização dos recursos energéticos ou intercâmbio de grandes blocos de energia (transferência de água entre reservatórios).

Este fato caracterizava uma forte complementaridade operacional e de investimentos na expansão dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica. Portanto, as atividades de transmissão de energia elétrica estiveram, até então, conjugadas às atividades de geração de energia elétrica, e por essa razão os principais concessionários de geração de energia elétrica detinham a propriedade dos ativos de transmissão de energia elétrica.

Desse modo, Santana & Oliveira (1999b) destacam o importante papel da Eletrobrás, que esteve no centro de todas as etapas de produção de energia elétrica, seja controlando quatro grandes

¹⁸ Entende-se por energia secundária, a energia excedente à produção que seria possível, com base em cálculos feitos com o índice pluviométrico do período anterior.

geradoras (Eletrosul¹⁹, Furnas, Chesf e Eletronorte) e a parte brasileira da Binacional Itaipu, seja participando como acionária em todas as distribuidoras de energia elétrica estaduais, inclusive em algumas já privatizadas, como a Light.

A Eletrobrás atuava, ainda, como agente financeiro do setor elétrico, além de ter sido responsável por várias funções integradas, como a do Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), que planejava e coordenava a operação de curto e de longo prazo do sistema, e do Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico (GCPS), responsável pelo planejamento da expansão, geração e transmissão de energia elétrica.

A política energética do país estava sendo elaborada pela Secretaria de Energia, do Ministério das Minas e Energia. E o DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica) apresentava-se como o órgão regulador federal da indústria de energia elétrica brasileira.

2.2.4. A nova estrutura da indústria de energia elétrica brasileira

A nova estrutura da indústria de energia elétrica no Brasil, deverá solucionar questões relacionadas com o novo modelo de organização industrial, suas implicações estruturais, institucionais, jurídicas, além dos arranjos comerciais que nortearão os negócios de geração, de transmissão e distribuição de energia elétrica, e ainda a operação do sistema interligado, o planejamento da expansão, etc.

¹⁹ A Gerasul que foi a empresa criada com os ativos de geração da antiga Eletrosul, já não pertence mais a Eletrobrás. foi privatizada em 15/09/98.

E com este objetivo, como destaca Gomes (1998), foi elaborada uma proposta para a reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira pela consultoria britânica *Coopers & Lybrand*, em conjunto com técnicos e consultores independentes, coordenados pela Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia.

Esta proposta apresentada ao Governo Federal representava a substituição de um sistema de monopólio por um sistema competitivo de mercado, considerando-se as especificidades da indústria de energia elétrica nacional quanto ao regime hidrológico das bacias, a disponibilidade de carvão mineral e de gás natural, a diversificação entre as áreas de produção e consumo de energia elétrica, o estágio de industrialização das regiões geográficas, o cenário político, econômico e social, entre outros.

E como ressalta Pontes (1998), as recomendações da consultoria davam ênfase à introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, à adoção de uma total neutralidade no planejamento operacional, na programação e no despacho de carga, e à prática de uma política de livre acesso ao sistema de transmissão de energia elétrica, com a criação de novos agentes para o mercado.

Além disso, conforme Pontes (1998), outras proposições destacavam a necessidade de promover a desverticalização das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, a necessidade de existir um número razoável de empresas de porte semelhante, possibilitando a criação do mercado atacadista de energia (MAE), evitando-se acordos por empresas

dominantes no mercado e, por último, separar das atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica, possibilitando a concorrência no varejo.

Em linha gerais, conforme Silva (2001, p.18), para que o processo de reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira ocorra de forma gradativa, sem maiores traumas para as empresas e consumidores, e sem prejudicar a operação do sistema elétrico do país, devem ser considerados "a eficiência econômica da indústria como um todo, a auto-sustentação da indústria de modo a garantir a expansão do sistema, a operação do sistema com elevado grau de confiabilidade e de qualidade e a prestação dos serviços de forma universal e não discriminatória".

E para atingir-se, satisfatoriamente, os resultados do processo da reestruturação da indústria de energia elétrica no país, além da participação dos agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, Silva (2001) afirma que, faz-se necessário outros agentes na indústria de energia elétrica brasileira, ou seja, um operador do mercado atacadista de energia (MAE) - a Administradora do Mercado Atacadista de Energia (ASMAE); um operador independente do sistema - o Operador Nacional do Sistema (ONS); um planejador do sistema - o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE); e um órgão regulador do mercado - a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

2.2.4.1. O operador do mercado atacadista de energia

Na nova estrutura proposta à indústria de energia elétrica brasileira, como destaca Theotônio (1999), a organização do mercado de energia elétrica estará nas mãos de um Mercado de Atacado de Energia (MAE), controlada pela Administradora do Mercado Atacadista de Energia (ASMAE).

O MAE representa um mercado *spot* para a energia elétrica, onde toda a energia elétrica gerada será negociada através de contratos multilaterais. Sendo que todas as empresas geradoras, distribuidoras e comercializadoras de energia elétrica e outras partes interessadas em comprar energia do MAE deverão firmar o Contrato do Mercado de Atacado de Energia Elétrica (CMAE)²⁰.

Estes contratos do mercado de energia elétrica, denominados de contratos iniciais, possibilitarão a introdução ordenada do mercado atacadista de energia na indústria de energia elétrica brasileira. E como comenta Gomes (1998), estes contratos iniciais possuem, praticamente, as mesmas cláusulas constantes nos contratos anteriores. Porém, os contratos iniciais têm, por um lado, a vantagem adicional de aumentar a rentabilidade dos ativos de geração de energia elétrica a serem privatizados, pois novos agentes privados terão um fluxo

²⁰ Segundo Vinhaes (1999), todas as empresas geradoras de energia elétrica, com capacidade instalada igual ou maior que 50 MW, e as empresas distribuidoras/comercializadoras de energia elétrica, com faturamento anual igual ou maior a 100 GWh, deverão fazer parte compulsoriamente do MAE ou nele serem representados. Os grandes consumidores de energia elétrica, cuja demanda seja igual ou superior a 10MW e que sejam atendidos em tensão superior a 69kV (chamados de consumidores livres) não serão forçados a aderir ao MAE, mas poderão fazê-lo, se assim o desejarem, ou ainda terem contratos com produtores independentes de energia elétrica. A partir de 2000, os consumidores livres passaram a ser aqueles com carga igual ou superior a 3MW e atendidos em 69 kV.

garantido de receitas durante a sua vigência. Por outro lado, têm a desvantagem de provocar o adiamento da possibilidade de maior concorrência.

Assim, os principais objetivos do MAE, de acordo com Gomes (1998), são: a) definir um preço que reflita, a qualquer instante, o custo marginal do sistema; b) estabelecer um preço que possa ser usado para balizar os contratos bilaterais de longo prazo; c) promover um mercado no qual geradores e distribuidores possam comercializar sua energia não contratada; e d) criar um ambiente multilateral, onde distribuidores possam comprar energia de qualquer produtor e os geradores possam vender a qualquer comprador.

De acordo com regras aprovadas pela ANEEL, e mencionadas por Theotônio (1999), o despacho de carga das geradoras de energia elétrica será realizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) de forma a otimizar o sistema elétrico. E mediante os dados técnicos das usinas, incluindo o nível dos reservatórios, afluências hídricas, disponibilidade das máquinas e custo de combustíveis, o ONS criará uma escala de geração de energia elétrica²¹, considerando-se o menor custo de operação do sistema. Como parte deste processo, o ONS calculará o valor da água, que será a base para a determinação do preço *spot*. Esse preço representará o custo marginal de curto prazo do

²¹ Theotônio (1999) destaca que as usinas térmicas inflexíveis (funcionam todo o período) com capacidade maior ou igual a 50 MW, que operam na base do sistema, também deverão participar da escala de geração de energia elétrica. Quando essas térmicas estiverem gerando energia elétrica, o preço *spot* será sempre igual ou maior que o custo marginal dessas unidades. Isso permite que as térmicas com contrato de compra de combustível do tipo *take or pay* tenham despacho garantido, assegurando a cobertura de seus custos variáveis, que são altos se comparados com as usinas hidrelétricas. Usinas térmicas flexíveis (funcionam em determinados períodos, para complementar a geração das usinas hidrelétrica) não farão parte do processo de formação de preços do MAE, pois esses serviços deverão ser contratados e pagos separadamente, através de contratos entre geradoras.

sistema, no qual oferta e demanda de energia elétrica estarão equilibradas.

Assim, Theotônio (1999) comenta que uma proposta de redução de carga por uma empresa distribuidora/comercializadora ou grande consumidor poderá influenciar na fixação dos preços do MAE. A empresa distribuidora/comercializadora ou grande consumidor deverá declarar um preço pelo qual está disposto a reduzir sua carga. Se for mais econômico para o sistema promover a redução de carga, ao invés de produzir energia, então o preço *spot* deverá refletir o preço ofertado pelo grande consumidor ou distribuidora/comercializadora para que sua carga seja reduzida .

Como coloca Vinhaes (1999), somente os fluxos de energia elétrica não cobertos por contratos bilaterais serão negociados diretamente no MAE, estando sujeitos a liquidação pelo preço *spot* que será definido pelo ONS. No entanto, todos os fluxos de energia elétrica serão levados em consideração para o levantamento das perdas e para o cálculo do preço de mercado *spot*, possibilitando a programação e operação ótima do sistema. Enquanto isso, nos contratos bilaterais, os preços de energia elétrica serão acordados entre as partes. Esses preços deverão refletir as expectativas do preço *spot* do MAE para o período em questão²².

Como avalia Vinhaes (1999), administração do risco hidrelétrico da otimização do sistema, com que se defrontam as empresas

²² Entretanto, como comenta Vinhaes (1999), a operação do MAE durante os raros eventos de racionamento permitirá um aumento do preço de energia elétrica, que variaria de acordo com a extensão do *déficit* de energia. O racionamento seria então alocado de acordo com regras técnicas e seria independente dos volumes de energia elétrica bilateralmente contratados com uma empresa distribuidora/comercializadora.

geradoras hidrelétricas, ficará sob responsabilidade do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O MRE garantirá, através da realocação da energia elétrica gerada pelas usinas superavitárias para as usinas deficitárias, que, sob condições normais de operação, as empresas geradoras hidrelétricas recebam a receita associada à energia firme (que pode ser produzida, e não a energia efetivamente gerada).

E a longo prazo, o MRE poderá ser desativado, à medida que aumentar a participação da geração termelétrica no sistema e diminuir o impacto das variações hidrológicas sobre o custo marginal dos sistemas.

2.2.4.2. O operador independente do sistema

A operação do sistema de transmissão de energia elétrica, segundo Vinhaes (1999) está ancorada na criação do Operador Nacional do Sistema (ONS), que será um órgão sem fins lucrativos e terá a supervisão do Ministério de Minas e Energia (MME) e regulamentação da ANEEL. O ONS será responsável pela malha de transmissão de energia elétrica, mas não será proprietário desses ativos. O ONS passará a ser o responsável pelo planejamento operacional, programação e despacho das usinas. A propriedade dos ativos existentes deverá ser, em princípio, mantida com as empresas atuais, porém a expansão será licitada.

O Operador Nacional do Sistema, como salienta Vinhaes (1999) possuirá as seguintes funções: a) elaborar o planejamento operacional da geração e da transmissão de energia elétrica, em horizonte de

tempo de cinco anos ou menos; b) programar a operação e despacho das usinas; c) fazer a cobrança dos encargos pelo uso das redes de transmissão e remuneração dos prestadores de serviço de transmissão; d) efetuar o planejamento da expansão da transmissão em horizonte de até cinco anos; e) assegurar novos investimentos em transmissão; e f) executar as funções de contabilização e liquidação da energia em nome do MAE.

Operacionalmente, o despacho de carga será baseado no MRE, que será equivalente a um *pool* de risco hidrológico. Ou seja, todos os membros do MAE se submetem ao despacho centralizado para fins de otimização do sistema. Para que o valor da energia elétrica não suprida aumente como função do volume do *déficit*, a otimização sofrerá a restrição de uma função de custo de racionamento. Assim, como salienta Vinhaes, para os casos de racionamento físico, está previsto que

a alocação da energia ocorra de acordo com regras técnicas, com o abandono temporário do cumprimento dos contratos bilaterais. O ajuste da oferta e da demanda será efetuado por meio de fatores de perda de transmissão nodal²³, onde um único ponto do sistema é utilizado para a liquidação dos contratos. Somente os fluxos não contratados serão quitados centralizadamente, através do Sistema de Contabilidade e Liquidação de Energia. Os fluxos contratados bilateralmente serão liquidados diretamente pelos membros do mercado (Vinhaes, 1999, p.72).

²³ Perda de transmissão nodal é a perda que ocorre durante o transporte da energia em grosso sendo isto medido em um ponto pré-definido.

Segundo Theotônio (1999), o ONS definirá e publicará os encargos da transmissão de energia elétrica dos sistemas interligados, os quais refletirão os custos incrementais das diferentes localizações no sistema, ou seja, o custo marginal de novos investimentos para o atendimento do uso incremental da malha de transmissão de energia elétrica. E os dois tipos de contrato que regularão as relações do ONS com as empresas transmissoras de energia elétrica e com geradoras, distribuidoras/comercializadoras e grandes consumidores de energia elétrica, são respectivamente, os contratos de prestação de serviços de transmissão de energia elétrica (CPST's) e os contratos de uso do sistema de transmissão de energia elétrica (CUST's)²⁴.

Com todas essas mudanças no segmento de transmissão de energia elétrica e com a redefinição do papel do coordenador da operação, a expectativa é de que seja garantida a concorrência na geração, onde haverá liberdade para contratos entre empresas geradoras e distribuidoras de energia elétrica, e espera-se também que parcela suficiente do mercado de atacado possa ser livremente contestada por todas as geradoras de energia elétrica, proporcionando condições atraentes de investimento para novas geradoras de energia elétrica.

²⁴ A base da recuperação de custos dos CPST's deverá ser uma tarifa regulada que cubra os custos operacionais, de manutenção e de investimento. A base de preços dos CUST's será a capacidade instalada das usinas, o que deve representar aproximadamente 50% das receitas contratuais. A outra metade das receitas virá da cobrança da adição de carga máxima ao sistema, durante os períodos de pico. Com a intervenção do ONS, os usuários de rede e os proprietários da transmissão firmarão um contrato de conexão à transmissão.

2.2.4.3. O planejador do sistema

De acordo com a proposta dos consultores do governo, o planejamento da expansão do sistema elétrico deve ser apenas indicativo e executado pelo planejador indicativo, denominado de Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE)²⁵.

Para Vinhaes (1999), as principais funções do CCPE seriam:

a) identificar os investimentos em geração hidrelétrica e termelétrica que são compatíveis com o desenvolvimento a mínimo custo do sistema interligado. Contudo, não haverá determinação de que os investidores potenciais desenvolvam qualquer dos projetos especificados no plano indicativo ou desenvolvam apenas projetos dele constantes;

b) sugerir mecanismos de integração dos segmentos de geração e transmissão para fins de planejamento de longo prazo. Os principais sistemas interligados, neste caso, serão planejados separadamente, apesar da complementaridade e dos ganhos energéticos decorrentes da operação conjunta.

c) considerar os aspectos regionais no planejamento, de modo que estes sejam considerados através de consultas às empresas distribuidoras/comercializadoras de energia elétrica durante o processo de planejamento e através da formação de comitês regionais de coordenação, presididos pelo ONS, que deve reunir as empresas transmissoras e as empresas de distribuição e comercialização de

²⁵ O CCPE foi criado através da Portaria nº 150, de 10 de Maio de 1999, emitida pelo Ministério de Minas e Energia.

energia elétrica que detenham ativos de sub-transmissão de energia elétrica para permitir que se forme uma visão coordenada das necessidades de investimento na malha de transmissão;

d) elaborar o plano indicativo, baseando-se em critérios econômicos de planejamento de geração de energia elétrica (ou seja, o "valor da energia não suprida") e não em probabilidade de déficit²⁶; e

e) identificar projetos específicos em um horizonte de tempo de 12 a 15 anos. Preferencialmente devem ser adaptados cenários para refletir previsões divergentes e para que o plano indicativo seja robusto a diversas incertezas.

Assim, Oliveira (1998) salienta que a criação do CCPE significa uma grande transformação em relação à situação atual. Até então, essas atribuições eram exercidas, quase que exclusivamente, pela Eletrobrás, o que lhe dava um substancial poder de decisão na antiga estrutura de governança.

Entretanto, existem sérias dúvidas quanto aos resultados dessas mudanças. Em um sistema como o brasileiro, onde a maximização dos benefícios energéticos depende de uma forte coordenação, para muitos especialistas o plano de expansão deveria, também, estar submetido a uma coordenação, ainda que isto não necessariamente significasse uma obrigatoriedade.

O processo de desenvolvimento de novos projetos hidrelétricos deverá incentivar a execução eficiente de projetos econômicos de diversas maneiras: estabelecendo condições mais flexíveis para a execução de estudos de viabilidade; criando limites maiores quanto a

²⁶ A probabilidade de déficit tornar-se-á um produto do processo de planejamento. O critério de planejamento da transmissão será probabilístico.

projetos para os quais não se exigirá licitação; e oferecer aos empreendedores um grau substancial de segurança para fazer frente aos riscos sobre os quais não se tem controle.

Cabe ressaltar que o CCPE será responsável, perante a ANEEL, pela contratação de consultores para realizar estudos de inventário em todas as bacias hidrográficas e pela garantia da qualidade destes estudos. Os inventários deverão proporcionar uma definição básica daquilo que constitui o aproveitamento ótimo de potenciais hidrelétricos específicos. O limite mínimo para o qual as concessões não exigem licitação deve ser elevado para 30 MW, e ainda, deve haver cooperação próxima entre o Planejador Indicativo e os comitês de bacias relevantes estabelecidos pela Lei de Recursos Hídricos²⁷.

2.2.4.4. O órgão regulador do mercado

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) deverá ser uma autoridade reguladora imparcial e independente, capaz de lidar eficazmente com as novas questões decorrentes do aumento da participação privada no setor e da concorrência.

Segundo Oliveira *et alii* (1997), o principal papel da ANEEL será regulamentar e fiscalizar a indústria de energia elétrica brasileira. Assim, o suprimento de energia elétrica (venda no atacado) e o fornecimento de energia elétrica (venda no varejo), apresentarão-se da seguinte forma: a produção de energia elétrica (geração de energia

²⁷ A consultoria sugeriu que o governo agisse como comprador em última instância, de projetos de geração hidrelétrica de fundamental importância nacional, que por obséquio deixaria de ser desenvolvidas. Entretanto esta proposta não foi aceita pelo governo federal.

elétrica), transporte nas tensões mais altas (transmissão de energia elétrica), transporte com o objetivo específico de atendimento de consumidores finais (distribuição de energia elétrica) e vendas no varejo, com a função de medir e faturar os consumidores finais (comercialização de energia elétrica).

Além disso, a ANEEL se responsabilizará pela licitação das concessões e celebração de contratos de concessão, outorgando-lhe assim o duplo papel de representante dos interesses do Estado e órgão arbitral, responsável por dirimir divergências entre os agentes do mercado elétrico e entre estes e o Estado.

Na proposta da consultoria *Coopers & Lybrand*, como destaca Gomes (1998), recomenda-se que a ANEEL possua a missão de assegurar o suprimento confiável e adequado de energia elétrica, proporcionando aos consumidores preços módicos através de dois mecanismos: regulamentação de preços nas atividades monopolistas, de forma a manter e estimular a eficiência das concessionárias e sua viabilidade financeira; e através do estímulo à concorrência, sempre que esta for possível.

Os princípios que nortearão as atividades da ANEEL serão a eficiência, praticidade, objetividade, transparência e pró-atividade. E as principais responsabilidades, como afirma Gomes (1998), serão as seguintes: a) proteger o interesse dos consumidores cativos em relação ao preço, continuidade do fornecimento e qualidade do serviço; b) assegurar a viabilidade financeira de longo prazo dos concessionários; c) garantir que o ONS e concessionários de transmissão atuem de forma não discriminatória; d) promover competição onde possível e

prover incentivos para a eficiência econômica; e) assegurar o cumprimento de leis e regulamentações; f) lidar com as reclamações dos consumidores; g) garantir transparência nas transações entre as companhias reguladas; e h) incentivar a conservação de energia, através de mecanismos regulatórios criados para esse fim.

A ANEEL poderá agir independentemente, implementando políticas e diretrizes do governo, sem que essas obtenham aprovação do Congresso Nacional. Porém, os consultores aconselham que as políticas governamentais sejam, tão logo possível, transformadas em leis, para dar maior segurança aos futuros investidores.

O quadro técnico da ANEEL, no curto prazo, deverá ser essencialmente o mesmo do antigo DNAEE, porém, ressaltam os consultores que há a necessidade de treinamento e capacitação técnica. E a estrutura da organização não deverá ser estática, ao contrário deverá se acomodar de acordo com as necessidades demandadas pelo novo ambiente que está sendo criado na indústria. Os procedimentos de recrutamento e critérios de seleção deverão garantir o ingresso de pessoal qualificado para operar o setor reestruturado.

Por fim, será importante que a ANEEL estimule a criação de uma cultura organizacional caracterizada por imparcialidade, justiça, responsabilidade, honestidade, consistência, independência de possíveis influências políticas ou privadas, pró-atividade, aprendizagem e educação. Dessa forma, os riscos regulatórios poderão ser minimizados e a iniciativa privada se sentirá mais confortável em participar desta indústria.

2.3. Os modelos de organização industrial e o processo de reestruturação da indústria de energia elétrica de energia elétrica

No decorrer das últimas décadas, assistiu-se a uma discussão mundial sobre a eficácia dos modelos econômicos tradicionais vigentes nas economias contemporâneas. A crise do Estado, agravada por crescentes déficits públicos e a influência das inovações tecnológicas afetaram diretamente o comportamento das indústrias de energia elétrica na maioria dos países.

Para alavancar os recursos necessários para a implantação de um plano de desenvolvimento econômico, um país precisaria organizar sua estrutura produtiva de forma que os recursos fossem alocados com maior eficiência possível. Desse modo, como sugere Ferraz *apud* Theotônio (1999), a presença de indústrias competitivas trabalhando organizadamente, permitirá a ampliação da renda, do emprego e da qualidade de bens e serviços oferecidos aos exigentes consumidores.

Como solução para o elevado endividamento público, para eliminar a incapacidade gerencial das empresas e para aumentar a eficiência dos recursos aplicados, Theotônio (1999) destaca a adoção do processo de privatização aplicado nas empresas estatais.

Porém, segundo Theotônio (1999), algumas indústrias (como a indústria de energia elétrica) foram criadas para investir em segmentos que não fossem atrativos à exploração privada ou que não existissem incentivos estatais à entrada de empresas, corrigindo problemas

decorrentes das falhas de mercado, e por conseguinte, foram tratadas como monopólio natural, amparadas pelo interesse público.

Assim, a revisão dos modelos de organização industrial fundamentados no monopólio poderia proporcionar uma maior eficiência e uma maior competitividade para as empresas, a fim delas assimilarem as mudanças impostas pelo mercado internacional.

E como Porter *apud* Theotônio esclarece,

a discussão desenvolvida neste contexto teve como ênfase o grau de eficiência da organização industrial obtida pelos países, isto é, um sistema de mercado que não tinha condições de alcançar maior eficiência operando sob forma de monopólio. O objetivo, portanto, era migrar de um sistema monopolista para um sistema competitivo, onde a iniciativa privada exercia papel fundamental para diminuir os custos dos bens e serviços e aumentar o grau de competitividade dos países (Porter *apud* Theotônio, 1999, p.75).

A seguir, apresenta-se alguns modelos de organização industrial adotados nos processos de reestruturação das indústrias de energia elétrica em muitos países, como segue:

2.3.1. Modelo 1 - Monopólio verticalmente integrado

Neste modelo de organização industrial, segundo Santana & Oliveira (1999b), observa-se uma característica puramente monopolista, onde diferentes empresas públicas ou privadas,

verticalmente integradas ou não, respondem pelas atividades de geração, de transmissão e de distribuição/comercialização de energia elétrica em suas áreas de atuação (monopólios regionais).

Trata-se de um modelo tradicional encontrado na maioria dos países e em algumas indústrias. Embora com algumas diferenciações, devido às condições físicas, tais como, as distâncias das usinas aos centros de cargas, as bacias hidrográficas, as especificidades da região, este modelo obedece a um conjunto de fatores que são comuns como a economia de escala e as barreiras à entrada.

Pontes (1998) destaca que, em alguns países, há uma relativa descentralização, em outros há forte regulamentação e em outros uma parcial liberalização, ou seja, a coordenação econômica do sistema de preços diferencia-se entre os países. Em todos os países, no entanto, há uma consciência de que as empresas atuantes neste modelo devem fornecer os seus serviços à sociedade com qualidade.

É um modelo que não sofre ameaças da concorrência e os custos de expansão ou de melhorias realizadas no sistema são integralmente repassados aos preços. Não há interesse, por parte do monopólio, em promover inovações tecnológicas, em reduzir custos e em diminuir preços aos consumidores.

2.3.2. Modelo 2 - Integração vertical e produção aberta

O sistema de produção livre é a característica principal deste modelo de organização industrial, isto é, podem existir inúmeras empresas atuando na geração de energia elétrica.

Para Pontes (1998), o objetivo central deste modelo é incentivar a competição na geração de energia elétrica, tornando atrativas as condições para os investidores. À medida que as empresas percebam a possibilidade de obterem um retorno justo e razoável para os seus investimentos, com regras claras e estáveis, eles investirão na geração de energia elétrica e na expansão da capacidade instalada.

A transmissão de energia elétrica constituiria um *grid* único, que permitiria o acesso aberto a todos os consumidores que quisessem ligar-se à rede. E a responsabilidade pelo despacho de carga, o planejamento e a construção de novas linhas de transmissão caberia à empresa responsável pelo *grid*.

A distribuição de energia elétrica estaria sob responsabilidade de uma empresa capaz de fornecer energia elétrica aos diversos consumidores, ao nível de carga e de tensão requerida, dentro dos padrões de qualidade e de confiabilidade, definidos pelo órgão regulador. Compreende um modelo que sofre ameaças da concorrência na geração de energia elétrica, cujas as expectativas são de que os novos entrantes possam reduzir custos, dado a utilização de tecnologias mais avançadas, permitindo um maior rendimento.

2.3.3. Modelo 3 - Abertura das redes de transporte

Este modelo de organização industrial tem por características a possibilidade de haver uma ou várias empresas verticalmente integradas como também empresas não integradas, ou seja, pode

haver empresas só na geração de energia elétrica, ou só na transmissão de energia elétrica ou só na distribuição de energia elétrica.

A idéia básica consiste na abertura das redes de transporte à entrada de mais empresas. Assim, Santana & Oliveira (1999b) destacam que tanto as distribuidoras de energia elétrica como os grandes consumidores de energia elétrica podem negociar diretamente com os produtores a demanda necessária, não havendo nenhuma restrição. O livre acesso à rede de transporte é garantido, permitindo a conexão em qualquer ponto da rede de transporte. Com isso o consumidor deve negociar com os proprietários da rede de transporte a taxa de adesão e de rescisão de contrato.

O Estado deve regulamentar claramente, estabelecer as tarifas de transmissão de energia elétrica em cada ponto da rede de transporte e elaborar os contratos bilaterais para definir as regras para este modelo de organização industrial. Para Scheweppe *apud* Pontes (1998), entre os produtores a competição é a regra geral para tornar mais eficiente o sistema elétrico. Com a concorrência livre na geração de energia elétrica, pode haver entre as empresas uma negociação para que seja introduzido o mercado *spot*.

2.3.4. *Pool* de transporte

A base deste modelo de organização industrial, segundo Santana & Oliveira (1999b), é a desverticalização total da indústria, separando as funções de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

A rede de transporte ou *grid* é totalmente aberta, ou seja, é permitido o livre acesso a todos os consumidores em qualquer ponto de conexão. Normalmente o *grid* é administrado por uma única empresa que se responsabiliza pelo despacho de carga do sistema elétrico, pelo planejamento e pela implantação de novas linhas de transmissão.

O abastecimento de energia elétrica é assegurado por contratos que são negociados no mercado *spot*. Dessa forma, acredita-se que as empresas privadas obtenham uma maior eficiência econômica, cabendo ao Estado a permanente arbitragem dos conflitos.

Neste modelo, a competição se daria entre os diversos segmentos da indústria de energia elétrica, tendo em vista que é possível a venda de energia elétrica diretamente de uma empresa geradora para um grande consumidor final. Assim, as empresas geradoras organizam um *Pool* que se responsabiliza em comprar a geração, estabelecem os preços, fazem a negociação com as distribuidoras e entregam a energia elétrica em cada ponto de conexão que este consumidor estiver ligado.

Chevalier *apud* Pontes (1998) destaca que a evolução deste modelo consiste em aplicar o mesmo conceito à rede de distribuição, de forma que os próprios consumidores possam escolher entre os diferentes fornecedores de energia elétrica, introduzindo um novo segmento na indústria de energia elétrica, a comercialização.

2.3.5. Distribuição mista

O modelo de organização industrial denominado distribuição mista permite uma combinação de negócios entre dois energéticos -

energia elétrica e gás natural, onde a geração, a transmissão e a distribuição podem ser realizadas por uma mesma empresa.

De acordo com Pontes (1998), a idéia principal é ter uma única rede para levar energia elétrica e gás natural para o aquecimento de residências, escritórios, entre outros, e com a combinação destes dois energéticos pode-se conseguir uma maior eficiência energética, menor custo e maior proteção ambiental, dado a utilização de energia limpa.

E ao integrar o gás natural com a energia elétrica, através da tecnologia do ciclo combinado, a empresa diminuiria o custo médio da produção. Assim, a regulamentação precisa detalhar precisamente as condições de operacionalização das empresas, estabelecendo-se os elementos básicos para o funcionamento das redes e da interação entre os dois energéticos.

2.4. Experiências internacionais sobre o processo de reestruturação na indústria de energia elétrica

Os primeiros movimentos de reestruturação na organização industrial da indústria de energia elétrica surgiram nos Estados Unidos, em meados da década de 70. Porém, na década de 80 ocorreram profundas modificações na estrutura, propriedade, regulação e desempenho das indústrias de energia elétrica européias. E na década de 90, iniciaram as modificações em outros países, como é o caso do Brasil e dos demais países da América Latina.

Assim, procura-se apresentar as diferentes experiências sobre os processos de reestruturação das indústrias de energia elétrica de alguns países, como segue:

2.4.1. Estados Unidos da América

Como caso precursor, segundo Vinhaes (1999), os Estados Unidos da América (EUA) iniciou seu processo de reestruturação em 1978, com a lei PURPA (*Public Utility Regular Policy Act*), acarretando profundas mudanças na estrutura e, principalmente, na regulamentação e no desempenho das empresas, uma vez que a propriedade das empresas já era na grande maioria privada.

A composição da indústria de energia elétrica americana, conforme Oliveira *et alii* (1997), compreende cerca de 73% da capacidade instalada controladas por empresas privadas, porém existe uma significativa parcela sob controle estatal (9% sob controle do governo federal e 10% nas mãos dos governos estaduais e municipais) e de cooperativas de consumidores e autogeradores (8% da capacidade instalada).

Não houve mudanças drásticas no controle dos ativos, mas uma abertura para a entrada de competidores. Muito menos pode-se dizer que ocorreu uma desregulamentação, mas sim uma re-regulamentação, um redesenho do papel do Estado, em especial para os segmentos de monopólio natural.

Joskow *apud* Vinhaes (1999) argumenta que, segmentos potencialmente competitivos, no caso a geração de energia elétrica,

têm sido separados funcionalmente e estruturalmente dos segmentos de monopólio natural, como é o caso da transmissão e distribuição de energia elétrica, e as barreiras à entrada têm sido eliminadas e os consumidores têm livre acesso às redes de transmissão e distribuição, podendo escolher livremente seus fornecedores.

Segundo Oliveira *et alii* (1997), historicamente estas empresas encontravam suas obrigações de ofertar energia e planejar as necessidades de todos os consumidores varejistas em suas áreas de concessão, vendendo pacotes de energia elétrica, totalmente verticalizados. O progresso tecnológico contribuiu para aumentar a competição naqueles setores potencialmente competitivos, mas, por outro lado, naqueles setores onde a competição é ausente não contribuiu muito, para tanto existe a necessidade de um novo aparato regulatório.

As questões que influenciaram a reestruturação da indústria de energia elétrica americana estavam relacionadas à criação da eficiência competitiva nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica e a regulamentação para os monopólios naturais, o que daria suporte à eficiência dos segmentos competitivos.

Num contexto geral, Rosa & Senra *apud* Vinhaes (1999) avaliam a reestruturação da indústria de energia elétrica americana como positiva, apesar de alguns problemas e de sinais de saturação por parte dos geradores independentes, motivando a saída de capitais do setor para aplicação em outros países, com garantia de maior rentabilidade, como tem ocorrido também na Inglaterra.

Segundo Joskow *apud* Vinhaes (1999), a reforma regulatória e estrutural dos EUA, ao mesmo tempo que envolve benefícios, envolve também custos, uma vez que a indústria tende a perder com a desverticalização, dado o aumento dos custos de transação, o que decorreria do desempacotamento dos seus segmentos, que tinham fortes ganhos de eficiência devido às economias de coordenação.

2.4.2. Inglaterra

A Inglaterra foi um dos primeiros países a introduzir mudanças na legislação, o que acarretou em processos de privatização e de reestruturação das indústrias de infra estrutura. Este processo teve um marco político, ou seja, a tentativa do partido conservador de enfraquecer os sindicatos e, conseqüentemente, a força do Partido Trabalhista, que se mantinha no poder desde o segundo pós-guerra.

Entretanto, Vinhaes (1999, p.38) sustenta ainda que a era Thatcher tinha também como objetivos "diminuir a ingerência política em assuntos operacionais, democratizar a participação acionária nas empresas e aumentar a eficiência dos diversos setores através da competição. Também representou um caso extremo de passagem de um sistema estatal para uma privatização radical, com maciça transferências de ativos públicos para grupos privados".

Para Pontes (1998), a privatização e o processo de reestruturação da indústria de energia elétrica inglesa fundamentaram-se na idéia de que o mercado poderia atender os consumidores mais eficientemente dado que os agentes pudessem agir livremente, isto é, sem a tutela do

Estado. E caberia ao Estado somente a nova função de regular o comportamento dos agentes num mercado em que ainda prevalecia as características de monopólio natural, como nos segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica.

A privatização das distribuidoras de energia elétrica iniciou em 1990 e, apenas em 1991, foram privatizadas as geradoras de energia elétrica. A reestruturação da indústria de energia elétrica inglesa, como salienta Oliveira *et alii* (1997), rompeu a secular trajetória de integração horizontal e vertical, que levava à constituição de grandes monopólios públicos em todo o mundo. A geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização de eletricidade foram estruturadas como atividades econômicas independentes.

Enquanto a transmissão de energia elétrica e a distribuição de energia elétrica foram mantidas como monopólios, a comercialização de energia elétrica foi liberada à concorrência e, por sua vez, a geração de energia elétrica foi dividida em três empresas, expostas a um mecanismo de competição no mercado *spot* (*pool* de negociação aberta).

A *Central Electric Generation Board* (CEGB) que era de propriedade do governo, e detinha o monopólio da geração e transmissão de energia elétrica em alta tensão, foi dividida em três empresas de geração, a *National Power*, a *Power Gen* e a *Nuclear Electric*, e uma empresa de transmissão, a *National Grid Company*.

As *Regional Electricity Boards* (REB's), ou seja, as doze distribuidoras regionais, que funcionavam sob a forma de monopólio natural em sua área, se transformaram em empresas regionais de

distribuição. Pontes (1998), destaca que o papel das distribuidoras, então, ficou limitado ao transporte de energia elétrica aos centros de consumo, devendo, assim, reduzir o poder de mercado das empresas monopolistas.

Aos consumidores livres foi dado o acesso às linhas de transmissão, podendo negociar suas compras diretamente com o *pool* ou diretamente com os produtores de energia. Desse modo, o consumidor tem a livre escolha de seu fornecedor, bastando apenas mudar o código de seu fornecedor em seu medidor de energia elétrica.

De modo a viabilizar a reestruturação da indústria de energia elétrica inglesa, o governo inglês formulou um novo regime regulatório, obrigando os participantes deste mercado a respeitarem regras operacionais que garantem estabilidade ao sistema elétrico.

E de acordo com Oliveira *et alii* (1997), neste novo modelo de organização industrial, o órgão regulador, cujo papel é garantir a adesão de todos os participantes do mercado às regras operacionais estabelecidas, promover a concorrência e garantir condições adequadas de suprimento para os consumidores, deve ser independente e contar com instrumentos que lhe permitam coibir quaisquer abusos por parte das empresas que integram o mercado.

De acordo com Henney *apud* Vinhaes (1999), a reestruturação da indústria de energia elétrica inglesa teve alguns elementos importantes e decisivos, entre os quais, destacando-se o aumento nos investimentos (em torno de 50%) pelos produtores independentes de energia e o conseqüente aumento da oferta. Estas mudanças levariam à expansão do parque gerador com usinas a gás de ciclo combinado,

desativando o programa nuclear e as usinas térmicas a carvão. Além disso, o tradicional modelo organizacional da indústria apresentava inúmeros problemas e limitações, quase todas elas relacionadas aos custos do sistema nuclear, quadro de pessoal muito grande, atividades da indústria voltadas apenas para a produção, desconsiderando os interesses dos consumidores.

A falta de cooperação das geradoras de energia elétrica, para maximizar os benefícios energéticos do sistema ou minimizar os custos de produção, tem prejudicado os preços no mercado *spot*. Como destaca Casazza *apud* Vinhaes (1999), o preço no mercado *spot*, tornou-se muito volátil, e esta volatilidade fez com que os preços finais aos consumidores aumentassem por volta de 43% entre 1990 e 1994. Com isto, surgiram nesta indústria os contratos de *hedge*, que são arranjos contratuais disponíveis para reduzir as incertezas dos preços no mercado *spot*.

No entanto, tais contratos têm custos de transação muito elevados e algo em torno de 90% das compras de energia no mercado *spot* já estavam sendo efetuados considerando-se tais arranjos contratuais. A reverticalização da indústria, para reduzir seus custos de transação, já vem sendo tentada por algumas empresas, as quais tem sido contidas com muito sacrifício político pelo governo inglês.

Segundo Oliveira *et alii* (1997), a experiência inglesa sugere algumas lições, dentre as quais destacam-se:

a) a introdução da concorrência na Indústria de Energia Elétrica não é tarefa simples, devendo ser analisados com cuidado os custos de transação antes de serem tomadas decisões irreversíveis;

b) o envolvimento do governo na indústria não desaparece, apenas toma outra forma, de proprietário dos ativos passa a ser regulador do sistema;

c) o papel do regulador é crucial na nova organização industrial, devendo ser dotado de instrumentos que lhe permita uma equilibrada repartição dos benefícios econômicos gerados pela indústria;

d) a introdução da concorrência não pode ser feita em detrimento dos benefícios econômicos da coordenação, atividade indispensável para garantir a eficiência econômica nos sistemas elétricos;

e) a disponibilidade de recursos fósseis de baixo custo e a abertura do mercado de combustíveis são essenciais para a redução dos custos da indústria;

f) a abertura das redes de transmissão e de distribuição e a privatização não são condições suficientes para a introdução da competição: é fundamental uma estrutura de mercado com um número significativo de ofertantes e demandantes para que operem eficientemente; e

g) a reforma deve ser percebida como um processo, assim, ela deverá evoluir com o aprendizado obtido à medida que avança.

2.4.3. Chile

A reestruturação da indústria de energia elétrica chilena, como explica Oliveira *et alii* (1997), teve seu início através da reforma financeira das empresas estatais, tendo sido introduzidas mudanças

progressivas na regulamentação do mercado a partir de 1982, para viabilizar a operação de um novo modelo.

O principal objetivo foi criar condições para a privatização, sem, contudo, abandonar a noção de serviço público²⁸. E os elementos centrais da reestruturação da indústria de energia elétrica chilena, de acordo com Oliveira *et alii* (1997) foram:

a) a desverticalização parcial das empresas verticalizadas, que tiveram de separar contabilmente as atividades de geração e transmissão das atividades de distribuição;

b) a abertura das redes de transporte para todos os agentes do mercado, que passaram a pagar um pedágio pelo uso da rede;

c) a introdução de concorrência coordenada na geração;

d) a participação dos consumidores no financiamento da expansão, através de empréstimos compulsórios reembolsáveis com consumo futuro de energia (contratos pré-venda de energia), além de incluir;

e) um novo regime tarifário, baseado nos custos de oportunidade dos fatores de produção;

f) a substituição do planejamento centralizado pelo planejamento indicativo; e

g) a segmentação do mercado consumidor em parcela concorrencial e outra cativa, regulada.

²⁸ Essa questão é objeto de grande discussão para o caso brasileiro, pois, no Brasil, a reestruturação tem sido feita concomitantemente com a privatização, sendo objeto de muitas críticas por parte dos analistas.

Apesar de ter reduzido o papel do Estado no setor elétrico, a privatização de modo algum a tornou irrelevante, pois a Comissão Nacional de Energia (CNE) tem papel crucial nos fluxos econômicos setoriais, porque fixa tanto as tarifas para os mercados ditos não concorrenciais (com é o caso dos consumidores cativos) como as tarifas de transporte, realizando ainda o planejamento indicativo, que orienta os planos de expansão das empresas.

Atualmente, conforme Oliveira *et alii* (1997), o setor elétrico chileno tem mais de trinta empresas, todas elas privadas, ficando o Estado limitado à participação apenas a uma empresa de geração e outra de distribuição. Além disso, o setor elétrico conta com a presença da Codelco (empresa de cobre), estatal chilena que tem capacidade de autogeração de 464 MW e mais 100 MW em atividades de co-geração.

Um dos aspectos mais relevantes da reestruturação da indústria de energia elétrica chilena, de acordo com Pontes (1998), está associado ao fato de que procurou-se preservar os benefícios da coordenação com a liberalização do mercado, dado a desverticalização parcial e ao forte papel do órgão regulador. Além disso, o planejamento indicativo exerce uma forte indução na tomada de decisões, já que o governo pode oferecer condições favoráveis de acesso a financiamentos, sempre que julgar relevante. Ademais, subsídios são oferecidos às empresas a fim de que estas forneçam o serviço em áreas prioritárias e de custos marginais muito elevados, que, a princípio, não interessariam aos investidores privados.

2.4.4. Argentina

A indústria de energia elétrica da Argentina passou por uma reforma radical, inspirada na inglesa, objetivando, sobretudo, introduzir a concorrência no mercado e eliminar as empresas estatais de energia elétrica. Esta reestruturação foi impulsionada, principalmente, a partir da crise energética vivida nos anos 88/89, que levou o governo argentino a introduzir um amplo programa de privatização e reestruturação não só no setor elétrico, como também nos setores de petróleo e gás natural.

A Argentina estava perdendo competitividade e as indústrias poderiam a qualquer momento parar a sua produção. Para Caruso *apud* Vinhaes (1999), a possibilidade de racionamento no fornecimento de energia elétrica proporcionava uma expectativa negativa, dado que era preferível dispor de energia elétrica a um custo maior do que não tê-la à disposição no momento requerido para a produção de bens.

Pontes (1998) destaca que, como o Estado não dispunha de recursos financeiros suficientes para dar continuidade ao programa de expansão, tomou-se a decisão de promover a privatização das empresas e de desregular os setores de energia.

Segundo Oliveira *et alii* (1997), a reestruturação da indústria de energia elétrica argentina originou 31 empresas de geração de energia elétrica, 13 empresas de transmissão de energia elétrica e 25 empresas de distribuição de energia elétrica. Ainda, Oliveira *et alii* (1997) ressalta que a atuação das empresas de transmissão ficou limitada ao

transporte de energia, tendo sido aberta a rede para geradores, distribuidores e grandes consumidores, mediante o pagamento de uma tarifa de usos das redes, estipulado com base em um regime tarifário fixado pelo órgão regulador. Houve uma divisão entre os grandes consumidores e as distribuidoras que poderiam negociar livremente contratos de fornecimento com os geradores, enquanto os consumidores cativos, teriam suas tarifas fixadas pelo regulador.

Para Greiner *apud* Pontes (1998) as principais mudanças se direcionaram para: a) a organização das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; b) a administração do despacho de carga; c) a exportação e importação de energia; d) a criação do agente nacional regulador de eletricidade; e) a definição de regras para infrações; e f) as modificações na lei de privatizações, etc.

Para Caruso *apud* Vinhaes (1999), o governo argentino fez algo mais para criar as condições de concorrência ao preparar suas empresas em unidades de negócio e depois privatizá-las. Destaque-se, ainda, que para evitar que o monopólio público fosse transformado em monopólio privado, nenhum agente poderia possuir mais do que 15% do negócio de geração no momento de sua reorganização, podendo, no futuro, mudar esta proporção.

O modelo adotado na Argentina já permitiu ao sistema elétrico argentino, após três anos de sua implementação, a atuação de cerca de 80 agentes no mercado atacadista de energia, compreendendo as empresas geradoras, empresas distribuidoras, empresas de transporte e um bom número de grandes usuários, que negociam energia diretamente com os produtores.

A reestruturação da indústria de energia elétrica argentina permitiu recolocar o sistema elétrico em funcionamento com níveis de eficiência técnica adequados. A entrada de capitais privados e a concorrência induziram à recuperação de centrais indisponíveis, ao término das obras paralisadas e à forte expansão de centrais alimentadas a gás natural. Atualmente, segundo Oliveira *et alii* (1997), a Argentina defronta-se com situação oposta à do início da década, sendo o excesso de capacidade instalada disponível fonte de preocupação para os agentes do sistema elétrico.

2.4.5. Noruega

A Noruega é um caso interessante a ser comparado com o Brasil, pois se assemelha a ele na predominância da hidreletricidade²⁹ e porque, ao contrário do Brasil, segue um caminho de mudar a gestão do sistema, sem vender as empresas elétricas estatais. A Noruega tem ainda reservas de petróleo e gás natural que permitem abastecer, sem problemas, a plena expansão da demanda, ao mesmo nível atual de consumo, por cerca de 200 anos.

O processo de reestruturação da indústria de energia elétrica norueguesa, iniciou-se em 1991 com a publicação da nova lei de energia, que estabeleceu um agente de regulação, cujo objetivo era estabelecer regras específicas para equacionar os inúmeros problemas apresentados pela indústria, especialmente no que concerne à

²⁹ Segundo Pontes (1998), a sua base de geração de energia elétrica está em torno de 99,9% em usinas hidráulicas, gerando anualmente cerca de 110 TWh.

confiabilidade, qualidade, preços e eficiência de fornecimento aos consumidores.

Estes problemas estariam relacionados ao baixo retorno dos investimentos, a um processo de acomodação das empresas que operavam no mercado, a uma tendência de elevação dos custos de expansão, a uma preocupação com a garantia do fornecimento, às poucas melhorias no serviço prestado e aos baixos ganhos de eficiência.

Antes da mudança, de acordo com Pontes (1998), a Noruega tinha cerca de 200 empresas de serviços, sendo a maioria de propriedade de prefeituras ou de províncias, 60 redes regionais e cerca de 70 produtores, todos procurando operar e otimizar o sistema elétrico de forma individual. Tal característica certamente provocara problemas de coordenação e ineficiência na indústria.

O novo modelo norueguês, a exemplo dos demais acima, tem como principal objetivo introduzir a competição naqueles segmentos não considerados como monopólio natural, como é o caso da geração e comercialização de energia, e introduzir um maior grau de regulamentação onde a competição não seria viável. Os principais aspectos das mudanças estão assim resumidos:

- a) introdução da competição na geração, no mercado atacadista e nas vendas finais;
- b) livre acesso dos consumidores à rede básica de transmissão;
- c) desverticalização na transmissão, geração e distribuição;
- d) introdução do comercializador de energia elétrica (*wheelling*) no varejo e no atacado;

- e) criação de um novo órgão regulador independente;
- f) introdução de mudanças na estrutura comercial com a introdução da figura do *Pool*;
- g) regulamentação da rede de transmissão, por ser um monopólio natural; e
- f) as tarifas para o *grid* seriam calculadas pelo nível de tensão.

O governo não precisou fazer um programa de privatização para introduzir a concorrência. Ao contrário, como confirma Moen *apud* Pontes (1998), procurou preservar a estrutura existente e desenvolver mecanismos para induzir as empresas ao mercado competitivo e, aos poucos, introduzir a prática e a cultura da concorrência.

A concorrência é efetiva na geração, onde os produtores e os novos entrantes na indústria são incentivados a oferecerem uma energia a preços mais baixos, uma vez que o mercado de comercialização de energia é livre. Os consumidores podem comprar energia tanto no atacado, no *pool*, ou diretamente com o produtor ou até mesmo das distribuidoras, o que tem provocado uma reação dos produtores para a busca de tecnologias mais baratas e renegociações de seus contratos futuros.

O sistema de transmissão é uma rede de transporte de blocos de energia aos consumidores, no qual o acesso às redes é livre, tendo os consumidores a opção de negociar no *pool* ou negociar suas compras diretamente com os produtores de energia, firmando contratos de curto e longo prazo. Convém destacar que o *pool* representa cerca de 50% do mercado total.

Um outro elemento importante se refere à figura do *wheeling*, que de acordo com Pontes (1998) representa cerca de 3% de toda a distribuição de energia do país. O consumidor pode, por exemplo, firmar um contrato com o *grid* para acessar a rede e comprar energia dos produtores em qualquer ponto de conexão, o que permite ligar estes clientes ao *grid* e a um produtor distante de seu mercado.

Sem dúvida, o modelo norueguês tem se mostrado eficiente, na medida que seus benefícios estão associados à redução nos preços do mercado por atacado e a redução nos preços para os consumidores finais. Sem contar que os elementos fundamentais da competição foram introduzidos sem alterar a filosofia da propriedade estatal.

3. REFERENCIAL TEÓRICO

Considerando-se a natureza aplicada-quantitativa³⁰ da pesquisa sobre o desempenho relativo de empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil e o processo de reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira, entre os anos de 1995 e 2000, utilizou-se o método de abordagem indutivo.

Assim, a partir deste método de abordagem, permite-se que o modelo ECD seja adotado como um dos referenciais teóricos do trabalho. Desse modo, tem-se o modelo ECD como a generalização e, por conseguinte, aponta-se para o particular, abordando-se um dos componentes deste modelo, ou seja, o desempenho.

O outro referencial teórico do trabalho, a teoria da regulação, proporciona uma ampliação na discussão da reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira, uma vez que, segundo Theotônio (1999), a regulação representa um forte dispositivo pelo qual o governo interfere nos componentes modelo ECD das indústrias.

Contudo, a preponderância para a escolha do modelo ECD como um dos referenciais teóricos está no fato de que, como argumenta Gomes (1998, p.66), o desempenho das empresas integrantes de uma indústria de energia elétrica, "sofrerá a influência da estrutura do mercado, da própria conduta e a dos concorrentes ou entrantes potenciais e ainda das regulações de incentivo à eficiência econômica".

³⁰ Para Silva & Menezes (2001), uma pesquisa de natureza aplicada-quantitativa caracteriza-se por gerar conhecimentos para a aplicação prática dirigidos à solução de problemas específicos e por traduzir em números as opiniões e as informações para, posteriormente, classificá-las e analisá-las.

Portanto, mesmo sabendo da impossibilidade da reestruturação impor a competição em toda a extensão da indústria de energia elétrica, Theotônio (1999) destaca que, para o caso de distribuidoras de energia elétrica, estas devem ser estimuladas com estratégias (condutas) voltadas à melhoria desempenho, promovendo a eficiência técnica e a eficiência alocativa nestes monopólios naturais, observando-se sempre a ótica do menor custo e maior bem social. E como resultado, um melhor desempenho seria alcançado tanto às empresas distribuidoras de energia elétrica como à indústria de energia elétrica.

3.1. O modelo estrutura-conduta-desempenho

Devido ao grande dinamismo da economia, resultante de inúmeras relações inter e intra-industriais, ou seja, da interação das atitudes de compradores e de vendedores (que são os responsáveis pelo ciclo da produção, da circulação e do consumo de produtos e serviços), os estudos sobre a organização industrial (OI) aumentaram, consideravelmente, nestes últimos tempos.

Assim, no intuito de apresentar a organização industrial, Carlton *apud* Pontes (1999) destaca que trata-se de um ramo recente e, ainda, em evolução da microeconomia. E como suas principais virtudes, o autor salienta que a organização industrial está reexaminando os

fenômenos microeconômicos, as suas interações estratégicas e as suas estruturas de informação.

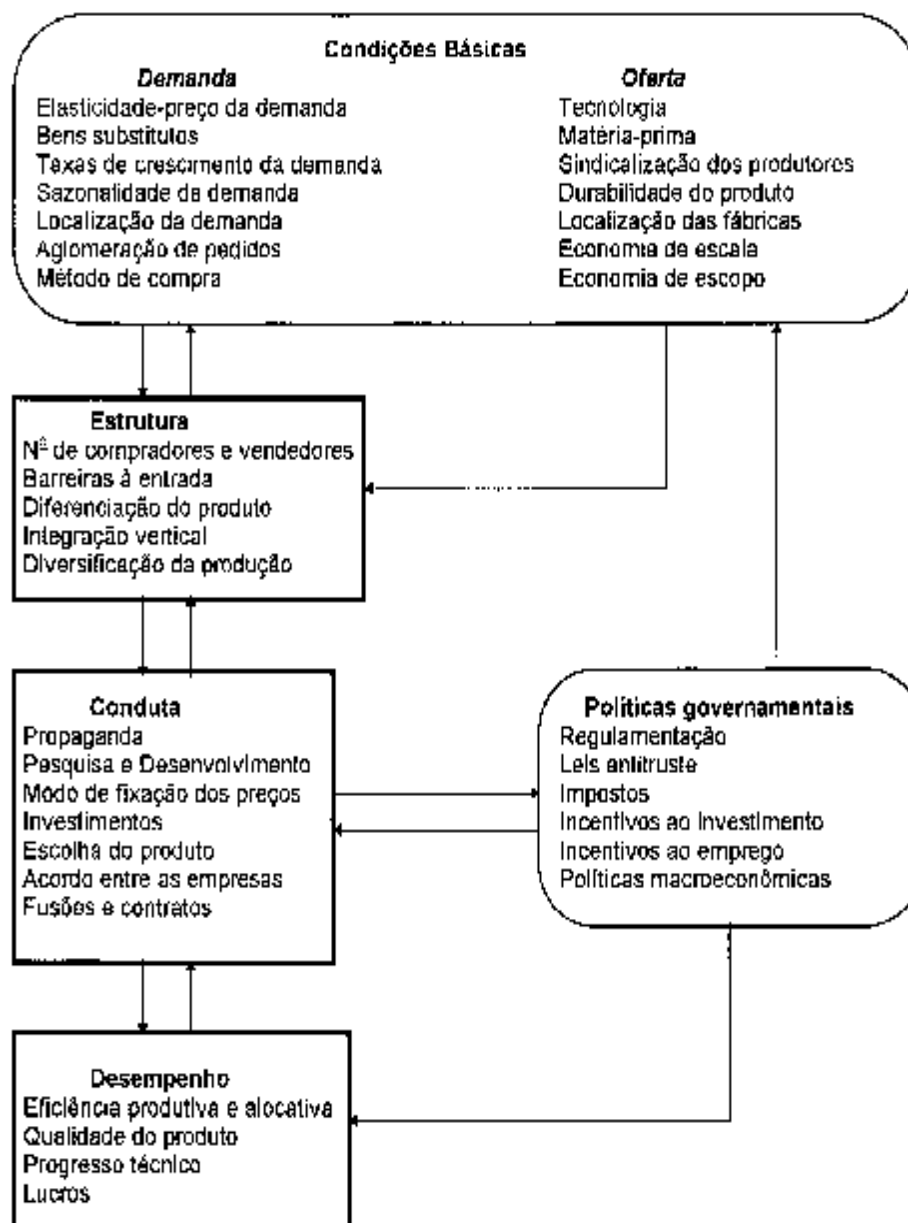
Ademais, na visão de Schmalensee *apud* Pontes (1998, p.33), a organização industrial representa um ramo da microeconomia que, enfatiza "a análise do comportamento industrial, suas implicações nas estruturas de mercado, seus processos, as interações estratégicas entre as instituições e as políticas públicas".

E considerando estas argumentações e observando investigações científicas sobre a organização das indústrias, Marion Filho (1997) afirma que muitos estudos sobre as organizações industriais desenvolvem-se fundamentados no modelo (paradigma) estrutura-conduta-desempenho (ECD).

Embora, face as diversas restrições apresentadas pelo modelo ECD, Possas (1990) lembra que os abundantes resultados de trabalhos desenvolvidos com este modelo, se são incapazes de resolver as dúvidas e os impasses que a teoria se coloca, certamente contribuem para fundamentar determinadas premissas, desfazer outras e testar alguns prognósticos.

Contudo, apresenta-se na Figura 1 as variáveis que compõem o modelo ECD e as suas inter-relações. Estas variáveis referem-se às condições básicas de oferta e de demanda, à estrutura de mercado, à conduta de mercado, ao desempenho de mercado e às políticas governamentais.

Figura 1 - Modelo Estrutura - Conduta - Desempenho



Fonte: Marion Filho (1997)

Além disso, na Figura 1, verificam-se as relações de causalidade existentes entre as variáveis do modelo ECD. E para Marion Filho

(1997), estas relações de causalidade apresentadas correspondem à visão mais moderna do modelo ECD, pois foram aprimoradas por meios de trabalhos empíricos, com o decorrer dos anos.

No entanto, Farina & Schembri (1990) afirmam que os fluxos causais originam-se da estrutura de mercado para a conduta de mercado e para o desempenho de mercado, especialmente no curto prazo, embora admitam a existência de um processo de retroalimentação do desempenho de mercado e da conduta de mercado sobre a estrutura de mercado.

A seguir, as variáveis do modelo ECD são abordadas, individualmente, com a finalidade de detalhar o modelo a ser adotado como o referencial teórico do estudo.

3.1.1. Condições básicas de oferta e de demanda

Com relação às condições básicas de oferta e de demanda, Scherer & Roos (1990) destacam que, no modelo ECD, estas variáveis interferem diretamente na estrutura de mercado.

Pelo lado da oferta são: o grau de tecnologia, a localização de matéria-prima, o nível de sindicalização dos produtores, a durabilidade do produto, entre outros.

E pelo lado da demanda são: a elasticidade-preço da demanda, a existência de bens substitutos, a taxa de crescimento da demanda, o caráter cíclico e sazonal da demanda, entre outros.

3.1.2. Estrutura de mercado

A estrutura de mercado, segundo Bain (1963), refere-se às características de organização de um mercado que influenciam estrategicamente a natureza da competição e dos preços dentro de um determinado mercado. Estas características estabelecem as relações entre compradores e vendedores.

De acordo com Bem (1991), as principais variáveis que compõem a análise de uma estrutura de mercado são: concentração de vendedores e de compradores, barreiras à entrada, integração vertical e horizontal, taxa de crescimento da demanda de um produto, elasticidade-preço da demanda, diferenciação de produtos, entre outras.

3.1.3. Conduta de mercado

A conduta de mercado, variável intermediária do modelo adotado, de acordo com Bem (1991), refere-se aos padrões de comportamento que as firmas seguem para se ajustar ou se adequar ao mercado no qual operam.

Esta variável diz respeito aos processos de decisórios e às relações intra-industriais, isto é, às ações que as firmas empregam com propaganda, para a fixação dos preços, com pesquisa e desenvolvimento da produção, das características do produto, com investimentos, fusões e contratos, entre outros.

E de maneira geral, esta variável é medida ou mensurada privilegiando-se as informações qualitativas em detrimento daquelas de cunho quantitativo.

3.1.4. Desempenho de mercado

O desempenho do mercado, ao menos para o curto prazo, corresponde aos resultados finais atingidos pelas empresas, em função da estrutura de mercado e da conduta de mercado, que compõem uma determinada indústria.

Estes resultados finais, como comenta Bem (1991), medem o caráter dos ajustamentos adotados pelas empresas à demanda efetiva por seus produtos. E estes resultados finais podem corresponder ou desviarem-se das expectativas das mesmas, com relação aos resultados, que poderiam ser obtidos em um mercado competitivo ou de concorrência perfeita.

Existem inúmeras variáveis relevantes para mensurar-se o desempenho de uma empresa no mercado. E conforme Bem (1991), utilizam-se principalmente a eficiência técnica (também chamada de eficiência produtiva, como apresentado na Figura 1), a eficiência alocativa (também chamada de eficiência preço), o tamanho de custos de vendas e a progressividade nas técnicas de produção.

3.1.5. Políticas governamentais

A política governamental, segundo Kon (1994, p.179), é definida como sendo "uma série de ações ligadas à formulação de decisões tomadas pelas autoridades governamentais, envolvendo os fins e aspirações de uma sociedade moderna, através de meios disponíveis para alcançá-los".

Ou seja, as políticas governamentais caracterizam-se, fundamentalmente, por determinações intervencionistas que afetam as indústrias, com os objetivos de corrigir distorções, de suplementar a iniciativa privada e de coordenar as atividades econômicas.

Com isso, temos que as indústrias podem ser afetadas tanto diretamente (através de regulamentações econômicas, incentivos ao investimento e ao emprego, impostos, entre outros) como indiretamente (através de políticas macroeconômicas) pelas políticas governamentais.

4. REFERENCIAL METODOLÓGICO

O método de procedimento adotado no trabalho, para mensurar-se o desempenho relativo de empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil (através da eficiência técnica, da eficiência alocativa e da eficiência econômica), e que compreende o referencial metodológico, chama-se metodologia DEA (*Data Envelopment Analysis*), também conhecida por Análise Envoltória de Dados.

4.1. A metodologia DEA

A metodologia DEA, de acordo com Seiford *apud* Neves (2000), é uma das ferramentas com mais rápido crescimento nos últimos tempos. Esta metodologia tem sido aplicada em uma grande variedade de situações problemáticas na área de economia, tanto no setor público como no setor privado. Além disso, destaca-se que a sua fundamentação microeconômica está diretamente relacionada com a teoria da produção, e maiores detalhes podem ser obtido em Lovell (1993).

E em conformidade com Lanzer (1998), a metodologia DEA representa os métodos não paramétricos baseados na programação linear, que permitem comparar as eficiências relativas entre organizações homogêneas, as chamadas DMU's.

Norman & Stocker (1991) ressaltam que na metodologia DEA, o termo DMU's (*Decision Making Units*), isto é, as unidades de tomada de decisão, representam um conjunto homogêneo de organizações, de empresas, de departamentos, de setores, entre outros, que possuem um mesmo conjunto de insumos para produzir um mesmo conjunto de produtos, através de processos tecnológicos similares. E essa terminologia é adotada, indistintamente, tanto para empresas públicas como para empresas privadas³¹.

Estas DMU's devem possuir autonomia na tomada de decisões, e devem ter em comum a mesma utilização de insumos (*inputs*) e de produtos (*outputs*). E quanto aos insumos e produtos, Charnes *apud* Neves (2000), salienta que não há necessidade de conversão para uma unidade de medida padrão, como por exemplo, a monetária, que muitas vezes torna-se inviável.

Além disso, contrapondo os métodos paramétricos, Neves destaca como vantagens da metodologia DEA

a suficiente disposição de apenas dados sobre os níveis dos insumos e produtos de cada DMU, para que a eficiência de cada uma possa ser calculada. A inexistência do estabelecimento de uma relação funcional entre os insumos empregados e os produtos obtidos. E a possibilidade de atribuir pesos aos fatores aleatoriamente, sem necessidade de nenhuma informação a priori, ou julgamento de valor (Neves, 2000, p.29).

³¹ E no caso deste estudo, correspondem às empresas distribuidoras (públicas e privadas) de energia elétrica do Brasil.

De acordo com Badin (1997), em 1953, Farrel, apresentou um modelo pioneiro à medição de eficiência para a situação em que um único insumo gera um único produto. O modelo original desenvolvido por Farrel, estendeu-se com Charnes, Cooper e Rhodes, que em 1978, criaram um modelo para medição de eficiência utilizando vários insumos e produtos, transformando-os em um único insumo virtual e um único produto virtual. Este modelo foi denominado de CCR, sendo considerado o marco da metodologia DEA.

A formulação original do modelo CCR, segundo Badin (1997), para a análise de eficiência de DMU's, consiste basicamente na construção de uma fronteira de produção (envoltório ou limite), de tal modo que as DMU's eficientes situem-se sobre a de fronteira de produção, enquanto que as DMU's ineficientes situem-se internamente à fronteira de produção.

Desta forma, conforme Badin (1997), sobre a fronteira de produção estão contidas as DMU's eficientes, constituindo o conjunto de referência (*reference set*). Então, o grau de ineficiência pode ser avaliado pela comparação de cada DMU situada dentro da fronteira de produção com as DMU's do conjunto de referência, situadas na fronteira de produção, ou uma combinação linear destas.

Em geral, para Belloni (1999), na solução do problema de otimização, a eficiência de uma determinada DMU é maximizada sob a condição que a eficiência de cada uma das unidades não exceda o valor 1. Assim, de acordo com Belloni (1999, p.48) os modelos DEA classificam "uma determinada DMU como eficiente, sob o seu próprio ponto de vista, quando sua medida de eficiência (calculada com seus

próprios pesos) for igual 1, e ineficiente quando esta medida for menor que 1".

A partir da formulação original, inúmeras formulações da metodologia DEA foram desenvolvidas, como por exemplo o modelo CCR orientado para o insumo, o modelo CCR orientado para a produção, o modelo BCC orientado para o insumo, o modelo BCC orientado para a produção, o modelo INRS orientado para o insumo, etc., e são descritas detalhadamente em Fried *et alii apud* Paredes (1999), em Charnes *et alii apud* Paredes (1999) e em Seiford & Zhu (1999), entre outros.

No entanto, foram adotados no desenvolvimento deste trabalho três modelos DEA básicos, o modelo CCR orientado para o insumo, o modelo BCC orientado para o insumo e o modelo NIRS orientado para o insumo. Nestes três modelos, a serem apresentados a seguir, considerando-se a orientação para o insumo, as projeções dos planos observados sobre a fronteira de produção buscam a maior redução equiproporcional do insumo para a produção observada.

4.1.1. O modelo CCR orientado para o insumo

De acordo com Badin (1997), o modelo CCR orientado para o insumo, proposto por Charnes, Cooper e Rhodes em 1978, têm por objetivo gerar a produção observada com uma maior redução equiproporcional do insumo.

Além disso, este modelo CCR trabalha com j DMU's que empregam processos tecnológicos semelhantes para transformar m

diferentes insumos em s diferentes produtos. Especificamente, a DMU_j ($j = 1, 2, \dots, n$) consome a quantidade x_{ij} do insumo m ($m = 1, 2, \dots, m$) e produz a quantidade y_{rj} do produto s ($s = 1, 2, \dots, s$), assumindo, assim, que $x_{ij} > 0$ e $y_{rj} > 0$, para todo j, s, m .

Este modelo CCR é formulado como um problema de programação linear, cujas formas primal (forma envoltória) e dual (forma dos multiplicadores) para a avaliação da eficiência da DMU_j estão descritas abaixo no Quadro 1.

Quadro 1 – Modelo CCR orientado para o insumo

| Forma Primal ou Forma da Envoltória | Forma Dual ou Forma dos Multiplicadores |
|---|---|
| $q^* = \min q ;$ s.t. $\sum^n I_j x_{ij} \leq qx_{io} ; i = 1, 2, \dots, m ;$ $\sum^n I_j y_{rj} \geq y_{ro} ; r = 1, 2, \dots, s ;$ $I_j \geq 0 ; j = 1, 2, \dots, n .$ | $\max \sum^s u_r y_{ro} ;$ s.t. $\sum^s u_r y_{rj} - \sum^m v_i x_{ij} < 0 , j = 1, 2, \dots, n ;$ $\sum^m v_i x_{io} = 1 ;$ $u_r, v_i \geq 0 .$ |

Fonte: Seiford & Zhu (1999)

O modelo CCR orientado para o insumo trabalha com a hipótese de tecnologia com retornos constantes à escala de produção, aos moldes do modelo CCR original. E conforme Fare *apud* Paredes (1999), uma tecnologia produtiva exhibe retornos constantes à escala de operação quando for viável todo plano de operação resultante de contração até zero ou de expansão ilimitada, de forma equiproporcional, de qualquer plano de operação viável.

Nessa formulação, de acordo com Seiford & Zhu (1999), deseja-se avaliar a eficiência da DMU_j que executou o plano de operação

$[X^0, Y^0]$. Sabendo-se que a DMU_j é uma das j DMU's em análise, observe-se que ambos os problemas de programação linear sempre têm uma solução ótima. E a DMU_0 será considerada CCR será eficiente se e somente se a) $q^* = 1$ e b) todas as folgas forem igual a zero.

4.1.2. O modelo BCC orientado para o insumo

Proposto por Banker, Charnes e Cooper em 1984, o modelo BCC orientado para o insumo, segundo Badin (1997), admite que a tecnologia das j DMU's apresenta retornos de escala variáveis em diferentes segmentos da fronteira de eficiência.

A formulação matemática desse modelo como problema de programação linear está transcrita abaixo, no Quadro 2, em suas duas formas: a formas primal (forma envoltória) e a forma dual (forma dos multiplicadores).

Quadro 2 – Modelo BCC orientado para o insumo

| Forma Primal ou Forma da Envoltória | Forma Dual ou Forma dos Multiplicadores |
|---|---|
| $b^* = \min b$ <p>s.t.</p> $\sum^n I_j x_{ij} \leq b x_{io} ; i = 1, 2, \dots, m ;$ $\sum^n I_j y_{rj} \geq y_{ro} ; r = 1, 2, \dots, s ;$ $\sum^n I_j = 1 ;$ $I_j \geq 0 ; j = 1, 2, \dots, n .$ | $\max \sum^s u_r y_{ro} + u_o$ <p>s.t.</p> $\sum^s u_r y_{rj} - \sum^m v_i x_{ij} + u_o < 0 , j = 1, 2, \dots, n ;$ $\sum^m v_i x_{io} = 1$ $u_r, v_i \geq 0$ $u_o \text{ é livre}$ |

Fonte: Seiford & Zhu (1999)

Ainda Fare *apud* Paredes (1999) destaca que uma tecnologia produtiva exibe retornos de escala variáveis quando não necessariamente é viável todo plano de operação que corresponde a contração ou expansão equiproporcional de qualquer plano de operação viável.

Sintetizando, Seiford & Zhu (1999) destacam que no modelo BCC orientado para o insumo o plano de operação observado $[X^0, Y^0]$ somente será eficiente quando a) $b^* = 1$ e b) todas as folgas forem igual a zero.

4.1.3. O modelo NIRS orientado para o insumo

Seiford & Zhu (1999, p.3) propõem que o modelo NIRS orientado para o insumo admite a condição de que "se uma DMU é CCR eficiente, então ela é BCC eficiente". Uma vez que a única diferença entre os modelos CCR e BCC é a restrição convexa $\sum^n I_j = 1$ na forma primal (e u_o na forma dual).

Assim, impondo a restrição convexa $\sum^n I_j < 1$ no modelo CCR, então obtém-se o modelo NIRS apresentado no Quadro 3 abaixo, juntamente com sua formulação matemática para o problema de programação linear nas formas primal (forma envoltória) e dual (forma dos multiplicadores).

Quadro 3 – Modelo NIRS orientado para o insumo

| Forma Primal ou Forma da Envoltória | Forma Dual ou Forma dos Multiplicadores |
|--|--|
| $f^* = \min f$ s.t. $\sum^n I_j x_{ij} \leq f x_{io} ; i = 1, 2, \dots, m ;$ $\sum^n I_j y_{rj} \geq y_{ro} ; r = 1, 2, \dots, s ;$ $\sum^n I_j < 1 ;$ $I_j > 0 ; j = 1, 2, \dots, n .$ | $\max \sum^s u_r y_{ro} - u_o$ s.t. $\sum^s u_r y_{rj} - \sum^m v_i x_{ij} - u_o \leq 0 , j = 1, 2, \dots, n ;$ $\sum^m v_i x_{io} = 1$ $u_r, v_i, u_o > 0$ |

Fonte: Seiford & Zhu (1999)

A apresentação dos três modelos DEA (CCR, BCC e NIRS), e a partir destes pode-se verificar os retornos de escala exibidos pelas tecnologias presentes nas DMU's.

Com sobre a determinação das medidas de eficiência q^* , b^* e f^* , a partir dos modelos CCR, BCC e NIRS, respectivamente, e com base em Seiford & Zhu (1999), pode-se avaliar que:

a) se q^* é igual a b^* , a tecnologia exhibe retornos de escala constantes (CRS), ou seja, o tamanho de uma DMU é o mais produtivo;

b) se q^* é diferente de b^* , pode-se ter $b^* > f^*$, a tecnologia exhibe retornos de escala crescentes (IRS), ou seja, o tamanho de uma DMU é inferior ao tamanho mais produtivo; e

c) se q^* é diferente de b^* , pode-se ter $b^* \leq f^*$, a tecnologia exhibe retornos de escala decrescentes (DRS), o tamanho de uma DMU é superior ao tamanho mais produtivo.

5. AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO RELATIVO DE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

5.1. A fonte de dados

Os dados utilizados neste trabalho foram obtidos a partir de fonte secundária, ou seja, foram extraídos dos Cadernos de Infra-estrutura do Setor Elétrico Brasileiro, uma publicação anual do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Os dados são apresentados, de modo sistematizado, nos Cadernos de Infra-estrutura do Setor Elétrico Brasileiro, estando estes estruturados basicamente em dois volumes. No volume I (Ranking) apresenta-se um breve panorama da indústria de energia elétrica brasileira. E no volume II (Perfil das Empresas) apresenta-se o desempenho econômico-financeiro e técnico-operacional de um conjunto de concessionárias de energia elétrica.

Além do mais, os Cadernos de Infra-estrutura do Setor Elétrico Brasileiro buscam situar cada empresa individualmente e esta em relação às suas congêneres, enfocando o seu desempenho empresarial durante o decorrer dos anos.

E as principais fontes primárias de informação utilizadas pelos Cadernos de Infra-estrutura do Setor Elétrico Brasileiro do BNDES são as Demonstrações Financeiras publicadas pelas empresas, os Boletins Estatísticos do setor e as consultas diretas à ANEEL, à

Eletrobrás e às próprias empresas. Por fim, destaca-se que para o desenvolvimento deste trabalho, invariavelmente, utilizou-se os dados referentes às empresas distribuidoras de energia elétrica.

5.2. As distribuidoras de energia elétrica no Brasil

Este trabalho apresenta 19 empresas distribuidoras de energia elétrica (ver Tabela 1), que destacam-se pela sua grandeza no contexto nacional. Comprova-se este fato com informações provenientes do BNDES (2001a), que refere-se às 19 empresas distribuidoras de energia elétrica como as responsáveis pelo atendimento de cerca de 70%, em média, do consumo anual de energia elétrica do país.

Com relação ao conjunto de empresas distribuidoras de energia elétrica analisadas neste trabalho, constata-se que aproximadamente 16% são de empresas públicas. Enquanto que 84% são de empresas privadas. Também, percebe-se que o universo da pesquisa contempla empresas distribuidoras de energia elétrica de quase todas as regiões geográficas do país, isto é, não incluem as empresas distribuidoras de energia elétrica da região Norte.

E quanto ao tamanho (ver critérios de classificação na nota 1 da Tabela 1) destas empresas destaca-se que 63,1% são de empresas pequenas, 15,8% são empresas médias e 21,1% são empresas grandes, considerando-se apenas o segmento de distribuição de energia elétrica na indústria de energia elétrica do país.

Tabela 1 - As distribuidoras de energia elétrica selecionadas para a pesquisa

| | Empresas | Tipo | Tamanho ¹ | Nome (Data de Privatização) |
|----|-----------------|---------|----------------------|--|
| 1 | AES Sul | Privada | Pequeno | AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A (21/10/97) |
| 2 | Ceb | Pública | Pequeno | Companhia Energética de Brasília |
| 3 | Celesc | Pública | Médio | Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A |
| 4 | Celg | Pública | Pequeno | Centrais Elétricas de Goiás S/A |
| 5 | Celpe | Privada | Pequeno | Companhia Energética de Pernambuco (17/02/00) |
| 6 | Cemat | Privada | Pequeno | Centrais Elétricas Matogrossenses S/A (27/11/97) |
| 7 | Cerj | Privada | Pequeno | Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro (20/11/96) |
| 8 | CFLCL | Privada | Pequeno | Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina |
| 9 | Coelba | Privada | Médio | Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (31/07/97) |
| 10 | Coelce | Privada | Pequeno | Companhia Energética do Ceará (02/04/98) |
| 11 | CPEE | Privada | Pequeno | Companhia Paulista de Energia Elétrica |
| 12 | CPFL | Privada | Grande | Companhia Paulista de Força e Luz (05/11/97) |
| 13 | AES Eletropaulo | Privada | Grande | AES Eletropaulo M. Eletricidade de São Paulo S/A (15/04/98) |
| 14 | EBE | Privada | Grande | Empresa Bandeirante de Energia S/A (17/09/98) |
| 15 | ELEKTRO | Privada | Médio | Elektro Eletricidade e Serviços S/A (16/0/98) |
| 16 | Enersul | Privada | Pequeno | Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A (19/11/97) |
| 17 | Escelsa | Privada | Pequeno | Espírito Santo Centrais Elétricas S/A (11/05/95) |
| 18 | Light | Privada | Grande | Serviços de Eletricidade S/A (21/05/96) |
| 19 | RGE | Privada | Pequeno | Rio Grande Energia S/A (21/10/97) |

Fonte dos Dados: BNDES (2001a)

Nota: 1) Escolheu-se o critério de capacidade de distribuição de energia elétrica, em 2000, para classificar as empresas quanto ao seu tamanho. Ou seja, abaixo de 10TWh, empresa pequena, acima de 10TWh e abaixo de 20TWh, empresa média e acima de 20TWh, empresa grande.

5.3. As variáveis de pesquisa

Embora muitas variáveis sobre a indústria de energia elétrica brasileira tivessem sido levantadas preliminarmente e tivessem sido agregadas no banco de dados da pesquisa (ANEXO A e ANEXO C), somente as variáveis que enquadraram-se com a metodologia DEA (insumos e produtos), foram transcritas no Quadro 4 abaixo e foram utilizadas na análise do desempenho relativo, através da mensuração das eficiências das empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil.

Quadro 4 - As variáveis selecionadas para pesquisa

| Medidas de Eficiência | Variáveis |
|-----------------------|---|
| Eficiência Técnica | energia elétrica vendida (produto) |
| | energia elétrica requerida (insumo) |
| Eficiência Alocativa | receita operacional (produto) |
| | custo operacional controlável (insumo) |
| | custo operacional não controlável (insumo) |

Fonte: Compilação própria

Para as variáveis apresentadas no Quadro 4, destaca-se que:

a) a variável energia elétrica vendida, considerada produto, representa o valor agregado da energia elétrica destinada aos consumidores finais (fornecimento de energia elétrica) e ao sistema interligado (suprimento de energia elétrica para outras concessionárias) pelas distribuidoras de energia elétrica, excluindo-se as perdas de energia elétrica, em GWh;

b) a variável energia elétrica requerida, considerada insumo, representa o valor agregado da energia elétrica comprada junto ao sistema interligado e da geração própria de energia elétrica das distribuidoras de energia elétrica, em GWh;

c) a variável receita operacional, considerada produto, representa o valor agregado da energia elétrica vendida aos consumidores finais (fornecimento de energia elétrica) e ao sistema interligado (suprimento de energia elétrica para outras concessionárias) pelas distribuidoras de energia elétrica, líquida de ICMS, em R\$/MWh;

d) a variável custo operacional controlável, considerada insumo, representa o valor agregado do custo operacional controlável com pessoal, com material e com serviços de terceiros das distribuidoras de energia elétrica, em R\$/MWh;

e) A variável custo operacional não controlável, considerada insumo, representa o valor agregado do custo operacional não controlável com energia elétrica comprada junto ao sistema interligado, depreciação, royalties (encargos com a transmissão de energia elétrica), outros encargos (provisão para devedores duvidosos)

e outras despesas (PIS/PASEP/COFINS, MAE, ONS, ANEEL, etc.) das distribuidoras de energia elétrica, em R\$/MWh.

Destaca-se que a dificuldade enfrentada, sobre a determinação das variáveis representativas a serem empregadas no desenvolvimento deste trabalho, deu-se principalmente pela imensa carência bibliográfica referente à avaliação quantitativa do desempenho relativo de empresas distribuidoras de energia elétrica no país. E apesar de muitas variáveis constarem no banco de dados da pesquisa, algumas foram excluídas da operacionalização computacional da metodologia DEA, seja por insuficiência ou por inconsistência dos dados. Pode se dizer que estas variáveis não apresentaram uma grande representatividade tanto na condição de insumo como na condição de produto, considerando-se o processo produtivo das empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil e a metodologia aplicada.

No entanto, muitas das variáveis excluídas, apresentam informações relevantes e servem perfeitamente à análise dos resultados obtidos pelas medidas de eficiência técnica e de eficiência alocativa, calculados pelo programa computacional *EMS (Efficiency Measurement System)*.

5.4. As medidas de eficiência

Os resultados sobre o desempenho relativo das empresas distribuidoras de energia elétrica apresentados a seguir referem-se,

primeiramente, às medidas de eficiência técnica, posteriormente, às medidas de eficiência alocativa e, por último, às medidas de eficiência econômica, esta resultante do produto entre as duas medidas de eficiência anteriores.

5.4.1. As medidas de eficiência técnica

Para a análise das medidas de eficiência técnica considerou-se, para a aplicação da metodologia DEA, o insumo energia elétrica requerida (GWh) e o produto energia elétrica vendida (GWh). Desse modo, de acordo com os resultados apresentados na Tabela 2, infere-se que as empresas distribuidoras de energia elétrica, entre 1997 e 2000, obtiveram uma variação percentual média anual positiva de 0,24%, em termos de eficiência técnica.

Esta pequena variação percentual média anual positiva de eficiência técnica encontrado para o conjunto das empresas distribuidoras de energia elétrica brasileiras, no período de 1997 a 2000, em parte, explica-se pela redução da perdas médias anuais de energia elétrica.

Constata-se que, entre os anos de 1997 e 2000, ocorreu uma redução de 10,5% na perda média anual de energia elétrica das empresas distribuidoras de energia elétrica brasileiras indústria, dado que esta perda de energia elétrica, em 1997, esta representava 13,42% e em 2000 passou para 12,01%. Os cálculos dos valores apresentados acima sobre a perda média anual de energia elétrica foram elaboradas a partir dos dados básicos do ANEXO A.

Tabela 2 - Medidas de eficiência técnica para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil, 1997-2000

| | Empresas | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | $\Delta\%$ |
|----|--------------------|--------|--------|--------|--------|------------|
| 1 | AES Sul | 0,9351 | 0,9084 | 0,9116 | 0,9416 | 0,2626 |
| 2 | Ceb | 0,9353 | 0,9034 | 0,9303 | 0,9216 | -0,4561 |
| 3 | Celesc | 0,9268 | 0,9320 | 0,9268 | 0,9268 | 0,0010 |
| 4 | Celg | 0,8877 | 0,8941 | 0,8956 | 0,8985 | 0,4042 |
| 5 | Celpe | 0,8412 | 0,8354 | 0,8319 | 0,8368 | -0,1731 |
| 6 | Cemat | 0,8211 | 0,8401 | 0,8448 | 0,8691 | 1,9166 |
| 7 | Cerj | 0,7981 | 0,8396 | 0,8673 | 0,8382 | 1,7146 |
| 8 | CFLCL | 1,0000 | 0,9744 | 0,9645 | 0,9796 | -0,6701 |
| 9 | Coelba | 0,8584 | 0,8658 | 0,8795 | 0,8850 | 1,0233 |
| 10 | Coelce | 0,8782 | 0,8853 | 0,9002 | 0,8854 | 0,2825 |
| 11 | CPEE | 1,0000 | 0,9987 | 0,9941 | 0,9917 | -0,2773 |
| 12 | CPFL | 0,9416 | 0,9355 | 0,9132 | 0,9066 | -1,2514 |
| 13 | AES Eletropaulo | n.d. | 1,0000 | 0,8826 | 1,0000 | 0,7808 |
| 14 | EBE | n.d. | 1,0000 | 0,9132 | 0,9363 | -3,0752 |
| 15 | ELEKTRO | n.d. | 1,0000 | 0,9285 | 0,9217 | -3,9412 |
| 16 | Enersul | 0,8932 | 0,8844 | 0,8727 | 0,8801 | -0,4867 |
| 17 | Escelsa | 0,9164 | 0,9179 | 0,9167 | 0,9124 | -0,1454 |
| 18 | Light | 0,8613 | 0,8734 | 0,8703 | 0,8562 | -0,1901 |
| 19 | RGE | 0,9614 | 0,9083 | 0,8735 | 0,8980 | -2,1832 |
| | Média ² | 0,9035 | 0,9156 | 0,9009 | 0,9098 | 0,2399 |

Fonte de dados: Resultados obtidos a partir do modelo BCC, orientado para o insumo.

Nota: 1) Calculou-se a variação percentual de eficiência técnica para as empresas distribuidoras de energia elétrica, apresentado-as na última coluna desta tabela, a partir das variações percentuais de eficiência técnica entre os períodos de 1997/1998, 1998/1999 e 1999/2000.

2) Calculou-se a variação percentual média anual de eficiência técnica para o conjunto de empresas distribuidoras de energia elétrica, apresentado-a na interseção entre a última coluna e a última linha da tabela, a partir das variações percentuais anuais de eficiência técnica entre os períodos de 1997/1998, 1998/1999 e 1999/2000.

3) Em todos os cálculos anteriores, devido a indisponibilidade de dados básicos das empresas AES Eletropaulo, EBE e Elektro, para o ano de 1997, desprezou-se estas empresas durante a elaboração dos cálculos.

Analisando-se as empresas distribuidoras de energia elétrica tecnicamente eficientes, ver Tabela 2, em conjunto com os retornos de escala, ver Tabela 3, constata-se que as pequenas empresas (CFLCL/97 e CPEE/97), exibiram retornos de escala crescentes (IRS),

apresentam um tamanho inferior ao tamanho mais produtivo. Já a média empresa (ELEKTRO/98), exibiu retornos de escala constantes (CRS), e com apresentou-se com um tamanho produtivo eficiente.

E no que se refere às grandes empresas, algumas empresas (AES Eletropaulo/98 e EBE/98), possuem retornos de escala constantes (CRS), apresentando um tamanho mais produtivo. Enquanto que outra empresa (AES Eletropaulo/00) exibiu retornos de escala decrescentes (DRS) e apresentou-se como exceção, ou seja, apresentou um tamanho produtivo superior ao tamanho mais produtivo.

Destaca-se que esta condição de excepcionalidade (para a AES Eletropaulo/00), poderá ou não ser revertida por esta empresa, uma vez que, em 1998, ela possuía um tamanho produtivo inferior ao tamanho mais produtivo, e em 2000, ela ultrapassou o tamanho mais produtivo.

A partir da amostra, observar-se que entre as empresas distribuidoras de energia elétrica tecnicamente eficientes, as pequenas empresas distribuidoras de energia elétrica exibem retornos de escala crescentes (IRS), com tamanhos inferiores ao tamanho mais produtivo. E as médias e grandes empresas distribuidoras de energia elétrica possuem dos retornos de escala crescentes (CRS), com tamanhos mais produtivos.

Tabela 3 - Retornos de escala, em termos de medidas de eficiência técnica para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil, 1997-2000

| Empresas | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 |
|--------------------|------|------|------|------|
| 1 AES Sul | IRS | IRS | CRS | CRS |
| 2 Ceb | IRS | IRS | IRS | IRS |
| 3 Celesc | CRS | CRS | CRS | CRS |
| 4 Celg | IRS | IRS | IRS | CRS |
| 5 Celpe | CRS | CRS | CRS | CRS |
| 6 Cemat | IRS | IRS | IRS | IRS |
| 7 Cerj | CRS | CRS | CRS | CRS |
| 8 CFLCL | IRS | IRS | IRS | IRS |
| 9 Coelba | CRS | CRS | CRS | CRS |
| 10 Coelce | IRS | IRS | IRS | IRS |
| 11 CPEE | IRS | IRS | IRS | IRS |
| 12 CPFL | CRS | CRS | CRS | CRS |
| 13 AES Eletropaulo | n.d. | CRS | CRS | DRS |
| 14 EBE | n.d. | CRS | CRS | CRS |
| 15 ELEKTRO | n.d. | CRS | CRS | CRS |
| 16 Enersul | IRS | IRS | IRS | IRS |
| 17 Escelsa | IRS | IRS | IRS | CRS |
| 18 Light | CRS | CRS | CRS | CRS |
| 19 RGE | IRS | IRS | IRS | IRS |

Fonte de dados: Resultados obtidos com a aplicação da metodologia DEA a partir dos modelos CCR, BCC e NIRS, orientados para o insumo. Ver ANEXO B.

Nota: 1) Um determinado segmento de uma fronteira de produção pode assumir retornos de escala constante (CRS), crescente (IRS) ou decrescente (DRS).

Agora, analisando-se as empresas distribuidoras de energia elétrica ineficientes, em termos técnicos, a partir de dados mostrados na Tabela 2 e na Tabela 3, observa-se também que as pequenas empresas exibem tanto retornos de escala crescentes (IRS) como retornos de escala constantes (CRS). E que as médias e as grandes empresas distribuidoras de energia elétrica possuem dos retornos de escala constantes (CRS).

E percebe-se que para as pequenas empresas distribuidoras de energia elétrica ineficientes, possuindo retornos de escala crescentes (IRS) e retornos de escala (decrescentes) podem atingir, futuramente, um tamanho mais produtivo. E para as médias e grandes empresas distribuidoras de energia elétrica ineficientes, mesmo com seus retornos de escala constantes (CRS), ainda não apresentaram um tamanho mais produtivo, termos de eficiência técnica.

5.4.2. As medidas de eficiência alocativa

Analisando-se os resultados apresentados na Tabela 4 para as medidas de eficiência alocativa, com a aplicação da metodologia DEA, e considerando-se os insumos custo operacional controlável (R\$/MWh) e custo operacional não controlável (R\$/MWh) e o produto receita operacional (R\$/MWh), observa-se que as empresas distribuidoras de energia elétrica, de 1997 até 2000, obtiveram uma variação obtiveram uma variação percentual média anual positiva de 9,37%, em termos de eficiência alocativa.

Esta variação percentual média anual positiva de eficiência alocativa, observada para o conjunto das empresas distribuidoras de energia elétrica brasileiras, explica-se pela melhoria dos indicadores de qualidade de energia elétrica, o DEC³² e o FEC³³, que embora expliquem a variação percentual média anual positiva de eficiência

³² O indicador de qualidade DEC (duração de interrupção de energia elétrica por consumidor) exprime o espaço de tempo em que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado de fornecimento de energia elétrica, no período de um ano.

³³ O indicador de qualidade FEC (frequência de interrupção de energia elétrica por consumidor) exprime o número de interrupções que, em média cada consumidor do conjunto considerado ficou privado de fornecimento de energia elétrica, no período de um ano.

técnica, melhor expressam a variação percentual média anual positiva eficiência alocativa.

Este fato ocorre porque uma melhoria nos indicadores de qualidade de energia elétrica repercutem diretamente na receita operacional das empresas. Ou seja, menores durações e menores freqüências de interrupções no abastecimento de energia elétrica para os clientes resultam em um aumento na receita operacional para estas empresas.

Para o ano de 1997 os valores médios para DEC e FEC eram de 24,97 e 24,24, respectivamente. E para o ano de 2000, estes valores médios reduziram-se para 16,32 e 15,48, respectivamente. Observa-se uma redução média para ambos os indicadores de 34,64% e 36,13%, respectivamente. Os cálculos dos valores apresentados acima sobre o DEC e o FEC foram elaboradas a partir dos dados do ANEXO C.

Desta forma, percebe-se um aumento da receita operacional, passando de 94,28 R\$/MWh, em 1997 para 119,63 R\$/MWh, em 2000, com uma variação de 26,88%). Além disso, verifica-se também uma redução do custo operacional controlável, passando de 25,64 R\$/MWh, em 1997, para 21,79 R\$/MWh, em 2000, representando assim uma variação de -15,01%.

Porém, contrapondo-se a este tendência de redução de custos, o custo operacional não controlável aumentou, passando de 57,78 R\$/MWh, em 1997, para 74,54 R\$/MWh, em 2000, representando uma variação de 29,00 Os cálculos dos valores apresentados acima foram elaboradas a partir dos dados básicos do ANEXO C.

Tabela 4 - Medidas de eficiência alocativa para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil, 1997-2000

| | Empresas | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | Δ |
|----|-----------------|--------|--------|--------|--------|----------|
| 1 | AES Sul | 0,9318 | 1,0000 | 0,7313 | 1,0000 | 5,7307 |
| 2 | Ceb | 0,5195 | 0,4807 | 0,4462 | 0,5405 | 2,1628 |
| 3 | Celesc | 0,5546 | 0,4644 | 0,4808 | 0,4745 | -4,6810 |
| 4 | Celg | 1,0000 | 1,0000 | 0,4378 | 0,3870 | -22,6078 |
| 5 | Celpe | 0,4689 | 0,5311 | 0,5603 | 0,6497 | 11,5729 |
| 6 | Cemat | 0,2239 | 0,3427 | 0,5597 | 1,0000 | 65,0157 |
| 7 | Cerj | 0,5286 | 0,8389 | 0,5852 | 1,0000 | 33,1140 |
| 8 | CFLCL | 0,5682 | 0,5910 | 0,4853 | 0,6714 | 8,1584 |
| 9 | Coelba | 0,5550 | 0,5993 | 0,7131 | 1,0000 | 22,4012 |
| 10 | Coelce | 0,4000 | 0,4456 | 0,6433 | 0,7379 | 23,4909 |
| 11 | CPEE | 0,6559 | 0,6126 | 0,6613 | 1,0000 | 17,5218 |
| 12 | CPFL | 0,5962 | 0,8016 | 0,9219 | 0,8566 | 14,1253 |
| 13 | AES Eletropaulo | n.d. | 0,7880 | 0,9068 | 0,9409 | 6,2789 |
| 14 | EBE | n.d. | 0,7116 | 0,6604 | 0,8708 | 8,2215 |
| 15 | ELEKTRO | n.d. | 0,5272 | 0,5505 | 0,7656 | 14,4977 |
| 16 | Enersul | 0,2978 | 0,5094 | 0,4766 | 0,6590 | 34,2955 |
| 17 | Escelsa | 1,0000 | 0,9563 | 0,6958 | 0,8837 | -1,5352 |
| 18 | Light | 0,8725 | 0,8675 | 0,8120 | 1,0000 | 5,3940 |
| 19 | RGE | 0,9574 | 0,7469 | 0,9260 | 1,0000 | 3,3279 |
| | Média Anual | 0,6331 | 0,6745 | 0,6450 | 0,8125 | 9,3764 |

Fonte de dados: Resultados obtidos a partir do modelo BCC, orientado para o insumo.

Nota: 1) Calculou-se a variação percentual de eficiência alocativa para as empresas distribuidoras de energia elétrica, apresentado-as na última coluna desta tabela, a partir das variações percentuais de eficiência alocativa entre os períodos de 1997/1998, 1998/1999 e 1999/2000.

2) Calculou-se a variação percentual média anual de eficiência alocativa para o conjunto de empresas distribuidoras de energia elétrica, apresentado-a na interseção entre a última coluna e a última linha da tabela, a partir das variações percentuais anuais de eficiência alocativa entre os períodos de 1997/1998, 1998/1999 e 1999/2000.

3) Em todos os cálculos anteriores, devido a indisponibilidade de dados básicos das empresas AES Eletropaulo, EBE e Elektro, para o ano de 1997, desprezou-se estas empresas durante a elaboração dos cálculos.

Analisando-se as empresas distribuidoras de energia elétrica alocativamente eficientes e seus retornos de escala, apresentados na Tabela 4 e na Tabela 5, respectivamente, observa-se que algumas das pequenas empresas (AES Sul/98, AES Sul/00 e Celg/97),

apresentaram retornos de escala constantes (CRS), representando um tamanho mais produtivo. Por outro lado, outras pequenas empresas (Celg/98, Cemat/00, Cerj/00, CPEE/00 e RGE/00), possuem retornos de escala crescentes (IRS), apresentando um tamanho produtivo abaixo do tamanho mais eficiente. No entanto, uma pequena empresa (Escelsa/97), exibiu retornos de escala decrescentes (DRS), ou seja, possui um tamanho produtivo superior ao tamanho mais produtivo.

Tabela 5 - Retornos de escala das medidas de eficiência alocativa para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil, 1997-2000

| Empresas | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 |
|--------------------|------|------|------|------|
| 1 AES Sul | IRS | CRS | DRS | CRS |
| 2 Ceb | DRS | DRS | IRS | IRS |
| 3 Celesc | DRS | DRS | DRS | DRS |
| 4 Celg | CRS | IRS | IRS | IRS |
| 5 Celpe | DRS | DRS | DRS | IRS |
| 6 Cemat | IRS | IRS | IRS | IRS |
| 7 Cerj | DRS | IRS | IRS | IRS |
| 8 CFLCL | DRS | DRS | IRS | IRS |
| 9 Coelba | DRS | DRS | IRS | IRS |
| 10 Coelce | DRS | DRS | IRS | IRS |
| 11 CPEE | DRS | DRS | DRS | IRS |
| 12 CPFL | DRS | DRS | IRS | IRS |
| 13 AES Eletropaulo | n.d. | DRS | IRS | IRS |
| 14 EBE | n.d. | DRS | DRS | IRS |
| 15 ELEKTRO | n.d. | DRS | IRS | IRS |
| 16 Enersul | DRS | DRS | IRS | IRS |
| 17 Escelsa | DRS | DRS | DRS | DRS |
| 18 Light | DRS | DRS | IRS | IRS |
| 19 RGE | IRS | IRS | IRS | IRS |

Fonte de dados: Resultados obtidos com a aplicação da metodologia DEA a partir dos modelos CCR, BCC e NIRS, orientados para o insumo. Ver ANEXO D.

Nota: 1) Um determinado segmento de uma fronteira de produção pode assumir retornos de escala constante (CRS), crescente (IRS) ou decrescente (DRS).

E analisando-se uma média empresa (Coelba/00), juntamente, com uma grande empresa (Light/00), verifica-se que elas apresentaram retornos de escala crescentes (IRS), ou seja, possuem um tamanho produtivo inferior ao tamanho mais produtivo.

Neste contexto, entre as pequenas empresas distribuidoras de energia elétrica alocativamente eficientes, observa-se a existência de empresas com retornos de escala constantes (CRS) e com retornos de escala crescentes (IRS), salvo a exceção (Escelsa/97), que apresentou retornos de escala decrescentes (DRS). E para a média e a grande empresa, observa-se a existência de retornos de escala crescentes (IRS), indicando um tamanho produtivo inferior ao tamanho mais produtivo.

Por outro lado, analisando-se as empresas distribuidoras de energia elétrica ineficientes, em termos alocativos, de acordo com os dados mostrados na Tabela 4 e na Tabela 5, percebe-se que as pequenas, as médias e as grandes empresas, exibiram retornos de escala decrescentes (DRS), com tamanho produtivo acima do tamanho mais produtivo, e retornos de escala crescentes (IRS), com tamanho produtivo abaixo do tamanho mais produtivo.

E como tendência geral, para todas estas empresas distribuidoras de energia elétrica alocativamente ineficientes, observa-se que a maioria das empresas passaram de uma condição de retornos de escala decrescentes (DRS), gradativamente, até atingirem retornos de escala crescentes (IRS), em 2000.

No entanto, algumas empresas distribuidoras de energia elétrica alocativamente ineficientes não acompanharam tal tendência, como

por exemplo, a Escelsa e a Celesc, que sempre apresentaram retornos de escala decrescentes (DRS), indicando um tamanho produtivo permanentemente superior ao tamanho mais produtivo, o que pode estar vinculado à chamado ineficiência gerencial.

5.4.3. As medidas de eficiência econômica

As medidas de eficiência econômica, na Tabela 6, correspondem ao produto das medidas de eficiência técnica e alocativa do conjunto de empresas distribuidoras de energia elétrica do país.

Destaca-se que o conjunto das empresas distribuidoras de energia elétrica, de 1997 até 2000, obtiveram uma variação percentual média anual positiva de 9,49%, em termos de eficiência econômica.

Esta variação percentual média global anual, em termos de eficiência econômica provém, na maior parte, do ganho em termos de eficiência alocativa apresentado pelas empresas distribuidoras de energia elétrica como um todo, e em menor parte, do ganho em termos de eficiência técnica, apresentado pelas empresas distribuidoras de energia elétrica.

Como observa-se, mediante os dados apresentados na Tabela 6, nenhuma das empresas distribuidoras de energia elétrica pode ser considerada economicamente eficiente, ou seja, todas elas são consideradas ineficientes em termos econômicos, pois nenhuma empresa distribuidora de energia elétrica atingiu a medida de eficiência igual a 1.

Tabela 6 - Medidas de eficiência econômica para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil, 1997-2000

| | Empresas | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | Δ |
|----|-----------------|--------|--------|--------|--------|----------|
| 1 | AES Sul | 0,8713 | 0,9084 | 0,6667 | 0,9416 | 6,30 |
| 2 | Ceb | 0,4859 | 0,4343 | 0,4151 | 0,4981 | 1,65 |
| 3 | Celesc | 0,5140 | 0,4328 | 0,4456 | 0,4398 | -4,72 |
| 4 | Celg | 0,8877 | 0,8941 | 0,3921 | 0,3477 | -22,25 |
| 5 | Celpe | 0,3944 | 0,4437 | 0,4661 | 0,5437 | 11,39 |
| 6 | Cemat | 0,1838 | 0,2879 | 0,4728 | 0,8691 | 68,21 |
| 7 | Cerj | 0,4219 | 0,7043 | 0,5075 | 0,8382 | 34,72 |
| 8 | CFLCL | 0,5682 | 0,5759 | 0,4681 | 0,6577 | 7,71 |
| 9 | Coelba | 0,4764 | 0,5189 | 0,6272 | 0,8850 | 23,63 |
| 10 | Coelce | 0,3513 | 0,3945 | 0,5791 | 0,6533 | 23,97 |
| 11 | CPEE | 0,6559 | 0,6118 | 0,6574 | 0,9917 | 17,19 |
| 12 | CPFL | 0,5614 | 0,7499 | 0,8419 | 0,7766 | 12,70 |
| 13 | AES Eletropaulo | n.d. | 0,7880 | 0,8003 | 0,9409 | 6,38 |
| 14 | EBE | n.d. | 0,7116 | 0,6031 | 0,8153 | 6,65 |
| 15 | ELEKTRO | n.d. | 0,5272 | 0,5111 | 0,7057 | 11,67 |
| 16 | Enersul | 0,2660 | 0,4505 | 0,4159 | 0,5800 | 33,71 |
| 17 | Escelsa | 0,9164 | 0,8778 | 0,6378 | 0,8063 | -1,71 |
| 18 | Light | 0,7515 | 0,7577 | 0,7067 | 0,8562 | 5,08 |
| 19 | RGE | 0,9204 | 0,6784 | 0,8089 | 0,8980 | 1,32 |
| | Média Anual | 0,5767 | 0,6183 | 0,5802 | 0,7392 | 9,49 |

Fonte de dados: Resultados obtidos a partir do produto entre as mediadas de eficiência técnica e alocativa apresentadas nas Tabelas 2 e 4, respectivamente.

Nota: 1) Calculou-se a variação percentual de eficiência econômica para as empresas distribuidoras de energia elétrica, apresentado-as na última coluna desta tabela, a partir das variações percentuais de eficiência econômica entre os períodos de 1997/1998, 1998/1999 e 1999/2000.

2) Calculou-se a variação percentual média anual de eficiência econômica para o conjunto de empresas distribuidoras de energia elétrica, apresentado-a na interseção entre a última coluna e a última linha da tabela, a partir das variações percentuais anuais de eficiência econômica entre os períodos de 1997/1998, 1998/1999 e 1999/2000.

3) Em todos os cálculos anteriores, devido a indisponibilidade de dados básicos das empresas AES Eletropaulo, EBE e Elektro, para o ano de 1997, desprezou-se estas empresas durante a elaboração dos cálculos.

Arbitrariamente, a fim de classificar as empresas distribuidoras de energia elétrica, agrupou-se estas empresas de acordo com as médias das medidas de eficiência econômica, calculadas a partir das

medidas de eficiência econômica das empresas distribuidoras de energia elétrica entre os anos de 1997 e 2000. A classificação apresentada na Tabela 7, pressupõe que a empresa distribuidora de energia elétrica seja fortemente ineficiente, se a média de eficiência econômica for menor que 0,5; e seja fracamente ineficiente, se a média de eficiência econômica for maior que 0,8 e menor ou igual a 1.

Tabela 7 - Classificação arbitrária para a eficiência econômica das distribuidoras energia elétrica no Brasil, 1997-2000

| Empresas | Média das medidas de eficiência econômica | Tipo de classificação |
|--------------------|---|------------------------|
| AES Sul | 0,8470 | fracamente ineficiente |
| AES Eletropaulo | 0,8431 | fracamente ineficiente |
| RGE | 0,8264 | fracamente ineficiente |
| Escelsa | 0,8096 | fracamente ineficiente |
| Light | 0,7680 | |
| CPFL | 0,7324 | |
| CPEE | 0,7292 | |
| EBE | 0,7100 | |
| Celg | 0,6304 | |
| Coelba | 0,6269 | |
| Cerj | 0,6180 | |
| ELEKTRO | 0,5813 | |
| CFLCL | 0,5675 | |
| Coelce | 0,4946 | fortemente ineficiente |
| Celpe | 0,4620 | fortemente ineficiente |
| Ceb | 0,4583 | fortemente ineficiente |
| Celesc | 0,4580 | fortemente ineficiente |
| Cemat | 0,4534 | fortemente ineficiente |
| Enersul | 0,4281 | fortemente ineficiente |
| Média Geral | 0,6339 | |

Fonte de dados: Tabela 6 - Medidas de eficiência econômica para as distribuidoras de energia elétrica do Brasil, 1997-2000.

Nota: 1) Devido a indisponibilidade de dados básicos das empresas AES Eletropaulo, EBE e Elektro, para o ano de 1997, calculou-se as médias das medidas de eficiência econômica destas empresas, entre os anos de 1998 e 2000.

Assim, na parte superior da Tabela 7, têm-se a AES Sul (0,8470), a AES Eletropaulo (0,8431), a RGE (0,8264), a Escelsa (0,8096), todas consideradas empresas distribuidoras de energia elétrica fracamente ineficientes. As empresas distribuidoras de energia elétrica fracamente ineficientes, em termos econômicos, apresentam tal condição devido às suas medidas de eficiência técnica e/ou medidas de eficiência alocativa serem próximas ou, senão, iguais ao valor unitário. Além disso, observa-se neste grupo de empresas distribuidoras de energia elétrica, três empresas de pequeno porte e duas empresas de grande porte, e todas empresas de iniciativa privada.

No outro extremo da Tabela 7, apresentam-se as empresas fortemente ineficientes, entre as quais: a elas a Coelce (0,4946), a Celpe (0,4620), a Ceb (0,4583), a Celesc (0,4580), Cemat (0,4534) e a Enersul (0,4281). A condição para que estas empresas distribuidoras de energia elétrica serem fortemente ineficientes resultam de medidas de eficiência técnica e alocativa afastadas do valor unitário. E neste grupo de empresas distribuidoras de energia elétrica fortemente ineficientes, encontram-se cinco empresas de porte pequeno, e uma empresa de médio porte, a Celesc. Além do mais, observa-se também que apresentam-se duas empresas públicas, de um total de três que compõem o conjunto de distribuidoras de energia elétrica.

E as empresas distribuidoras de energia elétrica que não tiveram uma definição quanto ao tipo de classificação possuem uma situação de ineficiência intermediária, e que dependendo dos critérios de classificação, poderiam sofrer modificações quanto ao tipo de classificação.

6. CONCLUSÃO

As profundas transformações econômicas que vêm ocorrendo nas indústrias de infra-estrutura do Brasil, em especial na indústria de energia elétrica brasileira, num contexto geral, introduziram novos condicionantes econômicos que visam o alcance da eficiência econômica, como por exemplo, o crescente movimento em torno do processo de privatização³⁴, a implantação de um aparato regulatório e a criação de um ambiente competição para a indústria de energia elétrica.

Na indústria de energia elétrica brasileira, que seguiu o exemplo do processo de reestruturação da indústria de energia elétrica inglesa, apesar de que, na opinião de muitos analistas, este processo deveria ter seguido o exemplo do processo de reestruturação da indústria de energia elétrica norueguesa, dado as semelhanças da fonte de geração hidráulica, a introdução destes condicionantes econômicos, por sua vez, determinaram a modificação do modelo estrutura-conduta-desempenho existente na indústria de energia elétrica do país.

Ou seja, com a implementação do processo de reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira, seguindo a proposta recomendada pela consultoria Coopers & Lybrand, por parte do governo brasileiro, observou-se modificações no seu modelo

³⁴ Entretanto, como relata Gomes (1998), a idéia comumente veiculada de que a privatização, *de per si*, levaria à eficiência econômica das empresas não representa a realidade e tem sido alvo de muitas críticas. As privatizações, como a própria autora afirmou, juntamente com os mecanismos de regulação e o grau de competição dos mercados podem formar inúmeras combinações possíveis dentro de um processo de reestruturação de uma atividade econômica.

estrutura-conduta-desempenho³⁵. Como resultado deste processo de reestruturação verificou-se uma nova estrutura para o setor elétrico, que tende a influenciar a conduta das empresas e, que por sua vez, tende a interferir no desempenho das empresas.

De acordo com os critérios de eficiência técnica, de eficiência alocativa e de eficiência econômica, a partir da amostra analisada, o processo de reestruturação da indústria de energia elétrica influenciou positivamente a gestão dos recursos das empresas distribuidoras de energia brasileiras.

Destaca-se que esta influência positiva do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, dá-se no sentido de uma redução de ineficiência econômica, durante o período analisado. Esta redução da ineficiência econômica resultou, principalmente, da redução da ineficiência alocativa, visto que observa-se uma pequena redução da ineficiência técnica para as empresas distribuidoras de energia elétrica.

Entre as estratégias que permitiram a redução da ineficiência econômica alocativa, para as empresas distribuidoras de energia elétrica, destaca-se a melhoria dos indicadores de qualidade de energia elétrica (DEC e FEC) para o período 1997/2000.

A redução média de 34,64% na duração do tempo de interrupção por consumidor (DEC) e a redução média de 36,13% na frequência de interrupção por consumidor (FEC), refletiram-se, de forma positiva,

³⁵ Assim, segundo Theotônio (1999), este novo modelo ECD, de fato, tem medidas concretas que afetam a estrutura da indústria de energia elétrica, na medida que impõe normas específicas para limitação do poder de mercado de empresas geradoras e distribuidoras de energia elétrica, obriga a desverticalização das empresas verticalmente integradas e dispõe de instrumentos regulamentares que, praticamente, elimina as barreiras à entrada de novas empresas, sobretudo nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica.

na redução da ineficiência alocativa das empresas distribuidoras de energia elétrica, uma vez que contribuíram com o aumento de 26,88% da receita operacional das empresas distribuidoras de energia elétrica.

Além disso, observou-se uma redução de 15,01% nos custos operacionais controláveis, contribuindo na redução da ineficiência alocativa, e um aumento de 29,00% nos custos operacionais não controláveis, contribuindo negativamente para a redução da ineficiência alocativa.

Desta forma, conclui-se que a perspectiva estratégica de redução da ineficiência econômica, observada, no curto prazo, para empresas distribuidoras de energia elétrica brasileiras, foi sustentada pela redução da ineficiência alocativa. Essa estratégia deve ser repensada, no longo prazo, considerando-se a necessidade de investimentos em inovações tecnológicas.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BADIN, N. T. **Avaliação da produtividade de supermercados e seu benchmarking**. Florianópolis, SC. 1997. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1997.

BAIN, J. S. **Organización industrial**. Barcelona. Omega, 1963. 679p.

BELLONI, J. A. **Avaliação da eficiência produtiva de universidades federais brasileiras: uma aplicação de análise por envoltória de dados**. Florianópolis, SC. 1999. 99f. Projeto de Pesquisa (Exame de Qualificação para Doutorado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

BEM, J. S. de. Estrutura, conduta e desempenho de mercado das indústrias. **Análise**. v. 5, n. 1, p. 523-538, 1991.

BNDES. Setor elétrico: ranking 97, volume I. **Cadernos de infraestrutura BNDES**, Rio de Janeiro, 1998a.

_____. Setor elétrico: perfil das maiores empresas, volume II. **Cadernos de infra-estrutura BNDES**, Rio de Janeiro, 1998b.

_____. Setor elétrico: ranking 1998, volume I. **Cadernos de infra-estrutura BNDES**, Rio de Janeiro, 1999a.

_____. Setor elétrico: perfil das maiores empresas, volume II. **Cadernos de infra-estrutura BNDES**, Rio de Janeiro, 1999b.

_____. Setor elétrico: ranking 1999, volume I. **Cadernos de infra-estrutura BNDES**, Rio de Janeiro, 2000a.

_____. Setor elétrico: perfil das maiores empresas, volume II. **Cadernos de infra-estrutura BNDES**, Rio de Janeiro, 2000b.

_____. Setor elétrico: ranking 2000, volume I. **Cadernos de infra-estrutura BNDES**, Rio de Janeiro, 2001a.

_____. Setor elétrico: perfil das maiores empresas, volume II. **Cadernos de infra-estrutura BNDES**, Rio de Janeiro, 2001b.

BORENSTEIN, C. R., CAMARGO, C. C. de B., CUNHA, C. J. C. A., et al. **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre. Sagra-Luzzatto, 1999. 280p.

FARINA, E. M. M. & SCHEMBRI, A. Desregulamentação: a experiência norte-americana. **Pesquisa e Planejamento Econômico**. v. 20, n. 2, p. 325-352, 1990.

GIL, A. C. **Técnicas de pesquisa em economia**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 1990. cap. 1 e 2, p. 15-49.

GOMES, A. A. C. **A reestruturação das indústrias de rede**: uma avaliação do setor elétrico brasileiro. Florianópolis, SC. 1998. 135f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1998.

KON, A. **Economia Industrial**. São Paulo: Nobel, 1994. 212p.

LANZER, E. A. *et alii*. Indicadores de desempenho técnico de uma empresa de confecções, frente a implantação de inovações tecnológicas, 1998. Disponível em: <<http://www.compliance.com.br/artigos.htm>>. Acesso em: mai. 2001.

LOVELL, C. A. K. Production frontiers and productive efficiency. In: FRIED, H. O. *et alii*. **The measurement of productive efficiency: techniques and applications**. New York: Oxford University Press, 1993. cap.1, p. 1-55.

MARION FILHO, P. J. **A evolução e a organização recente da indústria de móveis nos estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul**. Piracicaba, SP. 1997. 147f. Tese (Doutorado em Economia Aplicada) - Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz". Universidade de São Paulo, São Paulo, 1997.

MIRANDA, L. C. *et alii*. Sistema de custeio em empresas de energia elétrica desverticalizadas em um mercado competitivo, 2000.

Disponível em: <<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras>>.

Acesso em: abr. 2001.

NEVES, J.C.S. **Aplicação de análise envoltória de dados (DEA) para avaliação de fornecedores**. Rio de Janeiro, RJ. 2000.

Dissertação (Mestrado em Ciências: Sistemas e Computação) -

Instituto Militar de Engenharia (IME), Rio de Janeiro, 2000.

NORMAN, M. & STOCKER, B. **Data envelopment analysis the assessment of performance**. Chichester, England: John Wiley & Sons, 1991.

OLIVEIRA, A. *et alii*. **Setor Elétrico**. Brasília: IPEA, 1997.128p.

OLIVEIRA, C. A. C. N. V. de. **O surgimento das estruturas híbridas de governança na indústria de energia elétrica no Brasil:**

a abordagem institucional da economia dos custos de transação.

Florianópolis, SC. 1998. Dissertação (Mestrado em Economia) -

Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1998.

PAREDES, E. B. **Análise de componentes principais e**

procedimento de Norman e Stocker. Florianópolis, SC. 1999.

Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade

Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

PINDYCK, R. S. & RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**. São Paulo: Makron Books, 1994. 968p.

PINTO JÚNIOR, H. Q. O papel das inovações financeiras e a entrada do capital privado: as mutações do contexto de financiamento da indústria de energia elétrica brasileira. In: BORENSTEIN, C. R. (Org.). **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre. Sagra-Luzzatto, 1999. cap. 8, p. 159-180.

PIRES, J.C.L. Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro. Rio de Janeiro. **Textos para Discussão BNDES**. n. 76, 2000. 45p.

PIRES, J.C.L. & PICCININI, M. S. Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro. Rio de Janeiro. **Textos para Discussão BNDES**. n. 64, 1998. 56p.

PONTES, J. R. A indústria de energia elétrica no Brasil: causas fundamentais de sua reestruturação. In: BORENSTEIN, C. R. (Org.). **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre. Sagra-Luzzatto, 1999. cap. 2, p. 33-53.

_____. **A indústria de energia elétrica no Brasil: causas fundamentais de sua reestruturação**. Florianópolis, SC. 1998. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1998.

POSSAS, M. L. **Estrutura de mercado em oligopólio**. 2. ed. São Paulo: Hucitec, 1990. 191p.

POSSAS, M. L. *et alii* Regulação da concorrência nos setores de infra-estrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual. In: REZENDE, F. & DE PAULA, T. B.(Coord.). **Infra-estrutura e perspectivas de reorganização - regulação**. Brasília. IPEA, 1997. cap. 3, p. 81-114.

SANTANA, E. A. de. & GOMES, A. A. C. A reestruturação das indústrias de rede: uma avaliação do setor elétrico brasileiro. In: BORENSTEIN, C. R. (Org.). **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre. Sagra-Luzzatto, 1999. cap. 4, p. 73-93.

SANTANA, E. A. de. & OLIVEIRA, C. N. V. de O. Regulação e coordenação: duas fontes de ineficiência da indústria de energia elétrica. In: BORENSTEIN, C. R. (Org.). **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre. Sagra-Luzzatto, 1999a. cap. 3, p. 57-72.

_____. A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica do Brasil. In: BORENSTEIN, C. R. (Org.). **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre. Sagra-Luzzatto, 1999b. cap. 5, p. 95-123.

SCHERER, F. M. & ROSS, D. **Industrial marketing structure and economic performance**. 3. ed. Chicago: Rand McNally, 1990. cap. 1, p. 1-13.

SEIFORD, L.M. & ZHU, J. An investigation of returns to scale in data envelopment analysis. **The International Journal of Management Science**.n. 27, p.1-11, 1999.

SILVA, E. L da. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Porto Alegre: Sagra-Luzzatto, 2001. 183p.

SILVA, E. L. & MENEZES, E. M. Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação do programa de pós-graduação em engenharia de produção da universidade federal de santa catarina, 2001. Disponível em: <<http://www.eps.ufsc.br>>. Acesso em: jun. 2001.

THEIS, I. M. **Crescimento econômico e demanda de energia no Brasil**. Florianópolis/Blumenau: UFSC/FURB, 1990. 206p.

THEOTÔNIO, R. da C. R. **Princípio de análise da reforma do setor elétrico**: um estudo comparativo. Florianópolis, SC. 1999. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA. Pró-Reitoria de Pós-Graduação e Pesquisa. **Estrutura e apresentação de monografias, dissertações e teses**. 5. ed. Santa Maria, 2000. 73p.

VINHAES, E. A. S. **A reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira**: uma avaliação da possibilidade de competição através da teoria de mercados contestáveis. Florianópolis, SC. 1999. 120f. Dissertação (Mestrado em Economia) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

ANEXOS

ANEXO A - Banco de dados: eficiência técnica

| DMU's | Energia elétrica vendida (GWh) | Energia elétrica requerida (GWh) | Perdas (%) | Consumidor/Empregado | Consumo médio residencial (MWh/consumidor) | Consumo médio industrial (MWh/consumidor) | DEC (número de horas) | FEC (número de interrupções) | Energia elétrica vendida/empregado (MWh/empregado) |
|------------|--------------------------------|----------------------------------|------------|----------------------|--|---|-----------------------|------------------------------|--|
| AES Sul 97 | 2.291,15 | 2.520,26 | 10,00 | 1.131,00 | 0,82 | 66,00 | 23,13 | 27,22 | 3.109,00 |
| AES Sul 98 | 6.352,54 | 6.994,15 | 10,10 | 919,00 | 2,17 | 172,00 | 17,53 | 19,98 | 6.780,00 |
| AES Sul 99 | 6.842,01 | 7.505,69 | 9,70 | 1.253,00 | 2,17 | 177,00 | 18,26 | 17,10 | 9.529,00 |
| AES Sul 00 | 7.389,67 | 7.847,83 | 6,20 | 1.168,00 | 2,20 | 196,00 | 24,46 | 18,60 | 9.330,00 |
| Ceb 97 | 3.224,49 | 3.501,80 | 8,60 | 359,00 | 3,04 | 165,00 | 20,12 | 23,10 | 2.389,00 |
| Ceb 98 | 3.447,67 | 3.868,28 | 12,20 | 364,00 | 3,08 | 173,00 | 17,70 | 21,09 | 2.468,00 |
| Ceb 99 | 3.625,75 | 3.944,81 | 8,80 | 397,00 | 3,09 | 193,00 | 15,20 | 16,48 | 2.708,00 |
| Ceb 00 | 3.922,94 | 4.299,54 | 9,60 | 425,00 | 3,07 | 216,00 | 14,40 | 14,35 | 2.988,00 |
| Celesc 97 | 10.348,67 | 11.166,21 | 7,90 | 305,00 | 2,21 | 108,00 | 29,71 | 19,25 | 2.050,00 |
| Celesc 98 | 10.811,45 | 11.600,68 | 7,30 | 351,00 | 2,25 | 111,00 | 30,86 | 19,10 | 2.407,00 |
| Celesc 99 | 11.362,42 | 12.260,05 | 7,90 | 366,00 | 2,26 | 111,00 | 25,38 | 17,09 | 2.498,00 |
| Celesc 00 | 12.203,60 | 13.167,68 | 7,90 | 386,00 | 2,24 | 110,00 | 21,95 | 17,90 | 2.709,00 |
| Celg 97 | 5.628,33 | 6.354,39 | 12,90 | 505,00 | 1,81 | 123,00 | 13,95 | 12,82 | 2.179,00 |
| Celg 98 | 5.897,71 | 6.605,43 | 12,00 | 567,00 | 1,84 | 108,00 | 27,07 | 32,12 | 2.414,00 |
| Celg 99 | 6.248,85 | 6.979,97 | 11,70 | 607,00 | 1,82 | 106,00 | 22,16 | 26,64 | 2.584,00 |
| Celg 00 | 6.588,59 | 7.333,10 | 11,30 | 647,00 | 1,79 | 110,00 | 21,83 | 23,89 | 2.764,00 |
| Celpe 97 | 6.590,46 | 7.834,73 | 18,88 | 429,00 | 1,54 | 151,00 | 18,39 | 16,33 | 1.637,00 |
| Celpe 98 | 7.018,29 | 8.400,89 | 19,70 | 558,00 | 1,58 | 147,00 | 14,32 | 13,70 | 2.180,00 |
| Celpe 99 | 7.104,08 | 8.539,11 | 20,20 | 621,00 | 1,52 | 168,00 | 15,46 | 16,41 | 2.321,00 |
| Celpe 00 | 7.533,16 | 9.002,13 | 19,50 | 927,00 | 1,52 | 174,00 | 16,36 | 15,34 | 3.491,00 |
| Cemat 97 | 2.411,44 | 3.014,29 | 25,00 | 324,00 | 2,52 | 78,00 | 60,07 | 83,23 | 1.568,00 |
| Cemat 98 | 2.718,74 | 3.305,98 | 21,60 | 388,00 | 2,68 | 93,00 | 47,99 | 75,40 | 2.041,00 |
| Cemat 99 | 2.870,80 | 3.465,05 | 20,70 | 362,00 | 2,60 | 98,00 | 42,96 | 64,41 | 1.928,00 |
| Cemat 00 | 3.199,95 | 3.740,74 | 16,90 | 358,00 | 2,51 | 100,00 | 29,22 | 39,80 | 1.979,00 |

continuação ANEXO A

| | | | | | | | | | |
|--------------------|-----------|-----------|-------|----------|------|--------|-------|-------|----------|
| Cerj 97 | 6.424,04 | 8.049,32 | 25,30 | 586,00 | 1,32 | 283,00 | 47,96 | 40,89 | 2.808,00 |
| Cerj 98 | 7.208,00 | 8.584,73 | 19,10 | 765,00 | 1,97 | 278,00 | 31,15 | 29,79 | 3.800,00 |
| Cerj 99 | 7.694,35 | 8.871,58 | 15,30 | 875,00 | 2,36 | 295,00 | 25,67 | 25,31 | 4.318,00 |
| Cerj 00 | 7.656,52 | 9.134,23 | 19,30 | 1.128,00 | 2,30 | 288,00 | 16,67 | 21,47 | 5.461,00 |
| CFLCL 97 | 811,60 | 908,99 | 12,00 | 325,00 | 1,70 | 71,00 | 9,26 | 18,46 | 1.084,00 |
| CFLCL 98 | 877,07 | 994,60 | 13,40 | 341,00 | 1,75 | 76,00 | 8,42 | 14,09 | 1.261,00 |
| CFLCL 99 | 938,40 | 1.063,20 | 13,30 | 360,00 | 1,72 | 82,00 | 10,62 | 11,65 | 1.349,00 |
| CFLCL 00 | 1.036,71 | 1.145,56 | 10,50 | 362,00 | 1,69 | 90,00 | 8,70 | 11,86 | 1.422,00 |
| Coelba 97 | 8.405,88 | 9.792,85 | 16,50 | 593,00 | 1,34 | 163,00 | 31,56 | 15,74 | 2.102,00 |
| Coelba 98 | 9.117,82 | 10.531,09 | 15,50 | 692,00 | 1,39 | 155,00 | 32,55 | 18,04 | 2.464,00 |
| Coelba 99 | 9.141,91 | 10.394,36 | 13,70 | 810,00 | 1,37 | 136,00 | 24,99 | 14,38 | 2.754,00 |
| Coelba 00 | 9.929,13 | 11.219,92 | 13,00 | 980,00 | 1,34 | 148,00 | 24,91 | 11,68 | 3.359,00 |
| Coelce 97 | 4.756,37 | 5.446,04 | 14,50 | 488,00 | 1,39 | 186,00 | 33,56 | 34,09 | 1.664,00 |
| Coelce 98 | 5.376,83 | 6.091,94 | 13,30 | 822,00 | 1,46 | 198,00 | 22,83 | 26,88 | 2.593,00 |
| Coelce 99 | 5.708,47 | 6.353,52 | 11,30 | 843,00 | 1,38 | 209,00 | 27,03 | 25,66 | 2.911,00 |
| Coelce 00 | 5.885,76 | 6.656,79 | 13,10 | 1.128,00 | 1,30 | 218,00 | 36,03 | 31,75 | 3.690,00 |
| CPEE 97 | 936,81 | 1.023,93 | 9,30 | 235,00 | 2,18 | 165,00 | 11,46 | 10,92 | 1.694,00 |
| CPEE 98 | 995,22 | 1.082,80 | 8,80 | 276,00 | 2,23 | 168,00 | 8,75 | 6,73 | 2.031,00 |
| CPEE 99 | 1.103,21 | 1.194,77 | 8,30 | 317,00 | 2,26 | 180,00 | 13,56 | 10,58 | 2.496,00 |
| CPEE 00 | 1.147,28 | 1.241,36 | 8,20 | 362,00 | 2,25 | 192,00 | 7,78 | 8,33 | 2.840,00 |
| CPFL 97 | 18.054,08 | 19.173,43 | 6,20 | 438,00 | 2,49 | 151,00 | 8,63 | 6,53 | 3.231,00 |
| CPFL 98 | 18.731,64 | 20.024,12 | 6,90 | 572,00 | 2,51 | 150,00 | 8,54 | 7,15 | 4.236,00 |
| CPFL 99 | 19.053,35 | 20.863,42 | 9,50 | 629,00 | 2,44 | 161,00 | 7,67 | 7,84 | 4.563,00 |
| CPFL 00 | 20.246,89 | 22.332,32 | 10,30 | 937,00 | 2,44 | 167,00 | 6,84 | 5,73 | 6.917,00 |
| AES Eletropaulo 98 | 35.577,84 | 35.577,84 | 0,00 | 574,00 | 3,10 | 243,00 | 19,13 | 10,72 | 4.640,00 |
| AES Eletropaulo 99 | 35.400,51 | 40.108,78 | 13,30 | 672,00 | 3,10 | 237,00 | 20,29 | 11,26 | 5.327,00 |
| AES Eletropaulo 00 | 37.424,04 | 42.364,02 | 13,20 | 791,00 | 3,05 | 258,00 | 11,87 | 9,14 | 6.396,00 |
| EBE 98 | 22.973,63 | 22.973,63 | 0,00 | 456,00 | 2,61 | 813,00 | 16,29 | 13,83 | 5.177,00 |
| EBE 99 | 23.429,41 | 25.655,20 | 9,50 | 641,00 | 2,60 | 702,00 | 13,49 | 11,43 | 6.771,00 |
| EBE 00 | 24.888,28 | 26.580,68 | 6,80 | 775,00 | 2,52 | 692,00 | 9,63 | 9,39 | 8.892,00 |
| Elektro 98 | 6.406,71 | 6.406,71 | 0,00 | 551,00 | 1,23 | 116,00 | 11,01 | 8,94 | 2.324,00 |
| Elektro 99 | 10.766,94 | 11.596,00 | 7,70 | 634,00 | 2,19 | 186,00 | 11,99 | 9,55 | 4.328,00 |
| Elektro 00 | 12.274,68 | 13.318,02 | 8,50 | 724,00 | 2,13 | 196,00 | 9,86 | 8,15 | 5.446,00 |

Continuação ANEXO A

| | | | | | | | | | |
|------------|-----------|-----------|-------|----------|------|--------|-------|-------|----------|
| Enersul 97 | 2.525,28 | 2.896,49 | 14,70 | 327,00 | 2,24 | 113,00 | 23,03 | 18,14 | 1.719,00 |
| Enersul 98 | 2.543,87 | 2.945,80 | 15,80 | 462,00 | 2,20 | 100,00 | 18,54 | 16,30 | 2.375,00 |
| Enersul 99 | 2.633,76 | 3.086,77 | 17,20 | 493,00 | 2,18 | 102,00 | 17,18 | 14,57 | 2.482,00 |
| Enersul 00 | 2.836,42 | 3.287,41 | 15,90 | 529,00 | 2,18 | 124,00 | 12,87 | 13,69 | 2.775,00 |
| Escelsa 97 | 5.801,90 | 6.341,48 | 9,30 | 472,00 | 2,18 | 295,00 | 22,14 | 16,86 | 3.644,00 |
| Escelsa 98 | 6.196,22 | 6.753,88 | 9,00 | 502,00 | 2,19 | 296,00 | 17,90 | 15,34 | 3.937,00 |
| Escelsa 99 | 6.348,42 | 6.926,13 | 9,10 | 523,00 | 2,08 | 294,00 | 18,69 | 14,34 | 3.829,00 |
| Escelsa 00 | 6.779,60 | 7.430,44 | 9,60 | 575,00 | 2,01 | 319,00 | 13,86 | 12,63 | 4.505,00 |
| Light 97 | 22.900,98 | 26.588,03 | 16,10 | 442,00 | 2,77 | 492,00 | 16,60 | 14,69 | 3.599,00 |
| Light 98 | 23.653,29 | 27.083,02 | 14,50 | 422,00 | 2,93 | 485,00 | 15,14 | 14,37 | 3.459,00 |
| Light 99 | 23.788,63 | 27.333,14 | 14,90 | 500,00 | 2,82 | 501,00 | 10,44 | 9,82 | 3.970,00 |
| Light 00 | 23.802,30 | 27.801,09 | 16,80 | 649,00 | 2,56 | 456,00 | 6,89 | 6,66 | 4.655,00 |
| RGE 97 | 2.024,84 | 2.178,73 | 7,60 | 1.371,00 | 0,80 | 31,00 | 30,00 | 29,62 | 3.189,00 |
| RGE 98 | 5.213,00 | 5.760,37 | 10,50 | 622,00 | 2,03 | 75,00 | 22,24 | 21,09 | 3.598,00 |
| RGE 99 | 5.469,00 | 6.278,41 | 14,80 | 638,00 | 2,01 | 77,00 | 17,15 | 18,27 | 3.723,00 |
| RGE 00 | 5.933,00 | 6.615,30 | 11,50 | 646,80 | 2,02 | 88,00 | 15,95 | 13,80 | 3.993,00 |

Fonte de dados: BNDES (1998-2001)

ANEXO B - Retorno de escala das empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil e as medidas de eficiência técnica dos modelos DEA

| DMU's | CCR q^* | BCC b^* | NIRS f^* | RTS |
|------------|-----------|-----------|------------|-----|
| AES Sul 97 | 0,9091 | 0,9351 | 0,9091 | IRS |
| AES Sul 98 | 0,9083 | 0,9084 | 0,9083 | IRS |
| AES Sul 99 | 0,9116 | 0,9116 | 0,9116 | CRS |
| AES Sul 00 | 0,9416 | 0,9416 | 0,9416 | CRS |
| Ceb 97 | 0,9208 | 0,9353 | 0,9208 | IRS |
| Ceb 98 | 0,8913 | 0,9034 | 0,8913 | IRS |
| Ceb 99 | 0,9191 | 0,9303 | 0,9191 | IRS |
| Ceb 00 | 0,9124 | 0,9216 | 0,9124 | IRS |
| Celesc 97 | 0,9268 | 0,9268 | 0,9268 | CRS |
| Celesc 98 | 0,9320 | 0,9320 | 0,9320 | CRS |
| Celesc 99 | 0,9268 | 0,9268 | 0,9268 | CRS |
| Celesc 00 | 0,9268 | 0,9268 | 0,9268 | CRS |
| Celg 97 | 0,8857 | 0,8877 | 0,8857 | IRS |
| Celg 98 | 0,8929 | 0,8941 | 0,8929 | IRS |
| Celg 99 | 0,8953 | 0,8956 | 0,8953 | IRS |
| Celg 00 | 0,8985 | 0,8985 | 0,8985 | CRS |
| Celpe 97 | 0,8412 | 0,8412 | 0,8412 | CRS |
| Celpe 98 | 0,8354 | 0,8354 | 0,8354 | CRS |
| Celpe 99 | 0,8319 | 0,8319 | 0,8319 | CRS |
| Celpe 00 | 0,8368 | 0,8368 | 0,8368 | CRS |
| Cemat 97 | 0,8000 | 0,8211 | 0,8000 | IRS |
| Cemat 98 | 0,8224 | 0,8401 | 0,8224 | IRS |
| Cemat 99 | 0,8285 | 0,8448 | 0,8285 | IRS |
| Cemat 00 | 0,8554 | 0,8691 | 0,8554 | IRS |
| Cerj 97 | 0,7981 | 0,7981 | 0,7981 | CRS |
| Cerj 98 | 0,8396 | 0,8396 | 0,8396 | CRS |
| Cerj 99 | 0,8673 | 0,8673 | 0,8673 | CRS |
| Cerj 00 | 0,8382 | 0,8382 | 0,8382 | CRS |
| CFLCL 97 | 0,8929 | 1,0000 | 0,8929 | IRS |
| CFLCL 98 | 0,8818 | 0,9744 | 0,8818 | IRS |
| CFLCL 99 | 0,8826 | 0,9645 | 0,8826 | IRS |
| CFLCL 00 | 0,9050 | 0,9796 | 0,9050 | IRS |
| Coelba 97 | 0,8584 | 0,8584 | 0,8584 | CRS |
| Coelba 98 | 0,8658 | 0,8658 | 0,8658 | CRS |
| Coelba 99 | 0,8795 | 0,8795 | 0,8795 | CRS |
| Coelba 00 | 0,8850 | 0,8850 | 0,8850 | CRS |

continuação ANEXO B

| | | | | |
|--------------------|--------|--------|--------|-----|
| Coelce 97 | 0,8734 | 0,8782 | 0,8734 | IRS |
| Coelce 98 | 0,8826 | 0,8853 | 0,8826 | IRS |
| Coelce 99 | 0,8985 | 0,9002 | 0,8985 | IRS |
| Coelce 00 | 0,8842 | 0,8854 | 0,8842 | IRS |
| CPEE 97 | 0,9149 | 1,0000 | 0,9149 | IRS |
| CPEE 98 | 0,9191 | 0,9987 | 0,9191 | IRS |
| CPEE 99 | 0,9234 | 0,9941 | 0,9234 | IRS |
| CPEE 00 | 0,9242 | 0,9917 | 0,9242 | IRS |
| CPFL 97 | 0,9416 | 0,9416 | 0,9416 | CRS |
| CPFL 98 | 0,9355 | 0,9355 | 0,9355 | CRS |
| CPFL 99 | 0,9132 | 0,9132 | 0,9132 | CRS |
| CPFL 00 | 0,9066 | 0,9066 | 0,9066 | CRS |
| AES Eletropaulo 98 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | CRS |
| AES Eletropaulo 99 | 0,8826 | 0,8826 | 0,8826 | CRS |
| AES Eletropaulo 00 | 0,8834 | 1,0000 | 1,0000 | DRS |
| EBE 98 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | CRS |
| EBE 99 | 0,9132 | 0,9132 | 0,9132 | CRS |
| EBE 00 | 0,9363 | 0,9363 | 0,9363 | CRS |
| Elektro 98 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | CRS |
| Elektro 99 | 0,9285 | 0,9285 | 0,9285 | CRS |
| Elektro 00 | 0,9217 | 0,9217 | 0,9217 | CRS |
| Enersul 97 | 0,8718 | 0,8932 | 0,8718 | IRS |
| Enersul 98 | 0,8636 | 0,8844 | 0,8636 | IRS |
| Enersul 99 | 0,8532 | 0,8727 | 0,8532 | IRS |
| Enersul 00 | 0,8628 | 0,8801 | 0,8628 | IRS |
| Escelsa 97 | 0,9149 | 0,9164 | 0,9149 | IRS |
| Escelsa 98 | 0,9174 | 0,9179 | 0,9174 | IRS |
| Escelsa 99 | 0,9166 | 0,9167 | 0,9166 | IRS |
| Escelsa 00 | 0,9124 | 0,9124 | 0,9124 | CRS |
| Light 97 | 0,8613 | 0,8613 | 0,8613 | CRS |
| Light 98 | 0,8734 | 0,8734 | 0,8734 | CRS |
| Light 99 | 0,8703 | 0,8703 | 0,8703 | CRS |
| Light 00 | 0,8562 | 0,8562 | 0,8562 | CRS |
| RGE 97 | 0,9294 | 0,9614 | 0,9294 | IRS |
| RGE 98 | 0,9050 | 0,9083 | 0,9050 | IRS |
| RGE 99 | 0,8711 | 0,8735 | 0,8711 | IRS |
| RGE 00 | 0,8969 | 0,8980 | 0,8969 | IRS |

Fonte de dados: Resultados obtidos com a aplicação da metodologia DEA a partir dos modelos CCR, BCC e NIRS, orientados para o insumo.

ANEXO C - Banco de dados: eficiência alocativa

| DMU's | Receita Operacional (R\$/MWh) | Custo Operacional Não Controlável (R\$/MWh) | Custo Operacional Controlável (R\$/MWh) | Pessoal (R\$/MWh) | Material (R\$/MWh) | Serviços Terceiros (R\$/MWh) | Energia Elétrica Comprada (R\$/MWh) | Depreciação (R\$/MWh) | Royalties (R\$/MWh) | Outros Encargos (R\$/MWh) | Outras Despesas (R\$/MWh) |
|------------|-------------------------------|---|---|-------------------|--------------------|------------------------------|-------------------------------------|-----------------------|---------------------|---------------------------|---------------------------|
| AES Sul 97 | 105,85 | 137,24 | 11,70 | 7,55 | 0,62 | 3,53 | 54,32 | 5,41 | 0,00 | 0,00 | 77,51 |
| AES Sul 98 | 91,99 | 64,66 | 9,20 | 3,20 | 0,66 | 5,34 | 46,26 | 4,96 | 0,00 | 0,00 | 13,44 |
| AES Sul 99 | 97,99 | 62,71 | 15,38 | 8,95 | 0,57 | 5,86 | 45,79 | 8,35 | 7,00 | -1,81 | 3,38 |
| AES Sul 00 | 109,78 | 70,22 | 11,39 | 4,27 | 0,56 | 6,56 | 55,63 | 12,00 | 6,77 | -5,67 | 1,49 |
| Ceb 97 | 98,64 | 51,87 | 29,08 | 21,78 | 1,36 | 5,94 | 37,52 | 6,24 | 0,00 | 0,00 | 8,11 |
| Ceb 98 | 102,04 | 54,07 | 31,49 | 22,32 | 1,44 | 7,73 | 39,65 | 8,43 | 0,00 | 0,00 | 5,99 |
| Ceb 99 | 109,55 | 64,27 | 30,78 | 20,69 | 1,34 | 8,75 | 44,12 | 8,41 | 0,00 | 0,00 | 11,74 |
| Ceb 00 | 123,33 | 71,10 | 31,85 | 22,13 | 1,21 | 8,51 | 46,86 | 8,23 | 0,00 | 0,00 | 16,01 |
| Celesc 97 | 80,44 | 42,75 | 26,82 | 19,85 | 1,34 | 5,63 | 35,86 | 5,62 | 0,00 | 0,00 | 1,27 |
| Celesc 98 | 82,55 | 52,99 | 25,89 | 17,77 | 1,51 | 6,61 | 38,92 | 5,47 | 0,00 | 0,00 | 8,60 |
| Celesc 99 | 89,44 | 55,56 | 24,80 | 17,97 | 1,43 | 5,40 | 45,60 | 5,84 | 0,00 | 0,00 | 4,12 |
| Celesc 00 | 101,08 | 65,39 | 23,27 | 17,04 | 1,36 | 4,87 | 52,45 | 5,90 | 0,00 | 0,00 | 7,04 |
| Celg 97 | 93,44 | 31,07 | 21,03 | 15,09 | 1,34 | 4,60 | 19,11 | 7,78 | 0,69 | 0,00 | 3,49 |
| Celg 98 | 96,59 | 32,64 | 25,37 | 20,36 | 1,36 | 3,65 | 16,49 | 11,92 | 0,60 | 0,00 | 3,63 |
| Celg 99 | 108,82 | 63,80 | 31,14 | 17,59 | 1,32 | 12,23 | 49,75 | 8,19 | 0,01 | 0,00 | 5,85 |
| Celg 00 | 118,44 | 81,65 | 34,02 | 17,77 | 1,41 | 14,84 | 53,47 | 8,17 | 0,01 | 0,00 | 20,00 |
| Celpe 97 | 86,84 | 48,55 | 29,68 | 19,75 | 1,86 | 8,07 | 38,02 | 5,23 | 0,00 | 0,00 | 5,30 |
| Celpe 98 | 89,59 | 49,48 | 26,45 | 15,62 | 1,79 | 9,04 | 40,37 | 4,05 | 0,00 | 0,00 | 5,06 |
| Celpe 99 | 98,65 | 53,42 | 26,02 | 14,23 | 1,72 | 10,07 | 43,08 | 6,00 | 0,00 | 0,00 | 4,34 |
| Celpe 00 | 114,24 | 66,74 | 22,87 | 11,53 | 1,69 | 9,65 | 43,23 | 6,45 | 0,00 | 0,00 | 17,06 |
| Cemat 97 | 108,92 | 72,24 | 50,39 | 38,42 | 3,51 | 8,46 | 47,68 | 12,19 | 0,00 | 0,00 | 12,37 |
| Cemat 98 | 115,98 | 71,52 | 39,93 | 28,08 | 2,80 | 9,05 | 49,73 | 11,46 | 0,02 | 0,00 | 10,31 |
| Cemat 99 | 132,30 | 94,62 | 36,63 | 16,52 | 4,77 | 15,34 | 59,65 | 14,48 | 0,00 | 0,00 | 20,49 |
| Cemat 00 | 149,86 | 103,16 | 35,06 | 16,12 | 4,17 | 14,77 | 55,54 | 13,24 | 0,00 | 0,00 | 34,38 |

continuação ANEXO C

| | | | | | | | | | | | |
|--------------------|--------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|------|------|-------|
| Cerj 97 | 97,10 | 56,10 | 25,17 | 13,31 | 0,47 | 11,39 | 45,19 | 5,55 | 0,02 | 0,12 | 5,22 |
| Cerj 98 | 110,33 | 53,36 | 22,15 | 12,16 | 0,75 | 9,24 | 44,49 | 5,15 | 0,02 | 0,00 | 3,70 |
| Cerj 99 | 113,49 | 72,20 | 21,47 | 11,20 | 0,49 | 9,78 | 53,58 | 6,32 | 0,02 | 0,00 | 12,28 |
| Cerj 00 | 135,80 | 94,27 | 23,17 | 12,01 | 0,42 | 10,74 | 63,49 | 8,69 | 0,00 | 0,00 | 22,09 |
| CFLCL 97 | 98,65 | 48,65 | 28,53 | 17,28 | 2,87 | 8,38 | 37,87 | 7,40 | 0,00 | 0,00 | 3,38 |
| CFLCL 98 | 100,00 | 50,53 | 26,87 | 18,08 | 2,84 | 5,95 | 39,15 | 7,12 | 0,00 | 0,00 | 4,26 |
| CFLCL 99 | 109,56 | 64,74 | 27,91 | 18,43 | 2,93 | 6,55 | 42,74 | 10,87 | 0,02 | 0,00 | 11,11 |
| CFLCL 00 | 128,04 | 71,80 | 28,84 | 18,60 | 3,02 | 7,22 | 49,99 | 11,03 | 0,00 | 0,00 | 10,78 |
| Coelba 97 | 93,12 | 49,02 | 26,69 | 18,16 | 1,41 | 7,12 | 37,63 | 7,55 | 0,00 | 0,00 | 3,84 |
| Coelba 98 | 100,00 | 59,07 | 21,62 | 13,17 | 1,90 | 6,55 | 37,98 | 9,39 | 0,00 | 0,00 | 11,70 |
| Coelba 99 | 109,07 | 61,81 | 20,39 | 12,34 | 1,24 | 6,81 | 41,32 | 10,01 | 0,00 | 0,00 | 10,48 |
| Coelba 00 | 124,27 | 62,39 | 22,69 | 12,31 | 1,56 | 8,82 | 37,47 | 11,53 | 0,00 | 0,00 | 13,39 |
| Coelce 97 | 99,23 | 54,17 | 36,14 | 25,27 | 1,65 | 9,22 | 36,92 | 6,91 | 0,00 | 0,00 | 10,34 |
| Coelce 98 | 100,44 | 60,10 | 28,51 | 18,40 | 1,50 | 8,61 | 37,67 | 6,37 | 0,00 | 0,00 | 16,06 |
| Coelce 99 | 106,83 | 58,40 | 23,42 | 13,23 | 1,76 | 8,43 | 40,05 | 12,95 | 0,00 | 0,00 | 5,4 |
| Coelce 00 | 125,52 | 66,31 | 28,56 | 15,07 | 1,57 | 11,92 | 46,97 | 9,65 | 0,00 | 0,00 | 9,69 |
| CPEE 97 | 91,35 | 44,64 | 24,40 | 16,92 | 2,19 | 5,29 | 38,22 | 3,92 | 0,00 | 0,00 | 2,50 |
| CPEE 98 | 93,30 | 46,17 | 25,84 | 18,51 | 1,95 | 5,38 | 39,57 | 4,80 | 0,00 | 0,00 | 1,80 |
| CPEE 99 | 92,15 | 44,64 | 24,40 | 16,92 | 2,19 | 5,29 | 38,22 | 3,92 | 0,00 | 0,00 | 2,50 |
| CPEE 00 | 108,57 | 50,73 | 18,86 | 13,13 | 1,77 | 3,96 | 43,09 | 5,24 | 0,00 | 0,00 | 2,40 |
| CPFL 97 | 87,85 | 48,05 | 23,91 | 19,09 | 0,93 | 3,89 | 39,76 | 5,19 | 0,00 | 0,00 | 3,10 |
| CPFL 98 | 93,81 | 52,55 | 17,17 | 14,01 | 0,61 | 2,55 | 42,64 | 7,12 | 0,00 | 0,00 | 2,79 |
| CPFL 99 | 110,30 | 64,00 | 15,39 | 10,79 | 0,95 | 3,65 | 52,88 | 8,81 | 0,00 | 0,00 | 2,31 |
| CPFL 00 | 124,52 | 85,24 | 17,56 | 12,40 | 0,93 | 4,23 | 59,95 | 21,46 | 0,00 | 0,00 | 3,83 |
| AES Eletropaulo 98 | 100,47 | 61,07 | 15,71 | 12,15 | 0,75 | 2,81 | 43,95 | 4,78 | 0,00 | 0,00 | 12,34 |
| AES Eletropaulo 99 | 113,66 | 70,76 | 14,27 | 11,15 | 0,71 | 2,41 | 51,83 | 5,32 | 0,00 | 0,00 | 13,61 |
| AES Eletropaulo 00 | 126,46 | 86,90 | 17,32 | 11,73 | 0,75 | 4,84 | 61,48 | 6,21 | 0,00 | 0,00 | 19,21 |

continuação ANEXO C

| | | | | | | | | | | | |
|------------|--------|-------|-------|-------|------|------|-------|-------|------|------|-------|
| EBE 98 | 77,26 | 56,62 | 15,66 | 13,04 | 0,66 | 1,96 | 42,97 | 4,35 | 0,00 | 0,00 | 9,30 |
| EBE 99 | 83,93 | 66,37 | 13,93 | 10,49 | 0,80 | 2,64 | 49,60 | 4,53 | 0,00 | 0,00 | 12,24 |
| EBE 00 | 98,89 | 68,42 | 11,54 | 7,73 | 0,47 | 3,34 | 53,35 | 5,65 | 0,00 | 0,00 | 9,42 |
| Elektro 98 | 86,29 | 61,96 | 18,69 | 13,05 | 1,34 | 4,30 | 50,71 | 8,59 | 0,00 | 0,00 | 2,66 |
| Elektro 99 | 98,57 | 74,42 | 18,18 | 13,41 | 0,98 | 3,79 | 54,48 | 14,48 | 0,00 | 0,00 | 5,46 |
| Elektro 00 | 107,82 | 72,59 | 14,56 | 9,04 | 0,85 | 4,67 | 55,89 | 16,83 | 0,00 | 0,00 | -0,13 |
| Enersul 97 | 91,05 | 62,13 | 33,31 | 21,74 | 2,45 | 9,12 | 37,18 | 10,13 | 0,00 | 0,00 | 14,82 |
| Enersul 98 | 98,55 | 58,09 | 25,44 | 16,50 | 2,51 | 6,43 | 40,67 | 15,34 | 0,10 | 0,00 | 1,98 |
| Enersul 99 | 111,97 | 68,79 | 27,23 | 17,36 | 2,50 | 7,37 | 39,96 | 15,00 | 0,10 | 0,00 | 13,73 |
| Enersul 00 | 126,40 | 74,06 | 26,40 | 15,85 | 2,26 | 8,29 | 43,79 | 15,05 | 0,09 | 0,00 | 15,13 |
| Escelsa 97 | 77,86 | 42,29 | 14,61 | 9,61 | 1,10 | 3,90 | 33,41 | 5,43 | 0,21 | 0,00 | 3,24 |
| Escelsa 98 | 79,64 | 45,92 | 14,36 | 10,11 | 1,02 | 3,23 | 35,15 | 5,09 | 0,18 | 0,00 | 5,50 |
| Escelsa 99 | 87,51 | 57,96 | 15,55 | 10,20 | 1,37 | 3,98 | 40,83 | 7,50 | 0,16 | 0,00 | 9,47 |
| Escelsa 00 | 99,01 | 58,02 | 14,81 | 9,66 | 5,15 | 0,00 | 48,71 | 7,64 | 0,00 | 0,00 | 1,67 |
| Light 97 | 87,46 | 46,55 | 16,86 | 10,15 | 0,63 | 6,08 | 35,66 | 5,34 | 0,00 | 0,00 | 5,55 |
| Light 98 | 94,54 | 49,20 | 17,38 | 10,21 | 0,74 | 6,43 | 38,23 | 5,86 | 0,00 | 0,00 | 5,11 |
| Light 99 | 105,32 | 59,41 | 17,33 | 10,22 | 0,47 | 6,64 | 48,52 | 7,55 | 0,00 | 0,00 | 3,34 |
| Light 00 | 129,73 | 74,98 | 18,54 | 10,60 | 0,54 | 7,40 | 57,80 | 8,56 | 0,00 | 0,00 | 8,62 |
| RGE 97 | 110,70 | 89,26 | 12,01 | 7,65 | 0,62 | 3,74 | 53,48 | 7,25 | 0,00 | 0,00 | 28,53 |
| RGE 98 | 110,10 | 67,98 | 16,68 | 7,48 | 1,00 | 8,20 | 48,81 | 18,14 | 0,00 | 0,00 | 1,03 |
| RGE 99 | 109,59 | 87,46 | 12,27 | 4,77 | 1,13 | 6,37 | 48,82 | 28,17 | 0,00 | 0,00 | 10,47 |
| RGE 00 | 121,38 | 92,30 | 12,81 | 6,69 | 1,21 | 4,91 | 51,56 | 28,12 | 0,00 | 0,00 | 12,62 |

Fonte de dados: BNDES (1998-2001)

ANEXO D - Retornos de escala das distribuidoras de energia elétrica do Brasil e as medidas de eficiência alocativa dos modelos DEA

| DMU's | CCR q^* | BCC b^* | NIRS f^* | RTS |
|------------|-----------|-----------|------------|-----|
| AES Sul 97 | 0,9048 | 0,9318 | 0,9048 | IRS |
| AES Sul 98 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | CRS |
| AES Sul 99 | 0,6609 | 0,7313 | 0,7313 | DRS |
| AES Sul 00 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | CRS |
| Ceb 97 | 0,5044 | 0,5195 | 0,5195 | DRS |
| Ceb 98 | 0,4767 | 0,4807 | 0,4807 | DRS |
| Ceb 99 | 0,4437 | 0,4462 | 0,4437 | IRS |
| Ceb 00 | 0,4983 | 0,5405 | 0,4983 | IRS |
| Celesc 97 | 0,4394 | 0,5546 | 0,5546 | DRS |
| Celesc 98 | 0,3304 | 0,4644 | 0,4644 | DRS |
| Celesc 99 | 0,4005 | 0,4808 | 0,4808 | DRS |
| Celesc 00 | 0,4488 | 0,4745 | 0,4745 | DRS |
| Celg 97 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | CRS |
| Celg 98 | 0,8487 | 1,0000 | 0,8487 | IRS |
| Celg 99 | 0,4362 | 0,4378 | 0,4362 | IRS |
| Celg 00 | 0,3510 | 0,3870 | 0,3510 | IRS |
| Celpe 97 | 0,3967 | 0,4689 | 0,4689 | DRS |
| Celpe 98 | 0,4683 | 0,5311 | 0,5311 | DRS |
| Celpe 99 | 0,5403 | 0,5603 | 0,5603 | DRS |
| Celpe 00 | 0,6276 | 0,6497 | 0,6276 | IRS |
| Cemat 97 | 0,2212 | 0,2239 | 0,2212 | IRS |
| Cemat 98 | 0,3277 | 0,3427 | 0,3277 | IRS |
| Cemat 99 | 0,3612 | 0,5597 | 0,3612 | IRS |
| Cemat 00 | 0,4312 | 1,0000 | 0,4312 | IRS |
| Cerj 97 | 0,4946 | 0,5286 | 0,5286 | DRS |
| Cerj 98 | 0,8237 | 0,8389 | 0,8237 | IRS |
| Cerj 99 | 0,5557 | 0,5852 | 0,5557 | IRS |
| Cerj 00 | 0,5892 | 1,0000 | 0,5892 | IRS |
| CFLCL 97 | 0,5588 | 0,5682 | 0,5682 | DRS |
| CFLCL 98 | 0,5836 | 0,5910 | 0,5910 | DRS |
| CFLCL 99 | 0,4828 | 0,4853 | 0,4828 | IRS |
| CFLCL 00 | 0,5990 | 0,6714 | 0,5990 | IRS |
| Coelba 97 | 0,5180 | 0,5550 | 0,5550 | DRS |
| Coelba 98 | 0,5693 | 0,5993 | 0,5993 | DRS |
| Coelba 99 | 0,7091 | 0,7131 | 0,7091 | IRS |
| Coelba 00 | 0,8659 | 1,0000 | 0,8659 | IRS |

continuação ANEXO D

| | | | | |
|--------------------|--------|--------|--------|-----|
| Coelce 97 | 0,3865 | 0,4000 | 0,4000 | DRS |
| Coelce 98 | 0,4230 | 0,4456 | 0,4456 | DRS |
| Coelce 99 | 0,6408 | 0,6433 | 0,6408 | IRS |
| Coelce 00 | 0,6493 | 0,7379 | 0,6493 | IRS |
| CPEE 97 | 0,6117 | 0,6559 | 0,6559 | DRS |
| CPEE 98 | 0,5811 | 0,6126 | 0,6126 | DRS |
| CPEE 99 | 0,6234 | 0,6613 | 0,6613 | DRS |
| CPEE 00 | 0,9892 | 1,0000 | 0,9892 | IRS |
| CPFL 97 | 0,5157 | 0,5962 | 0,5962 | DRS |
| CPFL 98 | 0,7384 | 0,8016 | 0,8016 | DRS |
| CPFL 99 | 0,9118 | 0,9219 | 0,9118 | IRS |
| CPFL 00 | 0,7169 | 0,8566 | 0,7169 | IRS |
| AES Eletropaulo 98 | 0,7439 | 0,7880 | 0,7880 | DRS |
| AES Eletropaulo 99 | 0,8801 | 0,9068 | 0,8801 | IRS |
| AES Eletropaulo 00 | 0,7370 | 0,9409 | 0,7370 | IRS |
| EBE 98 | 0,4934 | 0,7116 | 0,7116 | DRS |
| EBE 99 | 0,6026 | 0,6604 | 0,6604 | DRS |
| EBE 00 | 0,8626 | 0,8708 | 0,8626 | IRS |
| Elektro 98 | 0,4617 | 0,5272 | 0,5272 | DRS |
| Elektro 99 | 0,5422 | 0,5505 | 0,5422 | IRS |
| Elektro 00 | 0,7536 | 0,7656 | 0,7536 | IRS |
| Enersul 97 | 0,2767 | 0,2978 | 0,2978 | DRS |
| Enersul 98 | 0,4787 | 0,5094 | 0,5094 | DRS |
| Enersul 99 | 0,4677 | 0,4766 | 0,4677 | IRS |
| Enersul 00 | 0,5984 | 0,6590 | 0,5984 | IRS |
| Escelsa 97 | 0,756 | 1,0000 | 1,0000 | DRS |
| Escelsa 98 | 0,7135 | 0,9563 | 0,9563 | DRS |
| Escelsa 99 | 0,5763 | 0,6958 | 0,6958 | DRS |
| Escelsa 00 | 0,8353 | 0,8837 | 0,8837 | DRS |
| Light 97 | 0,7583 | 0,8725 | 0,8725 | DRS |
| Light 98 | 0,8205 | 0,8675 | 0,8675 | DRS |
| Light 99 | 0,8119 | 0,8120 | 0,8119 | IRS |
| Light 00 | 0,8964 | 1,0000 | 0,8964 | IRS |
| RGE 97 | 0,9218 | 0,9574 | 0,9218 | IRS |
| RGE 98 | 0,7427 | 0,7469 | 0,7427 | IRS |
| RGE 99 | 0,8933 | 0,9260 | 0,8933 | IRS |
| RGE 00 | 0,9476 | 1,0000 | 0,9476 | IRS |

Fonte de dados: Resultados obtidos com a aplicação da metodologia DEA a partir dos modelos CCR, BCC e NIRS, orientados para o insumo.

APÊNDICE

APÊNDICE A - A TEORIA DA REGULAÇÃO

A1 - Regulação ou regulamentação?

O termo regulação vem sendo amplamente utilizado, desde a década de 80, em decorrência do forte movimento de reestruturação e transformação da economia mundial. Portanto, deve-se esclarecer a conotação empregada ao termo regulação, uma vez que seu significado distinta para estas correntes tanto pela teoria da regulação americana como pela teoria da regulação francesa.

De acordo com Theotônio (1999), a teoria da regulação americana, que enfoca a intervenção do Estado em determinados setores da economia, em especial nos setores de infra-estrutura, está adotando o termo regulação para sentidos ambíguos.

Na realidade, a regulação tratada pela teoria da regulação americana não possui o significado tão abrangente, que envolveriam elementos associados à intervenção de outros agentes na economia, como é o caso da teoria da regulação francesa. Este fato ocorre devido à limitação da língua inglesa, onde o termo *regulation* tem sido utilizado para qualquer conotação, já as línguas de origem latina permitem a distinção entre os termos regular e regulamentar.

E como afirma Mitinick *apud* Theotônio (1999), a regulação consiste na restrição intencional da atividade econômica de uma empresa, por uma instituição externa não envolvida diretamente na atividade da empresa regulada, ou seja, trata-se de uma política

administrativa pública de uma atividade privada, com respeito a uma regra prescrita no interesse público.

Contudo, Aglietta *apud* Vinhaes (1999) destaca que a presença do Estado na economia é apenas um dos mecanismos³⁶ que regulam a atividade econômica, sendo que esta ação estatal, que se realiza por meio de normas e de regras, deve ser chamada de regulamentação.

Assim, a regulamentação, como conceituou Pontes (1998), apresenta-se como um dispositivo usado pelo governo para interferir no funcionamento de uma indústria, afetando a sua estrutura e a conduta das empresas incumbentes, visando alcançar um determinado desempenho.

Portanto, como a maioria dos trabalhos realizados no Brasil adotam o termo regulação, salvo algumas exceções, e dado o uso mais comum do termo regulação, referindo-se à interferência do governo nos diversos setores da economia, o termo regulação, quando mencionado neste trabalho, estará associado ao sentido menos abrangente, nos moldes da teoria da regulação americana, tendo ainda, o mesmo significado que o termo regulamentação.

A2 - Os princípios básicos da teoria da regulação

Muitos acreditam que as soluções dos problemas econômicos estejam ligadas à competição, e que o monopólio seja o causador das

³⁶ Segundo Coutinho *apud* Gomes (1998), são cinco mecanismos que regulam a atividade econômica, que garantem o regime de acumulação e que caracterizam o modo de desenvolvimento da economia, quais sejam: a) a forma de configuração de uma relação salarial; b) a forma de gestão da moeda; c) as estruturas das organizações de mercado ou as formas de concorrência intercapitalista; d) o modo de inserção na economia mundial; e e) a forma de intervenção do Estado, enquanto regulador e estimulador das atividades econômicas.

imperfeições diante da busca do bem-estar social. Assim, de acordo com Pyndick & Rubinfeld (1994, p.556), "os mercados competitivos têm se mostrado desejáveis, porque eles se apresentam economicamente eficientes, desde que não haja externalidades³⁷ e nada impeça o funcionamento do mercado, a soma total de excedente do consumidor e do produtor será a maior possível".

O monopólio exerce um forte custo social, e a regulação é um instrumento que busca evitar que determinadas empresas acumulem excessivamente o poder de monopólio. Em geral, a regulação ocorre através de leis antitruste ou pela regulamentação de preços, um recurso que pode eliminar a perda bruta, resultante do poder de monopólio.

Nas indústrias onde predominam o monopólio natural, a regulamentação de preços é mais freqüente. As leis antitruste, por sua vez, procuram limitar o poder de mercado, seja dos vendedores ou seja dos compradores, onde suas ações, se livres, resultariam em uma perda bruta. O excessivo poder de mercado também ocasiona problemas de falta de equidade e imparcialidade: se uma empresa possui um significativo poder de monopólio, ela estará lucrando à custa dos consumidores.

Teoricamente, segundo Pyndick & Rubinfeld (1994), poderia haver incidência de impostos sobre o excesso de lucros de uma empresa e o valor arrecadado poderia ser redistribuído aos compradores dos produtos. Entretanto, com freqüência tal

³⁷ De acordo com Stigler *apud* Vinhaes (1999), uma definição para o conceito de externalidade proposta pela teoria neoclássica, seria que esta constitui-se de um efeito externo de uma decisão econômica, que beneficia ou prejudica uma pessoa não partidária da decisão.

redistribuição torna-se impraticável, devido à sonegação por parte das empresas. A alternativa utilizada pelos órgãos reguladores, na grande maioria dos países, seria a regulamentação direta de preços, para os casos de monopólio natural, e para os demais casos, outras medidas que impeçam a firma em obter excessivo poder de mercado.

As leis antitruste visam a promoção de uma economia competitiva, por meio da proibição de ações que sejam capazes de limitar o poder de mercado. Os acordos explícitos e implícitos entre pequeno número de vendedores (conluio), preços predatórios e práticas de discriminação de preços (sem limites) eliminam a concorrência e desestimulam a entrada de novos concorrentes no mercado. Fusões e aquisições de empresas, por sua vez, resultam numa companhia maior e mais dominante. Por causa disso, existem as leis que proíbem fusões e aquisições quando estas reduzem substancialmente a competição ou quando tendem a criar um monopólio.

Para Possas *et alii* (1997), a regulação envolve dois padrões básicos: a) a regulação dos serviços públicos de infra-estrutura (*utilities*), onde o caráter interventivo é denominado de regulação ativa; e b) a regulação de mercados em geral, destinada à prevenção e repressão de condutas anticompetitivas (antitruste) normalmente denominada de regulação reativa.

A regulação ativa é o tipo de intervenção que não induz à concorrência, mas tende a substituí-la por mecanismos e metas regulatórias, especialmente nos setores de infra-estrutura, onde, devido à presença de significativas economias de escala e de escopo,

se verifica a necessidade de um *trade-off* entre concorrência e eficiência econômica. Reconhece-se, também, os efeitos das externalidades como um elemento importante quando da reforma o aparato regulatório.

A regulação reativa, por outro lado, se insere nas demais atividades do mercado e está sujeita à supervisão geral da concorrência e das autoridades antitruste. Ainda que estas atividades, possam mostrar altos graus de concentração industrial, as regulamentações e as leis antitruste tem-se mostrado adequadas tanto para estimular a concorrência – mesmo em estruturas oligopolistas – quanto para prevenir prejuízos potenciais.

A3 - Os mecanismos de regulação

Quanto à discussão sobre os mecanismos de regulação, definida por Possas *et alii* (1997), restringe-se essencialmente à regulação ativa dos serviços públicos de infra-estrutura, ou seja, às regras de tarifação, uma vez que a regulação reativa preocupa-se com o controle preventivo de atos de concentração econômica, os quais podem no limite ser desconstituídos, se houver forte presunção de graves prejuízos à concorrência, bem como multas e outras sanções, no caso de infrações à lei decorrentes de condutas anticompetitivas.

Abaixo, descreve-se alguns mecanismos de regulação, enfocando-se, principalmente, as regras de tarifação. Além disso, estes mecanismos serão abordados mais adiante de maneira a relacionarem-

se com a eficiência alocativa e a eficiência técnica. considerando-se a experiência internacional.

A3.1 - Tarifação pela taxa interna de retorno

Como apresentam Pires & Piccinini (1998), os Estados Unidos da América adotam, tradicionalmente, a tarifação pela taxa interna de retorno, também chamada de tarifação pelo custo do serviço, na regulação tarifária de monopólios naturais, onde os preços devem remunerar os custos totais, além de conter uma margem que proporcione uma taxa interna de retorno atrativa ao investidor.

Os principais problemas estão na dificuldade de avaliar custos, que servem à determinação do preço, especialmente devido a assimetria de informações entre empresas e órgão regulador, no caráter controvertido da definição dos custos (históricos ou de reprodução) e na indefinição *a priori* sobre a taxa de retorno arbitrada.

De modo geral, como destaca Possas *et alii* (1997), este regime tarifário é criticado por induzir à ineficiência (falta de estímulo à redução de custos, na ausência de competidores) e, possivelmente, ao sobre investimento, além de acarretar elevados custos de regulação (obtenção e processamento de informações, monitoração de desempenho, consultoria, etc.).

A3.2 - Tarifação pelo custo marginal

A tarifação pelo custo marginal procura transferir ao consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para o seu atendimento,

e sua principal motivação, aproveitando-se da característica multiproduto dos vários segmentos das indústrias de infra-estrutura, é atingir uma maior eficiência econômica.

Então, como expõem Pires & Piccinini (1998, p.13), "as tarifas são diferenciadas de acordo com as distintas categorias de consumidores (residencial, comercial, industrial, rural, etc.) e com outras características do sistema, tais como estações do ano, horários de consumo, níveis de voltagem, regiões geográficas, etc.".

De acordo com Possas *et alii* (1997), as principais dificuldades desta tarifação refere-se a que critério adotar para cobertura dos custos fixos e à complexa informação necessária sobre custos em geral, os problemas de assimetria de informação envolvidos.

A3.3 - Tarifação *price cap*

A introdução da tarifação *price cap* ocorreu inicialmente na Inglaterra (na indústria de energia elétrica). Para Pires & Piccinini (1998), este mecanismo constitui-se na definição de um preço-teto para os preços médios da empresa a partir da equação $p = RPI - X + Y$. O fator RPI (*retail price index*) representa o reajuste por índice de preços corrigido de acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor. O fator X indica o percentual equivalente de produtividade, ou seja, de previsão de redução de custos por aumento da produtividade, com o objetivo de estimular, de forma muito simples e transparente, a busca de aumento da eficiência microeconômica. E o fator Y refere-se ao repasse de custos para os

consumidores, capaz de absorver aumentos dissociados do comportamento incremental de longo prazo da tecnologia e da produtividade (podendo, evidentemente, abranger também reduções imprevistas de custos).

As desvantagens apontadas por Possas *et alii* (1997) consistem, principalmente, na dificuldade em lidar com situações de multiproduto, para as quais uma possível solução seria adotar diferentes *caps*, na dificuldade em aferir melhorias de qualidade eventualmente alegadas e na definição inicial do preço básico do qual se parte para reajustes periódicos.

A3.4 - Regulação pelo desempenho (*yardstick competition*)

Este mecanismo complementar de regulamentação tarifária baseia-se na introdução de incentivos à maior eficiência pela eliminação de excessos de assimetria de informações quando há várias empresas reguladas, por exemplo, quando ocorre distribuição em âmbito regional dos serviços.

E segundo Possas *et alii* (1997), o desempenho das empresas reguladas é aferido pela comparação com uma referência média, um *benchmark*, que induza o acompanhamento de aumentos de produtividade e redução de custos praticados por outras empresas da indústria. Mas um inconveniente é a possível colusão entre essas empresas para apropriar-se de sobrelucros.

Avaliando os mecanismos de regulação, Gomes (1998) afirma que uma regulação híbrida possibilita alcance de maiores ganhos tanto

de eficiência técnica como de alocativa. Por que alguns mecanismos de regulação são orientados para a busca da eficiência técnica (tarifação *price cap*), mas são insatisfatórios no tocante à eficiência alocativa. Outros, focam mais a eficiência alocativa (tarifação pela taxa interna de retorno), porém não são eficazes para incentivar a redução de custos.

E como constata Possas *et alii* (1997, p.88), dada a inviabilidade operacional, e em muitos casos inclusive teórica, de alterar a estrutura de mercado numa direção mais competitiva, "ambos os enfoques regulatórios, em geral, dispensam-na como objetivo central, satisfazendo-se quer com a presença de concorrência potencial numa estrutura concentrada (ameaça de entrada), no caso da regulação reativa, quer com a administração de preços razoáveis (não abusivos, próximos dos custos) e outras condições aceitáveis, no caso da regulação ativa".

A4 - A regulação e a eficiência econômica

Segundo Possas *et alii* (1997), o objetivo central da regulação não é, buscar a competição como um fim em si mesmo, mas utilizar da concorrência para alcançar eficiência econômica nos mercados.

Neste sentido, Possas *et alii* afirma que

a regulação das atividades da indústria de energia elétrica promovem, tanto quanto possível, um ambiente competitivo, favorável à prática de preços não-monopolistas e à qualidade dos

serviços prestados, bem como à incorporação e difusão de novas tecnologias e serviços mais modernos, tendo em vista atingir a eficiência econômica e o bem-estar social (Possas *et alii*, 1997, p.87).

No aprofundamento da análise econômica sobre a regulação, Possas *et alii* (1997), utiliza preliminarmente a definição para eficiência alocativa, para eficiência técnica, para eficiência distributiva e para eficiência seletiva.

A eficiência alocativa tornou-se (dado a sua aplicação nas áreas de microeconomia e economia industrial), praticamente, sinônimo de eficiência econômica, tendo sua origem no ótimo de Pareto. Possas *et alii* (1997) considera que o máximo de transações é alcançado no ótimo de Pareto, onde maior renda é gerada e que os agentes estão num grau ótimo de satisfação, pois não podem melhorar sua situação sem prejudicar a de outro.

Para Possas *et alii* (1997), a eficiência técnica consiste na utilização, com máximo rendimento e mínimo custo, da estrutura produtiva instalada e sua respectiva tecnologia. A eficiência distributiva, conforme Possas *et alii* (1997), refere-se à capacidade de eliminação, por meio da concorrência ou outro dispositivo, de rendas monopólicas ou outros ganhos temporários por parte de agentes individuais.

Por último, a eficiência seletiva, definida por Possas *et alii* (1997), apresenta-se como um conceito alternativo à natureza estática do ótimo paretiano, e tem base na interpretação neo-schumpeteriana que focaliza o mercado como ambiente seletivo, e em consequência

permite definir seu atributo de eficiência seletiva, isto é, sua capacidade enquanto ambiente competitivo de induzir e de selecionar inovações de produto e de processo que possam levar à eventual redução futura de custos e preços e à melhoria de qualidade dos produtos.

Por sua vez, Baumol & Sidak *apud* Vinhaes (1999, p.80), destacam que "o objetivo da regulação é executar a eficiência econômica, onde o Estado negocia a oportunidade de promover o bem-estar, e a política adotada pelos órgãos reguladores deve ser consistente com a eficiência econômica e, se possível, com o ótimo de Pareto".

Assim, com a regulação, busca-se restringir os danos provocados pela empresa ao interesse público, quando esta se afasta da competição. No entanto, naquelas indústrias onde a competição se torna possível é melhor que esta permaneça sem a interferência governamental, uma vez que a regulação tem altos custos e estes custos envolvem direitos de administração e cargas indiretas para auxiliar na busca da eficiência econômica.

A4.1 - A regulação e a eficiência técnica

Tradicionalmente, são utilizados dois mecanismos de regulação de custos das empresas monopolistas, já definidos anteriormente, ou seja, a tarifação pela taxa interna de retorno (também chamada de tarifação pelo custo do serviço) e a tarifação *price cap* (preço teto).

A tarifação pela taxa interna de retorno, como aponta Gomes (1998), considerando-se a ótica do produtor é vantajosa, pois tem assegurada a remuneração de seu investimento. Do ponto de vista dos consumidores, estes se sentem mais seguros contra abusos do poder de mercado pelo monopolista, uma vez que existem limites para a remuneração dos investimentos.

Entretanto, este tipo de aparato regulatório contém algumas limitações. A primeira delas é a dificuldade de determinação do valor-base, isto é, o investimento sobre o qual se aplica a taxa de retorno.

E para Gomes (1998) existem investimentos cuja justificativa econômica é duvidosa, cabendo ao regulador glosá-lo ou não da base de cálculo da remuneração. A avaliação do custo de capital a ser utilizado como balizador da taxa de remuneração também é um processo complexo, pois cada empresa possui uma estrutura de capital diferente e nem todas as empresas possuem ações cotadas em bolsas.

As assimetrias de informação entre o regulador e a empresa podem levar à manipulação de dados por parte desta última, com o objetivo de apropriação de lucros extraordinários, constituindo outro ponto fraco da tarifação pela taxa interna de retorno.

Pires (2000, p.12) destaca que, na hipótese de a taxa de retorno estar acima do custo de capital, este critério dará origem ao efeito *Averch-Johnson*, ou seja, "as empresas são estimuladas a sobreinvestir, pois a sobreutilização do capital proporciona uma remuneração da taxa de desconto superior a depreciação deste capital, gerando um uso subótimo das plantas. Entretanto, em períodos de

elevação da taxa de juros e de incerteza macroeconômica, a tendência é inversa".

A tarifação *price cap* estabelece um preço-teto para os produtos e serviços oferecidos por uma empresa, e propõe uma solução de incentivo à eficiência técnica. Teoricamente, segundo Pires (2000), a tarifação *price cap* é considerada como incentivadora à eficiência técnica, pois com os preços limitados, o produtor seria estimulado a reduzir custos para auferir maiores lucros.

Todavia, a aplicação da tarifação *price cap* também apresenta algumas dificuldades. De maneira diversa à tarifação pela taxa interna de retorno, a tarifação preço-teto não se preocupa com custos históricos, e possui uma tendência prospectiva. Ao serem fixados os preços, como salienta Gomes (1998) as firmas se comportam estrategicamente tendo em vista as futuras revisões de preços.

Dessa forma, a medida que a revisão de preços se aproxima, as empresas têm pouco estímulo para conter seus custos, para que o órgão regulador fixe um menor fator X para o novo preço. Além disso, o órgão regulador deve ficar atento para os padrões de qualidade dos serviços prestados, pois as empresas podem sacrificá-los de forma a abaixar custos.

Uma outra questão a respeito da tarifação *price cap*, como constataram Santana & Gomes (1999), diz respeito à sua vulnerabilidade quanto à variação de custos exógenos, não controláveis pela empresa, por exemplo uma brusca variação na demanda. Empresas com elevados custos fixos ficam submetidas ao risco de uma queda brusca na demanda, sem que seus custos possam

ser reduzidos de forma significativa. Por outro lado, empresas de elevados custos variáveis, ficam fragilizadas com o risco de uma elevação brusca na demanda, uma vez que os custos deverão ser repassados ao consumidor somente no próximo período de revisão tarifária.

Como percebe-se, os dois mecanismos de regulação mais comumente utilizados para incentivar a eficiência técnica das empresas possuem pontos fortes e fracos. Nesse sentido, formas alternativas têm sido sugeridas a exemplo dos mecanismos de regulação híbridos *price cap* e *revenue cap* ou *price cap* e regulação por incentivo.

Sugere-se, então, uma combinação com a tarifação *revenue cap* para contrabalançar os níveis de custos fixos e variáveis em uma indústria. Por que a tarifação *price cap* não deve ser usada em indústrias com elevado nível de custos variáveis, pois, nesse caso, um aumento na demanda poderia aumentar os custos sem uma correspondência na receita, expondo a empresa a elevados riscos.

Assim, a tarifação *revenue cap* (receita-teto), estabelece limites no total da receita da empresa ao invés de fixar preços teto por unidade produzida, de acordo com Gomes (1998), faz sentido em empresas de elevado custo fixo, onde a variação da quantidade vendida pouco afeta a variação dos custos totais. Uma empresa de elevados custos fixos sob a regulamentação preço teto fica submetida a elevados riscos advindos de uma flutuação de demanda, pois sua receita é significativamente afetada, sem que o mesmo se verifique nos custos.

Na indústria de energia elétrica, como a receita de uma empresa relaciona-se ao volume de energia vendida e ao seus custos, fixos, as empresas lucram encorajando seus consumidores a gastar mais energia elétrica, contrariando a idéia de efficientização energética. Dessa forma, Gomes (1998) destaca que a tarifação *revenue cap* reduz a exposição da empresa ao risco sistemático, sem prejudicar o incentivo para contenção de custos e o uso eficiente da energia elétrica.

Outro mecanismo de regulação híbrido ao qual se refere Gomes (1998) é o *price cap* e regulação por incentivo, que incorpora alguns esquemas de incentivo, tipo distribuição de lucros à tarifação *price cap*. Possibilitaria uma forma de dividir o lucro excessivo que uma firma pode auferir com a tarifação *price cap* entre os consumidores e acionistas.

Assim, como destaca Gomes (1998), as formas de regulação por incentivo, também chamadas de benefícios compartilhados (*benefit sharing* ou *sliding scale*), sugerem limites inferiores e superiores para as taxas de retorno do investimento, ou para taxas de distribuição de dividendos. Taxas superiores ao máximo permitido levará a firma a repartir parte de seu lucro excessivo com consumidores e acionistas. No sentido inverso, taxas inferiores ao mínimo estabelecido permitirá com que as firmas repassem parte do prejuízo aos consumidores e acionistas.

Gomes (1998), também salienta que a regulação por incentivos não se aplica somente a custos, mas pode ser usada para estímulos de outras medidas de desempenho, aspectos de gestão, técnicos e de qualidade. Um exemplo desse tipo de regulamentação no tocante à

conduta da empresa é o incentivo para o uso de programas de conservação de energia ou programas de gerenciamento pelo lado da demanda (os chamados programas GLD).

A4.2 - A regulação e a eficiência alocativa

Ao aplicar-se a regulação a uma indústria, os parâmetros tradicionais se limitam a verificar a existência de monopólios naturais, sob a ótica de economias de escala.

Porém, de acordo com as abordagens de Baumol *apud* Theotônio (1999), o primeiro ponto a ser definido refere-se à existência de uma escala de produção ótima que sustente um monopólio natural. Caso não exista, o mercado poderia correr livremente pois as forças competitivas tratariam de promover a eficiência alocativa. Essa afirmação é questionável e sugere-se a intervenção governamental para quebrar as estruturas monopolistas em unidades competitivas.

Na indústria de energia elétrica, formada por monopólios verticalmente integrados, os elos verticais podem representar barreiras à entrada de competidores, que não podem desfrutar das vantagens conquistadas pelas empresas instaladas. Daí, surge a necessidade de que o órgão regulador promova a desverticalização dos monopólios.

Com a desverticalização dos monopólios, Theotônio (1999) atenta que o órgão regulador deverá analisar as atividades de geração produção, transmissão e distribuição de energia elétrica da cadeia produtiva, detectando possíveis mercados contestáveis onde a competição possa ser inserida efetivamente.

Theotônio (1999) salienta também que a prática de preços predatórios - preços abaixo do custo marginal de curto prazo -, representa uma outra forma de impedir a entrada de competidores no mercado. Esse comportamento monopolista, apesar de incorrer em prejuízos no curto prazo, impede que outros competidores entrem no mercado. O órgão regulador deve ficar atento para a possibilidade das empresas usarem este procedimento.

As inovações tecnológicas desenvolvidas na indústria de energia elétrica também a impulsionaram para uma estrutura mais competitiva. O gás natural tem sido amplamente utilizado como alternativa à energia elétrica, e também como uma fonte de geração de energia elétrica a baixos custos, devido às novas plantas que se utilizam da tecnologia de ciclo combinado.

Como enfatiza Gomes (1998), o gás natural tem ampla aceitação na geração de energia elétrica, por ser considerado um energético "ambientalmente correto", comparando-o com a geração nuclear, carvão e hidráulica de energia elétrica.

Para o caso de monopólios naturais serem sustentados por uma escala ótima de produção, verifica-se então que a competição dentro do mercado não é possível. Braeutigam *apud* Gomes (1998) sugere que se verifique então a possibilidade de se introduzir a competição pelo mercado. Antes, porém, deve ser averiguado o nível de custo social incorrido para o estabelecimento de uma política *second best* (segundo-ótimo).

Ainda Braeutigam *apud* Gomes (1998) sugere, caso, ao se estabelecer preços iguais ao custo médio, o peso morto é elevado, ou

seja, o custo de não se praticar uma política *first best* (primeiro-ótimo) torna-se alto. Devendo ser concedidos subsídios, preços discriminatórios ou tarifas diferenciadas de forma a permitir a eficiência alocativa, sem que a empresa opere em prejuízo. Porém, se o peso morto é tolerável, deve ser analisada a possibilidade de se introduzir a competição pelo mercado.

E quando a competição direta não for possível, como comentam Santana & Gomes (1999) a competição no mercado deve ser substituída por competição pelo mercado. A licitação pelo direito de explorar um monopólio natural, comumente chamado de *franchising bidding* ou Competição de Demsetz, é uma forma atrativa para combinar competição e eficiência dentro de uma estrutura regulamentar simples.

A competição por esse direito limitaria o poder de monopólio, possibilitando uma prestação de serviço com uma melhor relação preço/qualidade, caso o processo licitatório seja definido pelo menor preço do serviço, ou possibilitaria um maior valor pago ao Estado. A idéia é a de que a licitação para concessão de serviços públicos incentivaria os monopolistas a buscarem a eficiência técnica, reduzindo custos e se aproximando da eficiência alocativa, tornando dispensável o aparato regulatório.

Embora atrativo, muitas limitações são associadas a esse modelo, principalmente tratando-se de serviços públicos, dentre as quais Gomes (1998) destaca: a) a possibilidade de colusão entre os concorrentes; b) a assimetria de informações entre as empresas concorrentes e as detentoras da concessão privilegiando-as em relação

às demais³⁸; c) a reversão dos ativos imobilizados à empresa vencedora da licitação; d) o elevado custo de transação; e e) a complexidade dos contratos envolvidos na outorga da concessão.

Os benefícios obtidos com a licitação para concessões devem ser contrapostos aos custos de se organizar todo o processo licitatório e os contratos, e será bem sucedido o processo licitatório que apresentar saldo positivo nesse encontro de contas.

Outra possibilidade de se incentivar a competição em monopólios naturais chama-se comparação de performance ou *yardstick competition*. Baseia-se na comparação do desempenho de cada empresa, em determinada região, esperando-se uma competição indireta, em termos comparativos com o *benchmark* da indústria ou dos segmentos escolhidos.

Porém, como destaca Pires (2000), é importante que duas premissas sejam verificadas para que o uso dessa prática obtenha êxito: a não colusão entre empresas e condições de custos e demanda semelhantes. Para que empresas possam ser comparadas em termos de desempenho é preciso que sua função de produção seja similar, pois do contrário não há possibilidade de comparação, daí a fragilidade do modelo.

O livre acesso às redes (também chamado de *common carrier*, *open acces* ou *third party access*). como destaca Braeutigam *apud* Gomes (1998), envolve a separação das atividades de suprimento e da distribuição do serviço e se constitui num artifício regulatório capaz

³⁸ O mercado com informações assimétricas explica a razão de muitos arranjos institucionais que ocorrem na sociedade. No caso em que o vendedor de um determinado produto tem mais informações sobre este do que o comprador, isto pode levar a desvio de eficiência de mercado.

de incentivar a competição na produção. A infra-estrutura para a transmissão de energia elétrica em grosso e a longa distância é acessível à todas as empresas interessadas em ofertar o serviço.

No caso da indústria de energia elétrica a abertura da malha de transmissão a terceiros possibilitou, em vários países, a competição entre diversas empresas geradoras de energia elétrica, descaracterizando a geração de energia elétrica como monopólio natural. É importante destacar que o órgão regulador deve exercer um trabalho de supervisão para garantir uma perfeita interconexão.