



UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

Mensuração da Produtividade relativa para o Setor de Distribuição de
Energia Elétrica Nacional inserida no Cálculo do Fator X

Ângelo Henrique Lopes da Silva
Orientador: Prof. Paulo César Coutinho

Brasília
2006

FICHA CATALOGRÁFICA

Silva, Ângelo Henrique Lopes da

Mensuração da Produtividade relativa para o Setor de Distribuição de Energia Elétrica Nacional inserida no Cálculo do Fator X/ Ângelo Henrique Lopes da Silva, 2006.

Dissertação (Mestrado) – Departamento de Economia - Universidade de Brasília, 2006.

1. Regulação 2. Setor Elétrico 3. Fator X 4. Eficiência 5. Data Envelopment Analysis – DEA.

I. Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciência da Informação e Documentação (FACE), Departamento de Economia, UnB II. Título.

A minha esposa Ana Stella e
ao meu filho João Ângelo
pelo apoio e compreensão
durante a minha ausência

“O bem está na adaptação dos meios a fins úteis”

Rui Barbosa

Agradecimentos

Muitas pessoas contribuíram direta e indiretamente para a conclusão da presente dissertação.

Ao Professor Paulo César Coutinho, orientador do Mestrado e professor em três oportunidades durante o programa, pelo incentivo, ensinamentos e recomendações norteadoras.

A banca examinadora pelas excelentes contribuições finais que deram a este trabalho de pesquisa.

Aos Professores Charles Mueller, Geraldo da Silva, Maria Eduarda, Roberto Ellery e Rodrigo Penaloza, pela oportunidade de acesso aos ensinamentos que levo para a vida toda.

Aos colegas de Mestrado e funcionários, pelas recordações que permanecerão por longa data, apesar da curta convivência.

Aos meus superiores e colegas de trabalho, que notaram e compreenderam o meu notório asoberbamento em muitas ocasiões.

Aos servidores da ANEEL, pelo auxílio na obtenção dos dados necessários para a consecução desta pesquisa.

A Deus pelas condições que me foram dadas para o desenvolvimento de mais este trabalho.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. CONTEXTO.....	3
2.1. REGULAÇÃO ECONÔMICA E TARIFÁRIA	3
2.2. FATOR X.....	5
2.3. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL.....	10
2.4. REVISÃO TARIFÁRIA BRASILEIRA	12
2.4.1. <i>Histórico</i>	12
2.4.2. <i>A atual revisão tarifária</i>	17
2.4.3. <i>As Audiências Públicas e Notas Técnicas sobre Fator X</i>	19
2.4.4. <i>Uma Análise da Resolução nº 55/2004 – fator X vigente</i>	22
3. ANÁLISE DE EFICIÊNCIA	31
4. ANÁLISE POR ENVOLTÓRIA DE DADOS	39
4.1. HISTÓRICO DE ESTUDOS COM DEA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	47
5. RESULTADOS	52
5.1. PROGRAMAS	52
5.2. DADOS	53
5.3. RESULTADOS	61
5.4. CONTEXTO DOS RESULTADOS	71
6. CONCLUSÕES	78
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	83
8. BANCO DE DADOS.....	86

Lista de Tabelas

TABELA 1– COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS	39
TABELA 2– VARIÁVEIS UTILIZADAS NOS DIVERSOS MODELOS DE RAFAELLA MOTA (2004)	50
TABELA 3– MODELOS ADOTADOS.....	61
TABELA 4– ÍNDICES DE EFICIÊNCIA PARA O MODELO 1	62
TABELA 5– <i>BENCHMARKS</i> DO MODELO 1	64
TABELA 6– ÍNDICES DE EFICIÊNCIA PARA O MODELO 2	65
TABELA 7– <i>BENCHMARKS</i> DO MODELO 2	68
TABELA 8 – ÍNDICES DE EFICIÊNCIA PARA O MODELO 3.....	70
TABELA 9– <i>BENCHMARKS</i> DO MODELO 3	71
TABELA 10– METAS DE EFICIÊNCIA	73
TABELA 11– ESTIMATIVA DO FATOR X.....	76

Lista de Figuras

FIGURA 1– EFICIÊNCIAS TÉCNICA E ALOCATIVA	31
FIGURA 2– CÁLCULO DA EFICIÊNCIA DE ESCALA	34

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABRADEE: Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica
AE: Allocative Efficiency – Eficiência Alocativa
AES-SUL: Distribuidora Gaúcha de Energia S/A
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
BANDEIRANTE: Empresa Bandeirante de Energia
BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BRAGANTINA: Empresa Elétrica Bragantina
CAIUÁ: Caiuá Serviços de Eletricidade S/A
CAPM: Capital Asset Pricing Model
CAT-LEO: Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina
CCC: Conta de Consumo de Combustível
CEA: Companhia de Eletricidade do Amapá
CEAL: Companhia Energética de Alagoas
CEAM: Companhia Energética do Amazonas
CEB: Companhia Energética de Brasília
CEEE: Companhia Estadual de Energia Elétrica
CELB: Companhia Energética da Borborema
CELESC: Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A
CELG: Companhia Energética de Goiás
CELPA: Centrais Elétricas do Pará S/A
CELPE: Companhia Energética de Pernambuco
CELTINS: Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins
CEMAR: Companhia Energética do Maranhão S/A
CEMAT: Centrais Elétricas Matogrossenses
CEMIG: Companhia Energética de Minas Gerais
CEPISA: Companhia Energética do Piauí
CERJ: Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro
CERON: Centrais Elétricas de Rondônia S/A

COELBA: Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COELCE: Companhia Energética do Ceará
COLS: Corrected Ordinary Least Square – Mínimos Quadrados Ordinários corrigidos
COPEL: Companhia Paranaense de Energia
COSERN: Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CPFL: Companhia Paulista de Força e Luz
CRS: Constant Returns to Scale – Retornos Constantes de Escala
CSPE: Companhia Sul Paulista de Energia
DEA: Data Envelopment Analysis – Análise Envoltória de Dados
DEAP: Data Envelopment Analysis Program
DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DMU: Decision Making Unit – Unidade Tomadora de Decisão
Dnaee: Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EE: Economic Efficiency – Eficiência Econômica
ELEKTRO: Eletricidade e Serviços S/A
ELETROACRE: Companhia de Eletricidade do Acre
Eletrobrás: Centrais Elétricas Brasileiras S/A
ELETROPAULO: Eletropaulo S/A – Eletricidade de São Paulo
ENERGIPE: Empresa Energética de Sergipe S/A
ENERSUL: Empresa Energética do Mato Grosso do Sul
ESCELSA: Espírito Santo Centrais Elétricas S/A
FCD: Fluxo de Caixa Descontado
FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FERC: Federal Energy Regulatory Commission
IBGE: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IGPM: Índice Geral de Preços de Mercado
IRT: Índice de Reajuste Tarifário
JAGUARI: Companhia Jaguari de Energia
LIGHT: Light Serviços de Eletricidade S/A
MAE: Mercado Atacadista de Eletricidade
MANAUS: Manaus Energia

NACIONAL: Companhia Nacional de Energia Elétrica
ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico
PARANAPANEMA: Empresa de Energia Vale Paranapanema S/A
PIB: Produto Interno Bruto
PRS: Programa de Recuperação Setorial
RGE: Rio Grande Energia S/A
RGG: Reserva Global de Garantia
RIT: Relatório de Informações Trimestrais
RT: Reposicionamento Tarifário
SAELPA: Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba
SANTA CRUZ: Companhia Luz e Força Santa Cruz
SE: Scale Efficiency – Eficiência de Escala
SFA: Stochastic Frontier Analysis – Análise de Fronteira Estocástica
SRE: Superintendência de Regulação Econômica
TE: Technical Efficiency – Eficiência Técnica
TFP: Total Factor Productivity – Produtividade Total dos Fatores
VPA: Valor da Parcela A
VPB: Valor da Parcela B
VRS: Variable Returns to Scale – Retornos Variáveis de Escala

RESUMO

Silva, A. **Mensuração da produtividade relativa para o setor de distribuição de energia elétrica nacional inserida no cálculo do fator X**. 2005. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Economia, Universidade de Brasília.

Em meados da década de 90, a regulação pelo preço máximo foi opção adotada para o setor de distribuição de energia elétrica no Brasil. Um componente crucial nessa modalidade tarifária tem sido o fator X, cujo principal papel é dotar as concessionárias de incentivo para incremento de eficiência empresarial, em prol da modicidade tarifária futura. À luz dessas razões, propomos nesta pesquisa uma metodologia de cálculo de fator X respaldada na experiência internacional e contendo vantagens teóricas em relação à vigente metodologia calcada na Resolução ANEEL nº 55/2004. A eficiência técnica da firma é tomada como parâmetro de produtividade entre as empresas. Um *benchmarking*, por meio da *Data Envelopment Analysis* - DEA, é realizado em uma significativa amostra de distribuidoras, buscando-se através de um só modelo explicar a produtividade entre tais empresas, que atuam em áreas de concessão tão díspares. A metodologia proposta gera uma competição por comparação resultando em um mecanismo mais robusto de incentivo à eficiência no setor. Esta pesquisa apresenta, portanto, um *ranking* de eficiência entre as distribuidoras com o objetivo de uma primeira estimativa do conjunto de valores de fator X no atual aparato regulatório brasileiro.

Palavras-chave: Regulação, DEA, Setor elétrico, Fator X, Eficiência

ABSTRACT

Silva, A. **Measuring of the relative productivity for the Brazilian industry of distribution of electric energy and calculation of the X factor.** 2005. Dissertation (Master's degree) – Department of Economics, Universidade de Brasília.

In the mid-90's, the price-cap regulation was chosen to be the regulatory methodology for the industry of distribution of electric energy in Brazil. A paramount component in this kind of regulation has been factor X, whose main role is to lead such companies to increase their efficiency levels so as to reduce tariff in the near future. Considering these reasons, we suggest a methodology of calculation of factor X based on the international experience, which has theoretical advantages compared to the current methodology based on the Resolution ANEEL n° 55/2004. The firm technical efficiency is taken as parameter of productivity among the companies. Using Data Envelopment Analysis – DEA, a benchmarking is carried out in a significant sample of distribution companies and seeks, by means of just one model, to explain the productivity among such companies, which perform in such contrasting areas. Our proposal creates a competition for comparison, which results in a more robust incentive mechanism to efficiency in the sector. Therefore, this research project presents a ranking of efficiency among distribution companies with the objective of estimating a set of values for X factor in the current Brazilian regulatory apparatus.

Key-words: Regulation, DEA, Electric industry, X Factor, Efficiency

1. INTRODUÇÃO

O surgimento de novas concepções participativas de Estado acompanhado de crises fiscais levou o Estado brasileiro, em meados dos anos 90, a privatizar suas empresas públicas do setor elétrico, sobretudo aquelas do ramo de distribuição. Com a transformação da propriedade das empresas desse importante serviço público, fez-se necessário um novo desenho estatal que fortalecesse a regulação econômica. Embora estranho até então à experiência da Administração Pública brasileira, aderiu-se ao modelo de agencificação, modelo este já bastante tradicional nos Estados Unidos e relativamente disseminado por outros países. Com esse intuito, em 1996, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Historicamente, o regime tarifário até então adotado no Brasil para o setor de distribuição elétrica era pelo custo do serviço, que cedeu lugar à tarifação pelo preço, esta mais compatível com a regulação por incentivos. Originalmente empregada na Inglaterra, a regulação price-cap é acompanhada da dedução de um fator X, uma estimativa de ganhos futuros de produtividade que tem como objetivo compartilhar com os clientes os ganhos de eficiência a serem alcançados pela indústria em um dado período posterior.

No entanto, o fator X não foi item imediatamente estabelecido pela ANEEL. A sua metodologia foi apenas recentemente definida por meio da sua Resolução nº 55, de 05.04.2004. Tal normativo optou pelo Fluxo de Caixa Descontado, metodologia esta distinta daquela que é teoricamente mais difundida, que é o fator X formulado no trabalho de Bernstein e Sappington (1998).

Tomando esta última formulação, procuramos obter a produtividade relativa entre as empresas do setor de distribuição. Com essa perspectiva, foram traçadas fronteiras de eficiência para o setor que buscassem identificar as empresas de distribuição eficientes e ineficientes. A partir desses graus de eficiência ou ineficiência, pudemos gerar valores diferenciados de fator X para as empresas, objetivando conferir ao setor incentivo para ganhos futuros de eficiência. A linha de raciocínio fundamentou-se na proposta apresentada por Coutinho et al (2000) à ANEEL e nos estudos de Coelli et al (2003) para o Banco Mundial.

O primeiro capítulo traz um apanhado do contexto em que se insere este trabalho, descrevendo os modelos tarifários e metodologias existentes, passando pela experiência internacional e por um rápido histórico brasileiro sobre o tema e, por fim, chegando ao detalhamento do atual modelo brasileiro do fator X com uma análise a seu respeito. O terceiro capítulo apresenta a teoria econômica que fundamenta as medidas de eficiência e produtividade. O quarto capítulo é destinado à explicação do modelo DEA - Data Envelopment Analysis, à sua capacidade de atender os objetivos traçados para este trabalho e à apresentação de uma relação de estudos já realizados com DEA para o setor elétrico. O quinto capítulo apresenta os resultados e a sua contextualização, explicita o banco de dados utilizado, assim como os recursos de informática empregados. Por fim, apresentamos nossas conclusões e recomendações para estudos futuros no sexto e último capítulo.

2. CONTEXTO

2.1. Regulação econômica e tarifária

A regulação tarifária é um dos componentes mais importantes no processo de regulação econômica. Tem como objetivo principal estabelecer níveis de tarifa que solucionem o trade-off entre a remuneração do investimento realizado pela empresa concessionária e a modicidade tarifária e prol dos consumidores. Imbuído dessa missão, o regulador está envolto com problemas de assimetria de informação, fato que faz aumentar os seus custos de regulação.

Os regimes de tarifação mais modernos tendem a considerar mecanismos de incentivo para que os prestadores de serviços públicos reduzam custos (eficiência), sem comprometer a capacidade e continuidade do serviço (sustentabilidade econômico-financeira). Além da eficiência, a tarifação também deve permitir o acesso do serviço a todos os cidadãos (equidade) e deve ser realizada por meio de uma estrutura regulatória simples e “enxuta” (baixos custos regulatórios). Tais objetivos são conflitantes e o que deve ser sempre buscado é um equilíbrio entre esses aspectos.

Por sua vez, a eficiência possui múltiplos conceitos. A eficiência produtiva ou técnica é aquela que leva uma firma a produzir a mesma quantidade de serviços com menor quantidade de insumos ou produzir maior quantidade de serviços dada uma quantidade fixa de insumos. De posse de informações de preços, podemos ainda

mensurar a eficiência alocativa que determina a combinação ótima dos insumos na qual se produz um dado nível de produto ao mínimo custo.

Objetivando incentivar a eficiência nos mercados regulados, foram criados mecanismos tarifários, dos quais os principais passamos a descrever.

A regulação pelo **custo do serviço** ou pela **taxa interna de retorno** garante ao concessionário não apenas a cobertura dos seus custos totais, como também uma remuneração que proporcione uma atratividade para o negócio, refletindo o seu custo de oportunidade, assegurando a sustentabilidade econômico-financeira. O seu surgimento data do final século XIX, quando os EUA passaram a regular os seus monopólios privados de serviço público. Entretanto, o maior defeito deste regime é a ausência de incentivos para que os regulados incrementem eficiência ao negócio. Outra desvantagem do regime reside na dificuldade de levantamento do custo de oportunidade e do valor da base de remuneração do capital. O custo de oportunidade exige o emprego de técnicas financeiras, a exemplo do CAPM - *Capital Asset Price Model*. A base de remuneração e o levantamento dos custos totais do regulado sofre do problema da assimetria de informações que afeta o órgão regulador na coleta de informações. Essas informações sempre podem ser manipuladas pelos regulados no intuito de que sejam obtidos maiores lucros. A literatura também aponta outros problemas como o efeito Averch-Johnson (efeito A-J) que é a tendência do regulado de realizar demasiados investimentos com objetivo de obter maior remuneração por esse capital adicional.

Mais recentemente, tem sido adotada a regulação pelo **preço-teto** ou **preço máximo** (price-cap). Esta modalidade fixa um preço máximo para a tarifa que é

atualizada apenas pelo índice de preço ao consumidor (RPI, *Retail Price Index* ou CPI, *Costumers Price Index*) e por um redutor, chamado de fator X de produtividade. Esse regime tarifário é originário da Inglaterra, onde passou a ser adotado em meados da década de 80. A primeira grande vantagem deste tipo de tarifação é o mecanismo de incentivo a ganhos de produtividade por parte do setor regulado, já que, a um preço fixado, qualquer lucro adicional decorrente de redução de custos será apropriado pelo regulado. No entanto, esse comportamento pode levar ao subinvestimento e à queda da qualidade dos serviços prestados, o que se exige que se tomem mecanismos auxiliares para evitar esses problemas. Do outro lado, a sustentabilidade econômico-financeira passa a ser relativa, já que o regulado assume os riscos do aumento excedente de seus custos. Outro ponto positivo desse regime é a possibilidade de redução dos custos regulatórios, já que o regulador demanda menos informações dos regulados, estando menos sujeito, por conseguinte, à informação assimétrica e ao risco de captura.

Para impor o compartilhamento dos ganhos de produtividade do regulado com os seus consumidores é adotado um fator X, que é uma dedução do índice de preços ao consumidor. O fator X é uma previsão dos ganhos de produtividade do setor regulado e seu valor depende fortemente das características tecnológicas da indústria considerada. A principal concepção teórica do fator X foi elaborada por Bernstein e Sappington (1998).

2.2. Fator X

Bernstein e Sappington (1998) equacionaram o fator X para a regulação *price-cap*. O princípio básico dessa metodologia é o de que o fator X deve refletir os maiores

ganhos de produtividade e as menores taxas de inflação do setor regulado em relação ao resto da economia. Isso vale, desde que algumas condições sejam atendidas, a citar: o conjunto dos serviços da empresa regulada seja submetido à regulação *price-cap*, a taxa de inflação fora do setor regulado não seja afetada pelos preços dos produtos do setor regulado, o resto da economia seja competitivo e não haja quebras estruturais no setor regulado.

Por meio de álgebra simples, mas extremamente perspicaz, os autores obtiveram a seguinte fórmula para o reajuste tarifário e correspondente fator X:

$$\dot{P} = \dot{P}^E - X = \dot{P}^E - \{[\dot{T} - \dot{T}^E] + [\dot{W}^E - \dot{W}]\} \quad (1)$$

Onde \dot{P} é variação ponderada de preços dos produtos do setor regulado, \dot{T} é a sua variação na produtividade e \dot{W} é a sua variação ponderada dos preços dos insumos, enquanto que o índice E indica o resto da economia. Tal cálculo assegura um lucro nulo para o setor regulado, objetivo principal da regulação tarifária, que é o de reproduzir as características de competição em um ambiente de competição imperfeita.

Relaxando a hipótese de competição perfeita para resto da economia (quando se faz também lucro nulo para a fórmula básica), teremos menores incentivos para ganhos de produtividade (\dot{T}^E) e patamares maiores de variação de preços dos produtos serão alcançados pela economia (\dot{P}^E), que não devem refletir no reajuste de preços do setor regulado (\dot{P}) com a mesma intensidade da fórmula apresentada.

Podemos relaxar também a hipótese de que os preços dos produtos do setor regulado (\dot{P}) não afetam o índice geral de preço da economia (\dot{P}^E), essa difícil de ser afirmada para nosso caso do setor de distribuição de energia elétrica, que frequentemente tem impactado a inflação geral. Dada essa possível endogeneidade de \dot{P}^E , 1% de aumento da taxa de inflação da economia deve provocar um aumento de menos de 1% para os preços do setor regulado. Quanto maior for o tamanho do setor regulado em relação ao resto da economia e quanto maior for a proporção das receitas do setor regulado com venda de seu produto como bem intermediário, menor precisará ser repasse do índice geral de preços no reajuste tarifário.

Nem todos os serviços ou produtos de uma firma regulada estão submetidos à regulação econômica e tarifária. Portanto, merece atenção a conveniente discriminação entre os serviços regulados (*capped services*) e os não regulados (*uncapped services*), o que repercute nas medidas de produtividade e de inflação de insumos na fórmula básica. No entanto, a tarefa de separar essas informações quase sempre é difícil, visto que as informações são apresentadas para a firma como todo. Além disso, existem outros problemas como produtos inseparáveis e fatores comuns de produção. A fórmula básica é então modificada para que se leve em conta apenas os serviços regulados, apesar disso, usando somente as variações de produtividade e preços de insumos das operações totais da firma.

Por fim, com a introdução de um regime tarifário *price-cap*, espera-se que haja incremento de produtividade do setor, visto que haverá incentivo para que diminua seus custos e absorva o lucro decorrente. Portanto, essa quebra estrutural de comportamento

do setor deve ser considerada, não estando ainda certo em que direção se dá essa variação dos ganhos de produtividade.

Todas as quatro condições acima podem ser consideradas em grande parte atendidas, de modo que o equacionamento padrão de Bernstein & Sappington será adotado neste trabalho sem as modificações sugeridas na violação de cada uma das condições¹.

Coutinho et al (2000) apresentou uma proposta de Fator X na mesma linha de raciocínio do modelo supracitado, aprofundando-a:

“Os cálculos realizados acima definem um fator único para todas as concessionárias. Todavia, não se recomenda aqui que tal fator X seja único. Diferenças de performance passadas e esperadas para o futuro justificam diferentes fatores X para cada concessionária. O fator X definido da forma acima deve ser encarado como o fator X de referência, a ser aplicado nas concessionárias mais eficientes e os fatores X aplicados para as outras concessionárias devem ser maiores de acordo com a regra especificada a seguir:

- a) Cálculo da taxa de crescimento médio anual, passado ou previsto, da produtividade de cada concessionária de distribuição de energia elétrica desde a última revisão tarifária ou, no caso de não ter havido nenhuma revisão tarifária, desde o momento da concessão, até o momento da revisão tarifária, bem como da taxa de crescimento médio anual do setor;
- b) Determinação de um fator X de referência igual à diferença entre a taxa de crescimento médio anual da produtividade do setor e a taxa de crescimento médio anual da produtividade do resto da economia menos a diferença entre a taxa esperada de crescimento anual dos preços dos insumos utilizados na produção dos serviços de distribuição de energia elétrica gerenciáveis pela concessionária e a taxa esperada de crescimento anual no IGPM;
- c) Cálculo de um índice de eficiência para cada empresa. Isso pode ser feito através do uso de técnicas estatísticas e econométricas avançadas como Data Envelopment Analysis (DEA) ou fronteira de produção estocástica, ou de métodos mais simples (e imprecisos) que utilizem diretamente as produtividades calculadas para cada empresa;

¹ Para uma discussão mais detalhada a respeito de como as condições de Bernstein & Sappington são atendidas no cenário do setor em estudo, vide Silva et al (2005).

d) Escolha de um fator entre 0% e o fator de referência calculado na etapa 2 para ser aplicado no reajuste das tarifas da empresa mais eficiente. Os fatores X para as demais empresas devem ser escolhidos como função decrescente do seu nível de eficiência, até um fator máximo permitido.”

Ainda pelos mesmos autores, o fator X individualizado para cada uma das distribuidoras é justificado da seguinte forma:

“O atendimento de metas distributivas se dará no reposicionamento tarifário no momento imediatamente após a revisão porque os ganhos de produtividade acumulados desde a revisão anterior serão repassados para o consumidor. Esta é uma razão adicional para que diferentes distribuidoras tenham tarifas diferentes: aqueles que tiveram maiores ganhos de produtividade desde a última revisão terão reajustes menores em suas tarifas. Isto pode parecer uma distorção injustificada, pois estaria penalizando o distribuidor que investiu mais em eficiência vis-à-vis o distribuidor que investiu menos.

Todavia este argumento não procede por duas razões. Primeiro, durante o intervalo entre as revisões, o distribuidor que investiu mais em ganhos de eficiência obteve maiores lucros, o que não pode ser considerado trivial dados os longos intervalos entre revisões. Segundo porque, como veremos, ele será compensado ao ter seu fator X reduzido.

(...)

A forma de reposicionamento tarifário e cálculo do fator X sugerida implica que a redução das tarifas de uma concessionária que teve maiores ganhos de eficiência será maior do que a de uma concessionária com menores ganhos de eficiência. Todavia, essa concessionária mais eficiente terá um crescimento menor em seu fator X. Uma das principais motivações para essa regra é o incentivo nela embutida. Se uma concessionária cujo desempenho em termos de redução de custos foi melhor do que o das demais for penalizada com um fator X mais alto, os incentivos para que ela continue buscando ganhos de eficiência no futuro serão mitigados. A regra aqui proposta contempla favoravelmente a concessionária com melhor redução de custos, de forma que esse problema não aparece.

(...)

Outro aspecto fundamental da proposta aqui apresentada é que a escolha do fator X de uma empresa é realizada após a avaliação do seu desempenho relativo e não do individual. Ou seja, uma determinada empresa será recompensada com um fator X mais baixo se ela tiver atingido maiores ganhos de eficiência em relação às outras, e não porque o seu desempenho em termos absolutos melhorou. Como a firma não dispõe de informações precisas sobre o desempenho das demais, esse mecanismo cria incentivos mais fortes para que ela busque a eficiência. Além disso, não existe a possibilidade de a firma agir estrategicamente com relação à

escolha do seu nível de eficiência para tentar influenciar a decisão do regulador, como ocorreria no caso de essa decisão depender unicamente do comportamento individual das firmas.”

Coelli et al. (2003) apresentou a mesma idéia para o fator X:

“Estimating X is a complex matter. It is supposed to reflect the extent to which the regulated industry can improve its productivity faster than the rest of the economy in which it is operating, accounting for differences in the evolution of the input prices in the regulated industry compared with the input prices in the rest of the economy.(...) in some cases the regulator may choose to set different X-factors for different firms in an industry if it has reason to believe that some firms are more inefficient relative to other firms.”

Para mensurar os ganhos de produtividade de uma indústria, as ferramentas mais utilizadas têm sido a DEA e a SFA (Mota, 2004).

2.3. *Experiência internacional*

Na obtenção do fator X, a experiência internacional tem apontado para três soluções: o cálculo da Produtividade Total dos Fatores (TFP) para o setor, a realização de uma comparação de eficiência entre empresas ou, ainda, o arbítrio do valor do fator X pelo regulador.

A Produtividade Total dos Fatores (PTF) estima os ganhos futuros de produtividade do setor a partir das séries históricas de produtividade. O fator X é definido pela diferença das tendências de longo prazo entre a PTF da economia e a do setor regulado. É um método relativamente fácil de ser aplicado, porém não diferencia as empresas quanto aos seus níveis de eficiência. Outro defeito apontado para o método é de

que, numa abordagem *backward-looking*, a produtividade histórica poderia não se repetir no futuro, especialmente na presença de mudança estrutural, tal como o advento de uma privatização.

A definição do fator X a critério do regulador implica em elevado grau de subjetividade e discricionariedade. Não obstante haja estudos técnicos de projeção de algumas variáveis, o regulador acaba por arbitrar um valor para o fator X, o que depende da sua reputação e da tradição da prática regulatória na localidade.

O método de comparação entre empresas propõe a realização de um *benchmarking* entre as empresas do setor regulado. Jamasb e Pollitt (2001) realizaram uma ampla pesquisa da experiência internacional acerca dos métodos de *benchmarking* aplicados à regulação dos setores elétricos. A principal questão reside em como converter as medidas de eficiência relativa em um valor de fator X. Entre as técnicas utilizadas destacam-se: *Data Envelopment Analysis* (DEA), *Stochastic Frontier Analysis* (SFA), *Corrected Ordinary Least Square* (COLS). À época da pesquisa, os autores afirmavam que diversos eram os países que adotaram tais técnicas ou tinham intenção de adotá-las. Destaca-se a experiência norueguesa no setor de distribuição, que trabalha o uso da DEA para obtenção do fator X com base nas distâncias de cada empresa à fronteira de eficiência. Outros países que já utilizavam tais técnicas nos setores de distribuição são: Grã-Bretanha (COLS), Holanda (DEA) e Austrália (DEA, SFA e TFP).

2.4. *Revisão tarifária brasileira*

2.4.1. Histórico

Ao longo da história, o setor elétrico brasileiro apresentou sucessivamente três tipos de regime tarifário: pelo custo do serviço, pelo custo marginal e pelo preço máximo, este último em vigor para o subsetor de distribuição (Pires e Piccinini, 1998).

Até 1930, a regulação era limitada e pulverizada, em virtude de alguns poucos acordos entre concessionárias e municípios, detentoras do poder concedente à época. Com a revolução de 30 e um novo governo federal de caráter centralizador e nacionalista, deu-se a transferência do poder concedente dos municípios para a União. Além dessa mudança, o Decreto nº 24.643/34 (Código de Águas) adotava outras importantes medidas como: a definição da indústria de energia elétrica como serviço público, a revogação da Cláusula Ouro (indexação das tarifas à variação cambial), a adoção de regime tarifário pelo custo do serviço (taxa interna de retorno máxima permitida de 10% sobre o custo histórico) e a fiscalização técnica, financeira e contábil. Estabeleceu ainda que as novas explorações de recursos hídricos só poderiam ser feitas por empresas nacionais, permanecendo, assim, apenas como estrangeiras aquelas que já operavam, como a Light (Rio de Janeiro e Grande São Paulo) e Amforp (interior paulista e algumas capitais do Nordeste e Sul). O papel de fixação de tarifas, de fiscalização da prestação dos serviços e de promoção da estabilidade financeira das empresas pertencia ao Serviço de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral, subordinado ao Ministério da Agricultura.

Entretanto, por longo período os dispositivos do Código de Águas permaneceram inoperantes pela falta de órgão regulador forte e pelo poder das concessionárias estrangeiras. Só a partir de 1957, é que esta norma foi regulamentada pelo Decreto nº 41.019, que estabelecia tarifas que cobrissem o **custo de serviço** e estabelecia como *funding*, para novos projetos, a captação de empréstimos ou acréscimos de capital pelos acionistas.

Na década de 60, acelerou-se o processo de estatização do setor elétrico brasileiro, o que deixou a indústria mais sensível à política macroeconômica. A Eletrobrás, criada em 1962, passou a se responsabilizar pelo planejamento e coordenação do setor e assumiu, posteriormente, os controles acionários da Amforp e da Light, completando a estatização do setor. Em 1965, surgiu o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – Dnaee como órgão regulador do setor elétrico. O instrumento da correção monetária criado proporcionou melhor capacidade de autofinanciamento do setor, visto que atualizou todo o ativo imobilizado avaliado até então apenas pelo custo histórico. A Lei nº 5.655/71 elevou a taxa interna de retorno máxima permitida de 10 para 12%.

Em 1974, com intuito de empreender o crescimento regional mais homogêneo, o Decreto nº 1.383 estabeleceu a equalização tarifária, onde os consumidores de mesma classe de consumo pagariam a mesma tarifa independentemente da região do país. Tal medida gerou déficit para alguns estados e superávit para outros. Como mecanismos de correção dessas distorções, foram criadas a Reserva Global de Garantia (RGG), fundo de equalização; e a Conta de Consumo de Combustível (CCC), rateio dos custos do combustível consumido pelas termelétricas a ser feito entre as empresas do sistema interligado. Ao Dnaee cabia todo esse processo de definição das tarifas.

A primeira Crise do Petróleo atingiu fortemente a capacidade de autofinanciamento setorial baseado, até então, nas tarifas reais praticadas, nas dotações orçamentárias e no financiamento externo a juros baixos. Como nunca, as tarifas tornaram-se o principal instrumento de controle inflacionário, o que prejudicou o autofinanciamento do setor. A crise do balanço de pagamentos corroe a destinação de recursos orçamentários para o setor. Finalmente, as condições de crédito internacional pioraram, principalmente após a moratória mexicana em 1982. Ao mesmo tempo, as decisões de investimento do setor, como as Usinas de Itaipu, de Tucuruí e de centrais nucleares, não eram acompanhadas de uma justificativa microeconômica. Para viabilizar a construção de Itaipu, a Lei nº 5.899/73 obrigou às concessionárias do Sul/Sudeste/Centro-Oeste a adquirir cotas proporcionais às suas participações de mercado.

A introdução de princípios de tarifação pelo **custo marginal** deu-se pelo Decreto nº 62.724/68, que, porém, só foi implementada a partir de 1981. Tinha como objetivo viabilizar uma estrutura que refletisse os custos reais de fornecimento de energia para cada consumidor. A estrutura tarifária tornava-se diferenciada por classes de consumo e tipos de tensão. Apesar das distorções produzidas pela coexistência da tarifação pelo custo marginal e do mecanismo de equalização, houve impacto positivo de melhor modelagem da curva de carga diária do sistema.

A década de 80 foram anos de crise para o setor, cujas medidas e programas de recuperação não tinham sucesso. O Programa de Recuperação Setorial (PRS) de 1986 tentou recompor o valor real das tarifas, mas alcançou breve êxito devido ao recrudescimento da inflação. Por imposição legal, a União passou a arcar com os débitos

do sistema. O Decreto-Lei nº 2.432/88 determinou a compensação desses débitos com os ativos da União. Com a hiperinflação, as tarifas voltaram a ser utilizadas como instrumentos de controle da inflação. As concessionárias estaduais, por sua vez, não se mostravam interessadas em reduzir custos ou melhorar a produtividade, visto que o regime de remuneração garantida e a equalização de tarifas desestimulavam tais iniciativas.

A Constituição Federal de 1988 representou um marco em dois sentidos: na possibilidade legal de “reprivatização” do setor elétrico e na autonomia dos Estados e Municípios, fazendo a União perder importantes recursos tributários. Essa autonomia provocou também pressões para o fim da equalização entre as unidades da federação. Por volta de 1992, a situação do setor era financeiramente insustentável: inadimplência inter-setorial, fragilidade e captura do Dnaee pelo mercado, pressões de grupo de interesses, advento dos custos ambientais, etc.

A Lei nº 8.631/93 colocou um fim à equalização tarifária. Argumentava-se que a equalização tarifária, juntamente com a remuneração garantida, não só desestimulava a eficiência econômica, como também promovia o aumento de custos. Além disso, a referida lei promoveu mais um encontro de contas, tendo a União assumido os débitos das distribuidoras estaduais frente às geradoras; e estabeleceu a obrigatoriedade de contratos de fornecimento entre as geradoras e distribuidoras. Ainda, instituiu a correção mensal das tarifas, abolindo o limite máximo legal para as taxas de retorno setoriais e concedendo liberdade para modificação da estrutura tarifária, além de criar a figura do conselho de consumidores. No entanto, nem tudo foi efetivamente implementado, devido

principalmente ao desaparecimento do Dnaee e à manutenção da interferência da equipe econômica sobre os reajustes de tarifas.

Após o início do Plano Real, em que ficaram congelados os preços, o Dnaee foi autorizado pela Portaria nº 267/95 do Ministério da Fazenda a retomar o processo de reajuste e homologação das tarifas de energia elétrica. A mudança nas formas de cobrança e os descontos de tarifas incrementaram a receita das concessionárias distribuidoras sem aumento efetivo do nível de tarifas.

A reestruturação do setor elétrico começou de fato com o advento da Lei Geral das Concessões (Lei nº 8.987/95), que, regulamentando a Constituição de 88, tratou das regras gerais para licitação das empresas, dos direitos e deveres das concessionárias e da necessidade de um novo sistema tarifário e regulatório, que considerasse o equilíbrio econômico e financeiro das concessionárias. Posteriormente, a Lei nº 9.074/95 complementou-a, introduzindo, entre outros pontos, princípios a serem seguidos na renovação das concessões e preconizando a desverticalização obrigatória do setor em geração, transmissão e distribuição.

Com a privatização da primeira concessionária de distribuição, a Escelsa em 1996, surge na política tarifária um novo regime: o de **teto de preço** ou price-cap. As privatizações seguintes, Light e CERJ, consolidaram o uso do novo regime tarifário. Na verdade, o novo modelo de tarifação não surgiu já pronto, mas foi sendo construído paulatinamente, tendo, por exemplo, a metodologia do fator X sido definido apenas em meados de 2004. Um fator X nulo foi aplicado durante o primeiro período tarifário de todas concessionárias.

Por meio da Lei nº 9.427/96, foi criada a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que veio a substituir o Dnaee. A ANEEL tinha como atribuições a regulação e fiscalização da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com as políticas e diretrizes governamentais. A sua regulamentação infralegal veio com o Decreto nº 2.335/97.

Enquanto isso, a Eletrobrás contratava, em 1996, a firma de consultoria e contabilidade *Coopers & Lybrand* para elaborar estudos sobre um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. As recomendações da *Coopers & Lybrand* foram consubstanciadas na Lei nº 9.648/98. Entre as inovações, a criação do Mercado Atacadista de Eletricidade – MAE, para compra e venda de energia elétrica; a criação de um Operador Nacional do Sistema Elétrico –ONS, para coordenar e controlar as operações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados; o estabelecimento de contratos iniciais com transição para um mercado mais competitivo; e os novos princípios de regulamentação tarifária.

2.4.2. A atual revisão tarifária

Os contratos de concessão de distribuição elétrica foram firmados a partir de 1995 e estabeleciam as tarifas iniciais e as suas formas de alteração, a citar: reajuste tarifário anual, revisão tarifária extraordinária e revisão tarifária periódica.

Os custos das concessionárias foram divididos nas parcelas A e B. A parcela A (VPA) corresponde a “custos não gerenciáveis” pelas concessionárias, como a quantidade de

energia comprada, os custos de transmissão e os encargos setoriais. Já a parcela B (VPB) são “custos gerenciáveis” por decisões da concessionária e por práticas gerenciais, tais como os custos operacionais, a remuneração de capital e os tributos².

O **reajuste tarifário** acontece anualmente. No início, os contratos de concessão definiram uma receita anual (RA). O VPA, a cada ano, é obtido pelas condições vigentes no mercado, como o preço da energia a ser comprada. O valor do VPB é calculado residualmente pela diferença entre a RA e o VPA iniciais, corrigido pela variação do IGP-M observado nos 12 meses anteriores subtraída de um fator X. Dessa forma, o índice de reajuste tarifário (IRT) é formulado da seguinte forma:

$$IRT = \frac{VPA_i + VPB_{i-1} \times (IGPM \pm X)}{RA_{i-1}} \quad (2)$$

$$VPB_{i-1} = RA_{i-1} - VPA_{i-1}$$

A **revisão tarifária periódica** acontece no final de cada período tarifário, prazo definido contratualmente, tendo sido definido na maioria das empresas o prazo de 5 anos. A revisão tarifária compõe-se do reposicionamento tarifário e do cálculo do Fator X.

O **reposicionamento tarifário** (RT) é calculado por meio da seguinte fórmula:

$$RT(\%) = \frac{(Receita_requerida) - (Receita_extraconcessão) - (Outras_receitas)}{(Receita_de_fornecimento_verificada) + (Receita_de_suprimento)} \quad (3)$$

A receita requerida corresponde à receita necessária para cobrir os custos operacionais eficientes e à remuneração do capital investido para o período de 12 meses subsequentes (ano-teste). Assim como no reajuste tarifário anual, a receita requerida é composta pelo

² Na verdade, os Tributos não são gerenciáveis, no entanto a sua classificação entre os custos gerenciáveis

VPA (valor da parcela A) e pelo VPB (valor da parcela B). A receita de fornecimento verificada é a receita que a concessionária viria a auferir no ano-teste, se continuasse trabalhando com as mesmas tarifas anteriores à revisão tarifária. As receitas de atividades extra-concessão são aquelas oriundas de operações que não estão relacionadas ao objeto da concessão. A concessionária também pode auferir receitas de prestação de serviços, de arrendamento e de aluguéis, que, assim como as receitas extra-concessão, devem ser subtraídas da receita requerida em nome da modicidade tarifária. No denominador do equacionamento da revisão tarifária, soma-se à receita de fornecimento verificada a receita de suprimento, que é a proveniente da venda de energia a agentes que revendem a energia para terceiros.

O **cálculo do Fator X** foi metodologia definida recentemente em 2004 Durante o primeiro período tarifário o fator X foi fixado em zero. Ele é constituído de três componentes: X_a , X_e e X_c . O componente X_e procura capturar os ganhos de produtividade que a concessionária possa vir a obter durante o próximo período tarifário, utilizando para isso, o método de fluxo de caixa descontado; o X_c , busca considerar a satisfação dos clientes com o serviço recebido da concessionária; o X_a foi instituído pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) com o intuito de considerar os gastos com pessoal na composição do índice.

2.4.3. As Audiências Públicas e Notas Técnicas sobre Fator X

No âmbito nacional, o ponto de partida foi a Nota Técnica SRE/ANEEL nº 326, de 25 de outubro de 2002. Ela tratava dos objetivos do fator X na regulação tarifária, das

deve-se a previsão contratual.

alternativas de cálculo na experiência internacional e da proposta da ANEEL para cálculo do fator X.

Segundo a Nota, o regime de regulação por incentivos buscava alinhar os preços de um monopólio regulado com custos eficientes e remuneração adequada sobre investimentos incorridos prudentemente. Diferenciava o reposicionamento tarifário, que expressava a eficiência já obtida pela concessionária no período anterior, do cálculo do fator X, que buscava medir os ganhos potenciais de eficiência no próximo período tarifário.

A Nota apresentou como alternativas para o cálculo do fator X as seguintes abordagens: Método da Produtividade Total dos Fatores, Método do Fluxo de Caixa de Descontado, Critério do Regulador, Método de Comparação entre Empresas.

A proposta, na oportunidade, centrava-se no método de comparação entre empresas, onde comparações de variação de eficiência e de inflação de insumos entre o setor regulado e da economia acompanhavam a filosofia do trabalho de Bernstein e Sappington (1998). A PTF participava como meio de se mensurar a produtividade contida na fórmula acima. Ao método do Fluxo de Caixa Descontado era atribuído apenas o papel da conferência, ou seja, da análise da consistência dos valores obtidos pelo método da comparação entre empresas.

Um ano mais tarde, em outubro de 2003, a Nota Técnica SRE/ANEEL nº 214 retornava ao tema do cálculo do fator X, apresentando uma decisão sobre a metodologia que passaria a ser adotada. Acrescentou ao fator X da Nota anterior, o componente resultante de eficiência e denominado aqui de X_e , mais dois componentes: um

componente de qualidade (X_c), baseado em índice de satisfação do consumidor, e um componente adicional (X_a), referente a determinação do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE no sentido de considerar os custos de mão de obra no cálculo do fator X. Em relação à parcela X_e , centro de nossa atenção neste trabalho, a ANEEL optou pela metodologia do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) considerando para o cálculo apenas os ganhos de eficiência de escala. Quatro razões levaram a essa decisão:

- a sua consistência com o reposicionamento tarifário, em especial, com a Empresa de Referência, que já contemplaria a eficiência técnica, por meio dos custos operacionais eficientes considerados pela referida metodologia;
- a elevada heterogeneidade entre as concessionárias de distribuição no Brasil, o que levaria a resultados pobres com o uso da Produtividade Total dos Fatores, uma das metodologias alternativas em estudo;
- a abordagem *forward-looking* do FCD, o que seria uma vantagem, visto que evitaria a projeção inadequada dos ganhos de eficiência posteriores às privatizações;
- a consideração pelo FCD dos investimentos estimados para atender o crescimento previsto para o mercado.

Logo, a proposta inicial de se calcular o fator X por meio da comparação entre as empresas foi completamente abandonada. O método de FCD, que antes teria apenas a função de conferência do método anterior, passou a ser a metodologia principal. Pela

proposta, o fator X devia ser sempre não negativo, devendo ser truncado para um valor nulo, no caso do cálculo atingir um valor negativo.

2.4.4. Uma Análise da Resolução nº 55/2004 – fator X vigente

A Resolução Normativa nº 55, de 5/4/2004, estabeleceu a metodologia de cálculo do fator X para as empresas de distribuição. Adiante, passaremos a descrever toda essa metodologia à luz das vantagens mencionadas anteriormente em relação ao método FCD, apresentando também, quando for o caso, problemas existentes.

Pela metodologia aprovada pela ANEEL, o componente X_e considera unicamente o efeito dos ganhos esperados de escala das empresas em função do crescimento do mercado. Esses ganhos são decorrentes de mudanças na escala do negócio, ou seja, do aumento ou entrada de novos consumidores (crescimento horizontal) e/ou do maior consumo dos consumidores já existentes (crescimento vertical).

No entanto, esse argumento conservador não procede, visto que o instituto da Empresa de Referência contempla apenas a eficiência que deveria existir no instante do reposicionamento tarifário da empresa regulada. A eficiência técnica a ser alcançada no período tarifário subsequente não é tratada pela metodologia da Empresa de Referência, ou seja, **não há o alegado impedimento para que se considere na metodologia do fator X também os ganhos projetados de eficiência técnica.** Além disso, a escala do negócio é item que não está na esfera de controle da empresa regulada, dependendo da

área de concessão. Por isso, **a eficiência de escala não se prestaria para a avaliação da eficiência tendo em vista a obtenção do fator X.**

Para se obter o valor de X_e pela metodologia FCD, o valor presente líquido dos fluxos de caixa da empresa no período tarifário (FC_i) e dos ativos no fim do referido período (A_n) é igualado ao valor inicial dos ativos no início do período (A_0) por meio da introdução do fator X_e na formulação, que participa deduzindo as receitas operacionais decorrentes do crescimento do mercado. O valor presente líquido mencionado é obtido descontando-se o fluxo de caixa pelo custo do capital da empresa (WACC).

$$A_0 = \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+WACC)^i} + \frac{A_n}{(1+WACC)^n} \quad (4)$$

onde n é número de anos do período tarifário.

Sendo:

$$FC_i = [RO_i(1-X_e)^{i-1} - TRIB_i - CO_i - D_i](1-g) + D_i - INV_i \quad (5)$$

onde:

RO_i = receita operacional da empresa, obtida da parcela B da receita;

$TRIB_i$ = tributos PIS/PASEP, COFINS e P&D;

CO_i = custos operacionais da empresa (custos de O&M, de gestão comercial e de administração)

D_i = valor da depreciação

INV_i = valor dos investimentos

g = tributos IR e CSLL

Para captar o crescimento do mercado, a metodologia FCD trabalha com as variáveis RO_i , CO_i e INV_i .

A receita operacional (RO_i) é calculada a partir de uma estimativa da demanda de energia no mercado específico (Q). Ela é estimada por uma regressão linear tendo como variáveis dependentes o PIB nacional a preços correntes e a quantidade de clientes da distribuidora (CLI).

$$\ln Q = \alpha_1 + \alpha_2 \ln PIB + \alpha_3 \ln CLI \quad (6)$$

A quantidade de consumidores da distribuidora é obtida para cada categoria de consumo (residencial, comercial, industrial, rural e outros). Utiliza-se então uma série histórica das quantidades de clientes e das populações da área de concessão (POP), ambas por categoria de consumo.

$$\begin{aligned} \ln CLI_{residencial} &= \alpha_1 + \alpha_2 \ln POP_{urbana} \\ \ln CLI_{comercial} &= \alpha_1 + \alpha_2 \ln POP_{urbana} \\ \ln CLI_{industrial} &= \alpha_1 + \alpha_2 \ln POP_{total} \\ \ln CLI_{rural} &= \alpha_1 + \alpha_2 \ln POP_{rural} \\ \ln CLI_{outros} &= \alpha_1 + \alpha_2 \ln POP_{total} \end{aligned} \quad (7)$$

Segundo a metodologia, a escolha dos modelos de regressão acima reflete os melhores ajustes possíveis em função dos dados disponíveis, fato concluído de testes realizados. A demanda de energia é então também calculada segregadamente por categoria de consumo.

$$\begin{aligned} \ln Q_{residencial} &= \alpha_1 + \alpha_2 \ln PIB + \alpha_3 \ln CLI_{residencial} \\ \ln Q_{comercial} &= \alpha_1 + \alpha_2 \ln PIB + \alpha_3 \ln CLI_{comercial} \\ \ln Q_{industrial} &= \alpha_1 + \alpha_2 \ln PIB + \alpha_3 \ln CLI_{total} \\ \ln Q_{rural} &= \alpha_1 + \alpha_2 \ln PIB + \alpha_3 \ln CLI_{rural} \\ \ln Q_{outros} &= \alpha_1 + \alpha_2 \ln PIB + \alpha_3 \ln CLI_{total} \end{aligned} \quad (8)$$

A metodologia prevê uma análise de cenários sobre variações da variável PIB em 1% para cima e para baixo. Também é feito teste de consistência mediante a utilização dos PIBs estaduais específicos. Antes de tomar em definitivo os resultados, são realizados os testes estatísticos convencionais: estatística t, análise do R^2 e estatística F.

Avaliando o equacionamento do ponto de vista estatístico, podemos observar que os modelos desconsideram vários problemas advindos dos ensinamentos de econometria aplicada, o que poderia ter implicações sérias nos resultados. A primeira, evidente, é a crença de que o modelo, por ser *forward-looking*, estaria completamente isento dos problemas de mudanças estruturais no passado. **Assim como outros modelos, o FCD não pode dispensar o uso de projeções com base em valores passados.** As variáveis explicativas tomadas – PIB e CLI – podem ser afetadas da mesma forma por choques passados, como, por exemplo, um racionamento de energia. Outro ponto a ser questionado, **mais grave, é o tamanho das séries utilizadas.** Empreendendo uma pesquisa acerca do comprimento das séries utilizadas, podemos observar que as séries de clientes usadas contam apenas com 5 a 6 valores passados para a projeção econométrica, quantidade essa de dados insuficiente para dar robustez a uma projeção econométrica, onde os testes são válidos apenas assintoticamente.

Além disso, notemos que a projeção da demanda (Q) de energia em termos reais é obtida de uma regressão sobre o PIB nominal, ou seja, a inflação impacta equivocadamente as previsões de demanda, o que é **inconsistente com a metodologia do fator X, que considera unicamente variáveis reais**, não nominais.

Podemos também encontrar graves inconsistências no cálculo da metodologia atual. Tomemos o fim do primeiro ano do período tarifário como exemplo. O índice de reajuste tarifário (IRT) será expresso pela equação (2) e será a razão entre os preços tarifários p_2 e p_1 , onde p_2 é o novo preço para o segundo ano e p_1 é o do fim do primeiro ano:

$$\frac{p_2}{p_1} = \frac{VPA_2 + VPB_1 \times (IGPM + X_e)}{RA_1} \quad (9)$$

Por outro lado, na obtenção do fator X, temos que a receita operacional projetada, após aplicado o fator X, será igual à $RO_i = \frac{p_0 q_i (1 - X_e)^{i-1}}{(1 + WACC)^i}$, onde p_0 é a quantidade de projetada de energia e i é o período considerado. Por sua vez, o preço projetado será

$$p_i = \frac{RO_i}{q_i} = \frac{p_0 (1 - X_e)^{i-1}}{(1 + WACC)^i}. \text{ Portanto, a razão entre os preços tarifários } p_2 \text{ e } p_1 \text{ será:}$$

$$\frac{p_2}{p_1} = \frac{1 - X_e}{1 + WACC} \quad (10)$$

Ao igualarmos (9) à (10), teremos que:

$$\frac{1 - X_e}{1 + WACC} = \frac{VPA_2 + VPB_1 \times (IGPM + X_e)}{RA_1} \quad (11)$$

A equação é claramente contraditória. Podemos, dado um fator X calculado e valores de IGPM, VPB_1 , RA_1 e WACC, obter VPA_2 a partir da equação (11). Entretanto, VPA_2 não pode ser obtido do equacionamento, visto que o VPA_2 é valor proveniente das condições dos custos do mercado no fim do primeiro ano. Portanto, atingimos **uma**

contradição que prejudica capitalmente a consistência da metodologia. A projeção do fator X é calculado a partir de uma previsão de preços tal que o fluxo de caixa equilibre a equação (4) e (5). No entanto, o reajuste de preços faz uso da projeção do mesmo fator X pela equação (2) do reajuste tarifário. O que vem primeiro? Temos um sistema sobredeterminado, onde o número de equações é maior que o número de incógnitas.

Mais uma inconsistência da atual metodologia deve ser revelada. A razão da existência do fator X_e , como propõe a metodologia, é o crescimento do mercado, seja ele pela chegada de novos clientes (crescimento horizontal) ou pelo maior consumo dos clientes já existentes (crescimento vertical). Logo, ao zerarem-se as duas modalidades de crescimento, deve se esperar que o fator X se anule. No entanto, **nada há na metodologia que assegure a “zeragem” do fator X quando da estagnação do mercado específico.**

Voltando à descrição do modelo, podemos depreender da metodologia que os custos operacionais (CO_i) são calculados fazendo uso da Empresa de Referência. Os custos são projetados com base proporcional no crescimento da demanda de energia (Q) e na estimativa da quantidade de empregados. A quantidade de empregados também é, por sua vez, proporcional à quantidade de clientes (CLI).

A proporcionalidade assumida entre os custos operacionais e a quantidade de produto, neste caso, a demanda de mercado pela energia, implica a necessária existência de retornos constantes de escala no mercado, visto que o custo médio é constante. **Esse fato vai de encontro à consideração basilar da metodologia corrente de que os**

retornos de escala são crescentes. Além dessa notória contradição, a metodologia poderia, ao tornar o custo unitário fixo, estar sobrestimando os custos operacionais, no caso de uma real situação de retornos crescentes de escala, ou subestimando-os, no caso de retornos decrescentes de escala. Por exemplo, se uma determinada empresa em seu mercado convive com retornos crescentes de escala, o seu custo unitário reduz-se com o aumento da demanda, o que deveria na realidade levar a uma elevação do fator X.

Vale salientar também que a situação de retornos crescentes de escala em um mercado monopolista, como o é o setor em estudo, não implica que todas as empresas estejam individualmente em um ambiente de retornos crescentes de escala. Desse ponto de vista, a pergunta que fazemos é: como se comportaria o modelo definido pela presente metodologia, se uma determinada empresa atuasse em um mercado com retornos decrescentes de escala? Sendo essa condição provável, os custos unitários tornar-se-iam crescentes, diminuindo o fator X, podendo, inclusive, no limite, tornar-se negativo. No entanto, a atual metodologia, diferentemente do que foi previsto nas Notas Técnicas anteriores que debateram sobre o tema, **não deixa claro o que fazer quando o fator X calculado for negativo.**

Ao serem relacionados pela metodologia à demanda de energia (Q) e ao número de consumidores (CLI), os investimentos (INV_i) sofrem **as mesmas conseqüências estatísticas e teóricas já mencionadas.** No tocante ao componente de investimentos em expansão, a metodologia adota um modelo que considera economias de densidade, em que os retornos de escala são mensurados em função das áreas geográficas em operação. Apesar disso, a metodologia considera como boa aproximação para o crescimento da área atendida novamente o crescimento do número de clientes (CLI).

$$\frac{dINV}{INV} = b \times \frac{dQ}{Q} + (1-b) \times \frac{dCLI}{CLI} \quad (12)$$

O parâmetro b representa as economias de densidade e, para cada tipo de ativo (linhas, subestações e ramal de consumidor), foram arbitrados valores de b . **Não está claro que a escolha desses b s tenham sido precedidos por algum estudo.**

O fluxo de caixa descontado é técnica reconhecida para obtenção do custo de capital e assim é que o é encontrado na literatura de revisão tarifária. Em pesquisa bastante ampla na literatura internacional, não detectamos um só exemplo da referida técnica aplicada ao cálculo do fator X , à exceção, é claro, da experiência brasileira. Aliás, é difícil compreender como um fluxo de caixa, em sendo demonstrativo e resultado de natureza financeira, possa capturar as variáveis necessárias para se calcular a eficiência técnica de uma empresa, ligada muito mais ao resultado econômico.

Em contraposição à vigente metodologia, apresentamos neste trabalho uma metodologia alternativa que resgata as idéias originais expostas nas primeiras notas técnicas da ANEEL, bem mais consistente no aspecto incentivo à eficiência. Por exemplo, pela metodologia proposta neste trabalho, a informação contábil prestada pelas empresas conta com um natural mecanismo de revelação. As empresas têm incentivos por majorar seus custos operacionais com o objetivo de obter vantagens no reposicionamento do VPB. No entanto, com a metodologia de fator X aqui proposta, esse comportamento a prejudicaria no cálculo do seu nível de eficiência calculado para o fator X . Assim, há um incentivo, desta vez, para que as empresas comuniquem os valores reais

de seus custos. A metodologia proposta pretende também resolver, se não todos, mas a grande maioria dos problemas e inconsistências apontadas nesta seção.

3. ANÁLISE DE EFICIÊNCIA

Antes de apresentarmos os modelos com os quais trabalhamos, é conveniente que estabeleçamos alguns conceitos de medida de eficiência. Farrell (1957) propôs que a eficiência econômica (EE – *economic efficiency*) de uma firma poderia ser decomposta em eficiência técnica (TE – *technical efficiency*), que é a habilidade de uma firma obter o máximo de produto, dado uma quantidade fixa de insumo; e eficiência alocativa (AE – *allocative efficiency*), que é a habilidade da firma em combinar idealmente os seus insumos, dados os preços e a tecnologia disponível.

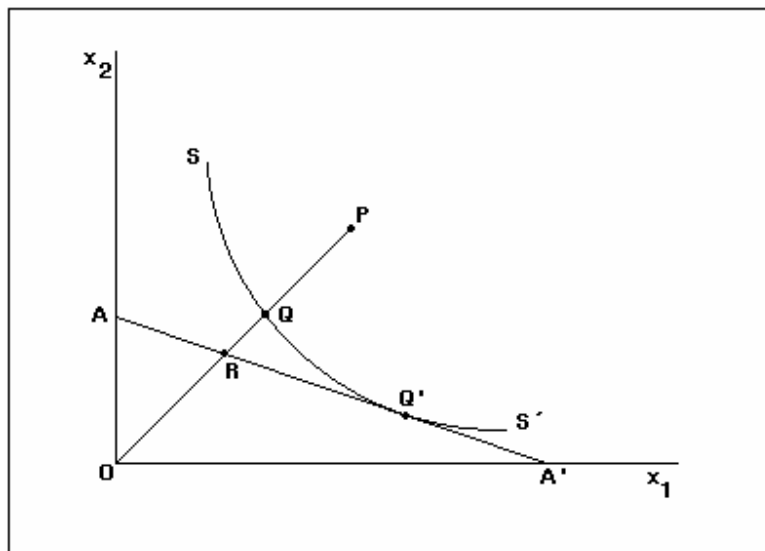


Figura 1– Eficiências técnica e alocativa

Para facilitar a visualização desses conceitos graficamente, Farrel (1957) usou uma firma com dois insumos (x_1 e x_2) e um produto (y) (Figura 1). Conhecendo-se a isoquanta do setor capturada pelas firmas mais eficientes, fronteira esta que pode ser obtida pela DEA, é possível mensurarmos o nível de eficiência técnica (TE) de qualquer outra firma por meio da seguinte razão:

$$TE = \frac{OQ}{OP} = 1 - \frac{QP}{OP} \quad (13)$$

que varia entre 0, para uma firma “infinitamente” ineficiente, e 1, para uma firma perfeitamente eficiente relativamente às que estão na fronteira.

Por sua vez, conhecendo-se o vetor preços dos insumos, a eficiência alocativa (EA) pode ser estimada como o quociente:

$$TE = \frac{OR}{OQ} = 1 - \frac{RQ}{OQ} \quad (14)$$

uma vez que a distância RQ representa a redução de custo que teria a firma se produzisse por meio da ideal proporção de insumos no ponto Q', em vez de produzir no ponto Q. Esta medida também varia no intervalo entre 0 e 1.

Por sua vez, a eficiência econômica (EE) é definida como:

$$EE = \frac{OR}{OP} = 1 - \frac{RP}{OP} \quad (15)$$

sendo RP entendido como a redução total de custos possível para a firma ineficiente. A razão também varia entre 0 e 1.

Podemos observar facilmente que a eficiência econômica é obtida por meio da composição (multiplicativa) das eficiências técnica e alocativa:

$$TE \times AE = \frac{OQ}{OP} \times \frac{OR}{OQ} = \frac{OR}{OP} = EE \quad (16)$$

Essa explicação de medidas de eficiência tem foco em medidas orientadas ao insumo, ou seja, pretende-se minimizar a utilização de insumos para um mesmo nível de produção. Medidas orientadas ao produto, ao invés disso, buscam com um conjunto fixo de insumos maximizar a produção. Quando os retornos de escala forem variáveis, a medida de eficiência técnica apresenta diferenças, dependendo da escolha entre orientação ao produto ou ao insumo. Färe & Lovell (1978, citado por Coelli et al., 1998) demonstrou que a medida de eficiência técnica orientada ao insumo e ao produto são equivalentes apenas no cenário de retornos constantes de escala.

Neste trabalho, centraremos nossas medições sobre a medida de eficiência técnica e assim, em razão das diferenças de mensuração acima apontadas, devemos decidir a priori a orientação do problema (se ao insumo ou ao produto). De acordo com Coelli et al (1998), na seleção da orientação, devem ser levadas em conta quais das quantidades (insumos ou produtos) as firmas têm mais controle. Visto que o setor elétrico de distribuição deve ofertar a quantidade de energia exigida pela comunidade, o mais coerente seria adotarmos as medidas de eficiência orientadas ao insumo, o que se refletirá também no modelo DEA a ser adotado.

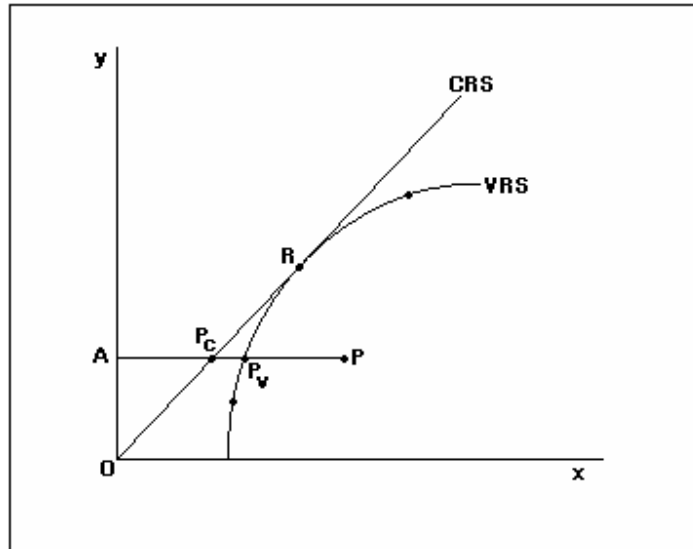


Figura 2– Cálculo da eficiência de escala

Ainda nos falta conceituarmos a eficiência de escala. A eficiência de escala mede o quão ótimo é o tamanho da firma nas suas operações. O fato de uma empresa ser maior ou menor que o tamanho ótimo implica ineficiência de escala. Visualizemos esse conceito de eficiência por meio da Figura 2, onde usamos um gráfico com um insumo e um produto. Nele, podemos também traçar uma fronteira em que consideremos retornos constantes de escala (CRS – *Constant Returns to Scale*) e retornos variáveis de escala (VRS – *Variable Returns to Scale*). A eficiência de escala é obtida pela diferença entre a eficiência técnica da curva CRS e a da VRS. Pela curva CRS, a ineficiência técnica é calculada a partir do segmento PP_C , enquanto que, pela curva VRS, a ineficiência técnica é obtida por meio do segmento PP_V . A diferença dos dois segmentos nos dará a eficiência de escala. Temos então o seguinte equacionamento:

$$\begin{aligned}
TE_{CRS} &= \frac{AP_c}{AP} \\
TE_{VRS} &= \frac{AP_V}{AP} \\
SE &= \frac{AP_C}{AP_V} \\
TE_{VRS} \times SE &= \frac{AP_V}{AP} \times \frac{AP_C}{AP_V} = \frac{AP_c}{AP} = TE_{CRS}
\end{aligned}
\tag{17}$$

Portanto, depreende-se que a medida de eficiência técnica CRS possui dois componentes: a eficiência técnica VRS “pura” e a eficiência de escala.

Como já mencionado, interessar-nos-á, como parâmetro principal de medida relativa de eficiência, a eficiência técnica, mais especificamente a eficiência técnica VRS. A eficiência técnica VRS é suficiente para os nossos objetivos do fator X. Segundo Coelli et al (2003),

“(...) when setting the X-factor for a particular firm (...) the regulator will usually want to remove the effects of scale efficiency from the productivity measures. This is because the firm generally has no control over its scale of operation, which is usually determined by historical factors. Thus most regulators tend to focus on measures of technical efficiency (from a VRS frontier) when setting firm-specific X-factors. The regulator does not want to disadvantage a firm for not being the optimal size when firm has no control over its size.

(...)

When setting firm-specific X-factors, a regulator will often want to remove allocative efficiency factors from the performance comparisons between firms. The regulator may wish to remove the input mix allocative efficiency component because the capital intensity of network firms is often largely determined by population density.

(...)

Hence in setting the firm-specific part of the X-factors, regulators tend to focus primarily on measures of technical efficiency. This is not an absolute rule, but it is generally the case...”

Dessa forma, a nossa escolha pela eficiência técnica “pura”, isto é, a eficiência técnica deduzida da eficiência de escala, implica em optarmos pela curva VRS, o que se refletirá também no modelo DEA a ser adotado. A curva CRS faz com que todas as firmas sejam comparadas entre si, independente do seu tamanho. Já a VRS permite que apenas as empresas com tamanhos similares sejam comparadas entre si, o que é bem mais coerente. Essa escolha também despreza a eficiência alocativa, pois, assim como a eficiência de escala, não é gerenciável pela empresa, sendo mais função da área onde atua.

Podemos ainda mensurar a evolução tecnológica da indústria ao longo do tempo, o que pode ser representado por um deslocamento da fronteira de eficiência como todo. Esse deslocamento é chamado de mudança de tecnologia (*Technical Change*) ou mudança da fronteira (*Frontier-Shift*), enquanto que a mudança de eficiência técnica de uma firma, aquela que não resulta da mudança da fronteira, é comumente chamada de *Catch-up*.

Inicialmente, precisamos definir o que venha a ser função de distância de insumo. Seja um conjunto $L(y)$ que representa o conjunto de todos os insumos x , que podem produzir o nível de produto y :

$$L(y) = \{x : x \text{ pode produzir } y\} \quad (18)$$

Uma função distância de insumo é definida como sendo a mínima contração possível dos insumos, dado os produtos fixos, ou seja, podemos representá-la por:

$$d_i(x, y) = \max\{\rho : x/\rho \in L(y)\} \quad (19)$$

que satisfaz as seguintes propriedades:

- a) $d_i(x,y)$ é não-decrescente em x e crescente em y ;
- b) $d_i(x,y)$ é linearmente homogênea em x ;
- c) se x pertence a $L(y)$, então $d_i(x,y) \geq 1$;
- d) $d_i(x,y)=1$, se x pertence à fronteira de $L(y)$.

Agora, sejam dois pontos no tempo s e t . O índice de produtividade de Malmquist para o período s corresponde à razão entre a distância dos insumos medidas no período t e a distância dos insumos medida no período s , ambas em relação à tecnologia vigente no período s . A definição é similar para o Malmquist do período t .

$$\begin{aligned} m_i^s(y_s, y_t, x_s, x_t) &= \frac{d_i^s(y_t, x_t)}{d_i^s(y_s, x_s)} \\ m_i^t(y_s, y_t, x_s, x_t) &= \frac{d_i^t(y_t, x_t)}{d_i^t(y_s, x_s)} \end{aligned} \quad (20)$$

O Malmquist que usaremos resulta da média geométrica entre os Malmquist dos dois períodos considerados.

$$m_i(y_s, y_t, x_s, x_t) = \left[m_i^s(y_s, y_t, x_s, x_t) \times m_i^t(y_s, y_t, x_s, x_t) \right]^{1/2} = \left[\frac{d_i^s(y_t, x_t)}{d_i^s(y_s, x_s)} \times \frac{d_i^t(y_t, x_t)}{d_i^t(y_s, x_s)} \right]^{1/2} \quad (21)$$

Que pode ainda ser reescrito como:

$$m_i(y_s, y_t, x_s, x_t) = \frac{d_i^t(y_t, x_t)}{d_i^s(y_s, x_s)} \times \left[\frac{d_i^s(y_t, x_t)}{d_i^t(y_t, x_t)} \times \frac{d_i^s(y_s, x_s)}{d_i^t(y_s, x_s)} \right]^{1/2} \quad (22)$$

onde o primeiro termo fora dos colchetes mensura a mudança da eficiência técnica entre os anos s e t , enquanto que o termo resultado da média geométrica entre as duas razões no interior dos colchetes representa a mudança da tecnologia entre os dois períodos, medidas em y_s e y_t .

Em suma, se uma firma alterou a sua produtividade em certo período de tempo, isso pode ser decomposto em quatro fatores:

- Mudança da tecnologia ou da fronteira do setor como um todo (*frontier-shift*);
- Mudança na eficiência técnica da firma (*catch-up*);
- Mudança na eficiência de escala;
- Mudança na eficiência alocativa.

Neste trabalho, por todas as razões expostas, interessamo-nos apenas pelos dois primeiros fatores.

4. ANÁLISE POR ENVOLTÓRIA DE DADOS

Fronteiras de eficiência têm sido construídas ao longo das últimas décadas por vários métodos. Desses métodos, os mais conhecidos são Análise Envoltória de Dados (DEA – *Data Envelopment Analysis*) e Análise de Fronteira Estocástica (SFA – *Stochastic Frontier Analysis*). Apresentamos um quadro comparativo entre as duas ferramentas (Tabela 1).

Tabela 1– Comparação entre os métodos

Categoria	DEA	SFA
Descrição	Método de programação linear que constrói uma fronteira de produção não-paramétrica pela interpolação linear dos dados.	Um método econométrico que estima uma fronteira eficiente da forma $y = f(x) + v - u$, onde v é um termo erro e u captura a ineficiência técnica.
Dados requeridos	Dados de quantidade para uma amostra de firmas, preferencialmente para alguns anos. Todavia, se dados de preço estiverem disponíveis, pode-se também calcular eficiência alocativa.	Dependendo dos propósitos precisa-se de dados de quantidade e preços, preferencialmente para alguns anos.
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> • Identifica um conjunto de firmas similares para cada firma ineficiente • Pode facilmente manipular várias variáveis de saída (produtos) • Não é necessário definir uma forma funcional para a fronteira ou uma forma de distribuição para o termo de erro da ineficiência 	<ul style="list-style-type: none"> • Tenta considerar ruído • Variáveis ambientais são facilmente tratáveis • Permite testes estatísticos de hipótese • Fácil de identificar <i>outliers</i> • Fronteira de custo e função distância podem ser variáveis de saída (produtos).
Defeitos	<ul style="list-style-type: none"> • Pode ser influenciado por ruídos • Não permite testes estatísticos de hipótese • Necessita grandes amostras para estimação robusta, o que pode não está disponível para um regulador recém-criado. 	<ul style="list-style-type: none"> • A decomposição do termo de erro no ruído e nos componentes de eficiência pode ser afetado pela forma da distribuição escolhida e pela consideração de que a assimetria é um indicador da ineficiência • Necessita grandes amostras para estimação robusta, o que pode não está disponível para um regulador recém-criado.

Fonte: Coelli et al (2003)

Frente à SFA, a DEA tem como principal vantagem o fato de não precisarmos explicitar a função de produção. Além disso, a DEA permite ser facilmente utilizada em modelos que necessitem o uso de mais de uma variável de saída. Como destacada desvantagem, a DEA é uma metodologia determinística, não permitindo realização de testes de hipótese. Portanto, é necessária uma atenção especial quanto à ocorrência de *outliers* na base de dados trabalhada.

A escolha de metodologia recaiu sobre a DEA, em virtude de ser método mais empregado no meio regulatório e pela sua facilidade de ser calculado e representado por meio de gráficos. Além disso, a quantidade de trabalhos acadêmicos de DEA aplicado à regulação é mais numerosa que para SFA (Mota, 2004; Jamasb e Pollitt, 2001), sendo também de equacionamento mais simples. Como afirma Coelli (2003):

“In regulation, DEA has been the more popular method, probably because DEA methods are easy to draw on diagrams, easy to calculate, and until recently SFA could not accommodate multiple outputs.”

DEA é um método não-paramétrico que utiliza programação linear para construir uma fronteira de eficiência a partir de uma amostra de firmas ou unidades de decisão (DMU – *Decision Making Unit*), calculando índices individuais de ineficiência em relação à essa fronteira. Foi proposto pela primeira vez por Farrell (1957), mas a técnica foi transformada em técnica operacional apenas por Charnes, Cooper e Rhodes (1978, citado por Banker et al., 1984), considerando CRS e orientação ao insumo. Por essa razão, tal modelo é denominado também por DEA CCR. Posteriormente, Banker, Charnes e Cooper (1984) introduziu um modelo com VRS, conhecido também por DEA BCC.

Sejam K variáveis de entrada (insumos), M variáveis de saída (produtos) e N firmas. Cada firma i será representada por um vetor coluna de insumos x_i e um vetor coluna y_i de produtos. Esses dados geram uma matriz de insumo $X_{K \times N}$ e uma matriz de produto $Y_{M \times N}$. O modelo CRS é resolvido por meio do seguinte problema de programação linear:

$$\begin{aligned}
 & \min_{\theta, \lambda} \theta \\
 & \text{s.a.} \quad \text{onde } i=1, \dots, N \\
 & -y_i + Y\lambda \geq 0 \\
 & \theta x_i - X\lambda \geq 0 \\
 & \lambda \geq 0
 \end{aligned} \tag{23}$$

onde θ é um escalar e λ é um vetor $N \times 1$. A eficiência técnica é obtida do valor de θ , que será igual à unidade, no caso da firma se encontrar na fronteira, ou menor que a unidade, cujo valor será o grau de eficiência técnica que procuramos. Deve-se resolver esse problema de programação linear para cada empresa i . Intuitivamente, o problema faz com o vetor de insumos de cada firma i contraia-se radialmente, o que produz projeções das firmas ineficientes sobre uma combinação convexa das empresas eficientes, que serão seus *benchmarks*. Essas projeções são representadas por $(X\lambda, Y\lambda)$, onde λ é o vetor de pesos da combinação convexa entre as empresas que compõe o *benchmark* da empresa em análise. Uma vantagem dessa medida de eficiência é que ela usufrui da propriedade da invariância das unidades (*units invariant*), ou seja, a solução não é afetada pela unidade considerada para as variáveis.

As eventuais folgas existentes depois de executado computacionalmente o modelo podem significar que a solução ainda não é a final. Enquanto que Farrell (1957) definiu a ineficiência técnica em termos da redução radial dos insumos, Koopmans (1951,

citado por Coelli et al., 1998) acrescentou folgas das restrições nulas para que tivéssemos a solução do problema de mensuração de ineficiência. No entanto, a preocupação com as folgas deve ser minimizada por duas razões. Primeiro, as folgas podem ser encaradas como resíduos do modelo DEA e de pequenos tamanhos de amostra. À medida que se aumenta a amostra utilizada, as folgas tendem a desaparecer. Segundo, essas folgas podem ser consideradas como ineficiência alocativa (Ferrier & Lovell, 1990, citado por Coelli et al., 1998), modalidade de eficiência que não será alvo do nosso estudo.

O modelo DEA CRS calcula-nos um valor subestimado de eficiência técnica, visto que incluído nele está o efeito da eficiência de escala. O modelo DEA VRS extrai uma medida de eficiência técnica “pura”, livre do efeito da medida de eficiência de escala. Essa medida, sim, é a medida central de nossas futuras inferências sobre a eficiência do setor estudado. O novo modelo é equacionado acrescentando-se ao modelo anterior a restrição de convexidade:

$$\begin{aligned}
 & \min_{\theta, \lambda} \theta \\
 & \text{s.a.} \\
 & -y_i + Y\lambda \geq 0 \\
 & \theta x_i - X\lambda \geq 0 \\
 & N1' \lambda = 1 \\
 & \lambda \geq 0
 \end{aligned} \tag{24}$$

onde N1 é um vetor Nx1 de uns. Graficamente, a nova restrição faz com que a fronteira construída envolva de modo mais “apertado” os pontos (Figura 2), o que fará com que a eficiência técnica agora medida seja superior à calculada pelo DEA CRS. O mais importante é que, na análise dos dados, garantamos que a comparação da eficiência de uma determinada firma seja comparada contra empresas de escala e tamanho similares.

No propósito de considerar os diversos cenários nos quais as firmas trabalham, poderemos utilizar variáveis ambientais (*environmental variables*) para capturar as diferenças regionais onde as firmas estão localizadas. Ao nosso modelo, seria adicionada mais um conjunto de restrições:

$$\begin{aligned}
 & \min_{\theta, \lambda} \theta \\
 & \text{s.a.} \\
 & -y_i + Y\lambda \geq 0 \\
 & \theta x_i - X\lambda \geq 0 \\
 & z_i - Z\lambda \geq 0 \\
 & N1'\lambda = 1 \\
 & \lambda \geq 0
 \end{aligned} \tag{25}$$

onde z_i é um vetor $L \times 1$ de valores de variáveis ambientais para a empresa e Z é uma matriz $L \times N$ desses valores para todas as firmas. O valor θ não está presente na nova restrição, visto que não há como a empresa controlá-lo. Por esse modelo, uma firma i não será comparada com firmas que possuem melhor ambiente.

Com o uso de dados em painel (*panel data*), pudemos mensurar mudanças da fronteira de eficiência para o grupo de firmas como um todo. O índice Produtividade Total dos Fatores de Malmquist (*Malmquist TFP Index*), além de não necessitar de variáveis de preços, pode ser decomposto em dois componentes temporais: a mudança na eficiência técnica das firmas (*catch-up*) e a mudança de tecnologia do setor (*frontier-shift*). Das várias maneiras que tal índice pode ser obtido e decomposto, optamos pela DEA Malmquist.

Para obtermos os valores da mudança de tecnologia devemos impor inicialmente uma tecnologia CRS (Färe et al., 1994), para que o índice mensure corretamente a produtividade total dos fatores. Sejam i firmas e 2 pontos no tempo. Como já

anteriormente afirmado, o conjunto das 4 programações lineares abaixo permite que meçamos separadamente a mudança na eficiência técnica das firmas (*catch-up*) e a mudança de tecnologia do setor (*frontier-shift*). Para cada firma i , será necessário resolver o conjunto de programações lineares:

$$[d_i^t(y_t, x_t)]^{-1} = \min_{\theta, \lambda} \theta$$

s.a.

$$-y_{it} + Y_t \lambda \geq 0$$

$$\theta x_{it} - X_t \lambda \geq 0$$

$$\lambda \geq 0$$

$$[d_i^s(y_s, x_s)]^{-1} = \min_{\theta, \lambda} \theta$$

s.a.

$$-y_{is} + Y_s \lambda \geq 0$$

$$\theta x_{is} - X_s \lambda \geq 0$$

$$\lambda \geq 0$$

$$[d_i^t(y_s, x_s)]^{-1} = \min_{\theta, \lambda} \theta$$

s.a.

$$-y_{is} + Y_t \lambda \geq 0$$

$$\theta x_{is} - X_t \lambda \geq 0$$

$$\lambda \geq 0$$

$$[d_i^s(y_t, x_t)]^{-1} = \min_{\theta, \lambda} \theta$$

s.a.

$$-y_{it} + Y_s \lambda \geq 0$$

$$\theta x_{it} - X_s \lambda \geq 0$$

$$\lambda \geq 0$$

(26)

Como já mencionado, os valores de θ serão menores ou iguais a 1, ou seja, as funções de distância serão maiores ou iguais a 1, como seria de se esperar.

Para a DEA, existem regras que permitem que acompanhem a consistência dos resultados obtidos pelo modelo. No emprego do modelo DEA, para cada variável acrescentada, podemos verificar a consistência dos resultados. Por exemplo, dado o tamanho fixo da amostra, a inclusão de uma variável nunca pode reduzir a eficiência de cada uma das DMUs. Por outro lado, a exclusão nunca pode aumentar a eficiência de qualquer das DMUs (Coelli et al, 2003). Em relação às DMUs, a inserção ou a retirada de uma DMU ineficiente não deve alterar as eficiências das DMUs já presentes no modelo, tampouco a fronteira de eficiência (Zhu, 2003).

Outro fato que se deve ter em mente é que, para aumentar a eficiência, cada DMU deve aumentar os seus produtos e diminuir os seus insumos. Acontece que podemos ter medidas de produtos indesejáveis, tal como o número de defeitos numa produção. Zhu (2003) alerta que não se pode tratar um produto indesejável como um insumo, nem um insumo indesejável como um produto, pois o modelo DEA não refletirá o processo produtivo. Em vez disso, ele sugere uma transformação afim por meio da multiplicação por -1 e da soma pelo máximo valor da variável, já que o modelo DEA não trabalha com valores negativos:

$$y_i = \max_{1 \leq i \leq n} (x_i) - x_i \quad (27)$$

A técnica DEA é muito sensível às variáveis escolhidas. Quanto maior a quantidade de variáveis selecionadas, maior será a representatividade do nosso modelo em relação à realidade estudada. No entanto, isso reduz a discriminação de nosso modelo, ou seja, muitas firmas localizar-se-ão em conjunto na fronteira. Com o objetivo de equilibrar esses dois fatos (a discriminação e a representatividade), Senra e Mello (2004) propõem um modelo de escolha das variáveis de forma que se elimine a subjetividade restante no modelo DEA quanto a esse aspecto. Cria dois indicadores: o indicador SEF, que busca o melhor ajuste à fronteira; e o indicador SDIS, que mensura a discriminação. No processo de escolha, parte-se da variável de entrada e da saída que possuem maior correlação. Em seguida, acrescenta-se ao modelo a variável que confere maior SEF, até que se maximizem os indicadores SEF e SDIS ou até que o número de variáveis acopladas atinja 1/5 das DMUS consideradas. No entanto, pela proposta, ainda permanece algum grau de subjetividade relativo à qual ponderação a ser adotada entre os indicadores.

Apesar de interessante a proposta, entendemos que o regulador deve usufruir a prerrogativa de escolher as variáveis do modelo que melhor lhe convier, em função das reais relações de causalidade entre as variáveis e a eficiência a ser medida e da possibilidade de implementação de sinalização de incentivos por meio das variáveis adotadas. Pela relação de causalidade, deve-se entender como a inclusão de fatores de capital e trabalho bem como a receita ou volume produção, que são variáveis que explicam a produtividade empresarial. Atendendo esses dois aspectos, o regulador deve-se permitir uma parcela de discricionariedade no processo. Portanto, das regras propostas por Senra & Mello (2004), adotaremos tão-somente a regra do 1/5, que servirá para

balizar a quantidade de variáveis no modelo final. Assim, é mais coerente a seleção de variáveis com base na experiência internacional (Coelli et al, 2003), sem perder a atenção sempre para as restrições de disponibilidade de dados impostas pela realidade brasileira.

A existência dos dados para rodar o DEA é questão das mais relevantes, ainda mais no âmbito de uma regulação, onde quase sempre o regulador não possui acesso a todas as informações de que precisa, incorrendo no problema da assimetria de informação. Outras vezes, a informação estará disponível, mas a um custo de obtenção muito elevado. Portanto, é salutar a preocupação de selecionar *proxies* que sejam não somente disponíveis como também tenham baixo custo de obtenção. Um aspecto muito importante na escolha das variáveis refere-se à homogeneidade das variáveis, a fim de que sejam comparáveis não só ao longo do tempo, como também entre as empresas envolvidas em determinado ponto no tempo. As variáveis que serão relacionadas neste trabalho são os sugeridos por Coelli et al (2003).

4.1. *Histórico de estudos com DEA no setor elétrico brasileiro*

Resende (2002) foi o primeiro a adotar um *yardstick competition* para setor elétrico brasileiro, optando pela DEA como ferramenta analítica. Utilizou para isso 24 distribuidoras de energia no Brasil para os anos 1997/98, realizando uma análise *cross-section* para tais anos. As variáveis área de concessão, número de consumidores, energia industrial vendida e energia vendida não industrial foram os produtos do seu modelo, enquanto que número de empregados, capacidade dos transformadores, extensão da rede

foram os insumos. Empregou DEAs VRS e CRS, optando pelo modelo orientado aos insumos. Concluiu ser possível e recomendável o uso de *yardstick competition* no setor de distribuição de energia elétrica, por meio de escalonamento de eficiências obtidos por metodologias como a DEA. Apontava como principal dificuldade nessa comparação a heterogeneidade do setor no Brasil, fato que podia ser superado com o uso de uma boa base de dados não existente à época.

Kassai (2002) utilizou a DEA na análise de demonstrações contábeis para os setores de energia elétrica e de alimentos. Sua tese de doutorado teve como objetivo apresentar a DEA como uma opção na evolução na análise contábil no contexto da existência de outras ferramentas já existentes como a análise convencional de demonstrações contábeis, os modelos estatísticos de correlação e regressão e a análise discriminante. No decorrer do seu estudo, empregou diversas técnicas na seleção das variáveis contábeis, entre elas: análise de *outliers*, análise de correlação, análise gráfica e análise de *clusters*. Coletou dados contábeis de 46 empresas do setor elétrico referentes ao ano 2000. Para o modelo CRS, selecionou 6 variáveis contábeis relevantes (vendas, valor adicionado, ativo total, giro, pessoal e encargos, e juros e aluguéis) encontrando 18 empresas eficientes. Para o modelo VRS, selecionou 5 variáveis contábeis relevantes (vendas, resultado, ativo total, giro e patrimônio líquido), tendo resultado em 19 empresas eficientes. Ao comparar o resultado com a classificação de Melhores e Maiores da revista Exame, concluiu pela validade da aplicação do modelo DEA na análise de balanços de empresas.

O trabalho de Lima (2003) realizou um estudo sobre o método regulatório *Dynamic Yardstick Competition*, proposto pelo dinamarquês Peter Bogetoft, utilizando

como parâmetros dados aferidos para um conjunto de concessionárias do setor elétrico brasileiro no período de 1993 a 2000. O modelo adotado permitiu a comparação dos seus resultados com aqueles obtidos pelas empresas reguladas e a realização de simulações de comportamento oportunista adotadas pelas concessionárias. Foi executado uma DEA CRS com variáveis de saída (nº de consumidores, volume de energia (MWh)) entrada (nº de funcionários, densidade demográfica (nº cons/km²), DEC, FEC, perdas e custo operacional). Para os resultados finais, utilizou a série histórica de dados dos anos de 1998, 1999 e 2000 para 20 concessionárias do setor elétrico, não diferenciando qual subsetor e coletando dados junto ao BNDES. Como resultado, mostrou que, no processo regulatório simulado compreendendo vinte concessionárias e um período contratual hipotético dos três anos, não haveria diferença perceptível entre o total da receita bruta de fato auferida pelas concessionárias e o montante da receita autorizada sugerida pelo modelo avaliado. Conclui-se ainda que o modelo de regulação por comparação dinâmica de desempenho apresentou-se vulnerável a efeitos de comportamentos oportunistas que, porventura, viessem a ser adotados por firmas participantes do processo regulatório.

Mota (2004) realizou um *benchmarking* internacional para o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro em comparação ao americano, utilizando a DEA, incluindo a DEA Malmquist, e a SFA. A sua escolha decorreu de sua conclusão sobre o amplo uso das duas metodologias de *benchmarking*, principalmente da DEA, em estudos acadêmicos e trabalhos regulatórios pelo mundo. Utilizou para isto, 72 empresas americanas e 14 brasileiras do setor de distribuição para os anos de 1994 e 2000, obtendo os dados junto à ANEEL e a FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) e trabalhando com 6 modelos abaixo reproduzidos:

Tabela 2– Variáveis utilizadas nos diversos modelos de Mota (2004)

Modelos	Variáveis de entrada	Variáveis de saída	Variáveis ambientais
Modelo 1	Custos operacionais	Oferta de energia (MWh) Nº de consumidores(#)	-
Modelo 2	Custos operacionais	Oferta de energia (MWh) Nº de consumidores(#) Extensão da rede (km)	-
Modelo 3	Custos operacionais	Oferta de energia (MWh) Nº de consumidores(#)	Demanda de pico (MW) Densidade de consumidores (# consumidores/# transformadores) Proporção residencial dos consumidores
Modelo 4	Custos operacionais	Oferta de energia (MWh) Nº de consumidores(#) Extensão da rede (km)	Demanda de pico (MW) Densidade de consumidores (# consumidores/# transformadores) Proporção residencial dos consumidores
Modelo 5	Custos totais	Oferta de energia (MWh) Nº de consumidores(#)	-
Modelo 6	Custos totais	Oferta de energia (MWh) Nº de consumidores(#)	Demanda de pico (MW) Densidade de consumidores (# consumidores/# transformadores) Proporção residencial dos consumidores

Fonte: Mota (2004)

Para cada um dos modelos acima, executou DEA CRS, DEA VRS e DEA Malmquist e SFA. Os custos totais foram incluídos nos modelos como melhor *proxy* para os custos de capital, diante da dificuldade de obtenção destes últimos. Entre as suas principais conclusões, afirmou que as empresas brasileiras foram tecnicamente mais eficientes que as americanas, mas não estatisticamente significativo para alguns modelos. Em relação ao impacto da privatização no setor, constatou benefícios positivos, apesar de, novamente, não ser esse resultado estatisticamente significativo. Afirmou ainda que os custos de capital não poderiam deixar de ser contemplados em modelos de *benchmarking* e que o uso de variáveis de qualidade poderiam ter melhorado os resultados. Finalizou enfatizando a importância da padronização das medidas de custo de

capital, em prol da realização de *benchmankings* internacionais e da regulação por incentivo.

Enquanto a maioria dos estudos anteriores realizou *benchmankings* em empresas do setor elétrico como um todo, o presente estudo concentra-se nas empresas do subsetor de distribuição no Brasil, ampliando a amostra para 42 maiores empresas das 64 existentes no subsetor. O objetivo central é aproveitar o *benchmarking* para obter uma estimativa de fator X para o subsetor que, ao mesmo tempo, seja consistente com a teoria e contenha propriedades desejáveis em termos de incentivo à eficiência. A maioria dos dados foi obtida junto ao regulador, entidade que contém o mais confiável banco de dados necessário para o desenvolvimento deste estudo, apesar dos problemas decorrentes da informação assimétrica. O uso de DEA VRS e de adequadas variáveis ambientais permitem a comparação entre todas as 42 empresas da amostra, sem, no entanto, desconsiderar as grandes diferenças regionais brasileiras. Assim, por meio de um único modelo de *benchmarking*, sem lançar mão de técnicas adicionais, podemos obter um ranqueamento de eficiência entre as empresas de distribuição e, assim, entre outras aplicações que o resultado possa ter, aplicá-lo para estimarmos valores de fator X que incentivarão a eficiência no setor.

5. RESULTADOS

5.1. *Programas*

No momento da execução dos modelos DEA, o DEAP, *software* no qual recaiu a primeira opção, mostrou-se limitado por não permitir o uso conjunto de várias funcionalidades necessárias para executar os diversos modelos DEA envolvidos.

Logo, optamos por construir os modelos em planilha *Excel*. Uma vantagem dessa decisão vista logo de início foi a possibilidade de identificar, de adaptar e de controlar todo o processo de cálculo dos modelos propostos, o que não seria permitido com o uso de *softwares* fechados. As planilhas foram confeccionadas com uso de *solvers* e macros que tornaram as soluções automáticas o máximo possível. Resultados preliminares foram confrontados com resultados expedidos pelo DEAP.

Em um segundo momento, adquirimos o *software* DEA *Excel Solver*, *software* fechado que funcionava com o auxílio do *Excel*. O *software* permitiu uma combinação maior de funcionalidades exigidas pelos modelos DEA, porém não nos foi possível resolver todos modelos, entre os quais o DEA Malmquist com variáveis ambientais. Mesmo assim o *software* foi-nos importante pela comparação dos demais modelos DEA e pelo layout mais amigável.

5.2. *Dados*

As dificuldades previstas na obtenção dos dados concretizaram-se no trabalho de campo. A estrutura institucional regulatória do país é recente e como era de se esperar, bancos de dados com as informações ideais para o presente estudo não se encontravam sistematicamente armazenados nas instituições e, muitas vezes, não existiam. Porém, ao longo desta seção, não deixaremos de apontar as variáveis alternativas mais condizentes que foram abandonadas por aquelas que estavam ao alcance.

Além da questão da disponibilidade dos dados, outro fator afetou sobremaneira a escolha dos dados, no tocante à série histórica. Não convinha utilizar dados do ano de 2001, em virtude da quebra estrutural provocada pelo racionamento de energia naquele ano. Além disso, as variáveis contábeis utilizadas foram retiradas de demonstrativos apresentados pelas empresas com base em plano de contas só recentemente estabelecido, como será explicado mais adiante.

Para as variáveis de entrada ou insumos, resolvemos considerar variáveis que mensurassem os custos com capital e trabalho (Coelli et al., 2003).

A intenção inicial era de coletarmos o número de funcionários (#), como melhor *proxy* para o custo com trabalho. No entanto, levando-se em consideração que o número de funcionários não poderia representar de modo homogêneo o custo trabalho, em virtude das diferenças regionais dos salários, optamos por buscar dados da folha de pagamento (R\$) das distribuidoras. No uso desta ou daquela variável, deve-se considerar a hipótese da uniformidade da qualidade do trabalho realizado pelos funcionários entre as empresas

consideradas, o que não é um problema significativo no presente caso, já que o *benchmarking* implementado teve um âmbito nacional.

Da mesma forma, inicialmente imaginou-se tomar duas variáveis como *proxies* de capital: a extensão da rede (km) e a capacidade dos transformadores (MVA). As linhas de distribuição poderiam ser bem diferentes: os postes poderiam ser aéreos ou subterrâneos, de madeira ou de concreto, de baixa ou média voltagem (alta voltagem é identificada como linha de transmissão), entre outros aspectos. Uma forma de considerarmos essas diferenças seria ponderar as linhas de distribuição por meio da voltagem conduzida. A falta de homogeneidade também poderia afetar os transformadores, esses podendo ser de vários tamanhos e tipos. Daí, não ser conveniente tomar a quantidade de transformadores, mas sim a soma total das capacidades dos transformadores em MVA. Os demais itens de capital das distribuidoras como edifícios, veículos, computadores, poderiam ser desprezados, uma vez que costumam ser pequenos quando comparados às variáveis já consideradas. Todavia, como previsto, não foi possível obter as duas variáveis físicas mencionadas.

As variáveis de entrada foram obtidas de dados contábeis a partir dos Relatórios de Informações Trimestrais – RITs. Criado em 1997, mas apenas consolidado o seu formato mais recentemente a partir de 2001, o RIT é instrumento gerencial com três objetivos: analisar e avaliar os gastos com investimentos e custeio, acompanhar as receitas para fins da manutenção do equilíbrio econômico e financeiro e servir de base para cálculo da taxa de fiscalização. Tendo em vista o estabelecimento de tais objetivos e uma possível manipulação dos dados, a ANEEL realiza testes de confiabilidade das planilhas que compõem os RITs. O RIT foi definitivamente operacionalizado com o

Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, que definiu o plano de contas atualmente vigente. Além disso, o RIT tem seus dados desdobrados nas atividades de produção, transmissão, distribuição, administração e comercialização.

Para o nosso estudo, coletamos os RITs das 42 concessionárias distribuidoras para os anos de 2002, 2003 e 2004. Além de problemas com o cenário de 2001, ano do racionamento, a base de dados para os anos anteriores a 2002 apresentavam pouca confiabilidade, haja vista a recente edição do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica. Nos RITs, consideramos os dados contábeis das atividades distribuição, administração e comercialização. Atualmente, todas as empresas distribuidoras no Brasil acumulam a atividade de comercialização. A distribuição é definida pelo referido manual como aquela composta de linhas, redes, subestações e demais equipamentos associados, em tensões inferiores a 230 kV. A comercialização, que em tese poderia ser exercida por uma empresa a parte, é definida como a compra e venda de energia elétrica e seu imobilizado é composto de móveis e utensílios, equipamentos de informática e comunicação e demais bens necessários a sua atividade. Considerando o tênue delineamento entre as atividades de distribuição e comercialização e o fato de todas as distribuidoras também serem comercializadoras, optamos, em relação a todas as variáveis contábeis, pela soma dos valores referentes às citadas atividades. Isso, não elimina, no entanto, a limitação dos resultados que possam existir em razão da classificação errônea da natureza dos gastos em relação às atividades de transmissão e geração para aquelas empresas que acumulam também tais atividades com a distribuição.

Extraímos três naturezas de gasto dos RITs: a despesa com pessoal, a despesa com depreciação/amortização e a despesa com serviço de terceiros. A despesa com

peçoal refere-se às subcontas de resultado 615.0X.X.X.01 – Pessoal e 615.0X.X.X.02 – Administradores, enquanto que a despesa com depreciação/amortização foi obtida das subcontas 615.0X.X.X.53 – Depreciação e 615.0X.X.X.55 – Amortização. Em relação à depreciação, é importante notar que as taxas de depreciação para cada um dos tipos de ativo são estabelecidas pela Resolução ANEEL nº 44/1999, à exceção de situações especiais devidamente comprovadas e suportadas por laudo técnico aprovado pela ANEEL, fato esse sem ocorrência, segundo consulta realizada à ANEEL. Além disso, a ANEEL não admite o cálculo da depreciação acelerada, exceto quando se tratar de depreciação acelerada incentivada, cujos procedimentos e controles são estabelecidos na legislação fiscal, que não afeta, portanto, o resultado contábil. Apesar do registro pelo custo histórico, podemos tomar a rubrica da despesa de depreciação/amortização como uma boa *proxy* para a quantidade de capital. Além disso, em virtude da significância dos seus valores observados nos RITs, coletamos também os gastos com serviço de terceiros, que completa a tríade das variáveis de entrada consideradas no modelo. As despesas de serviços de terceiros – subconta de resultado 615.0X.X.X.21 – compreendem aquelas com operação, conservação e administração de serviços contratados externamente à concessionária, tendo assim também naturezas de gasto de pessoal e de depreciação. Em razão desse caráter híbrido dos gastos com serviço de terceiros, decidimos dividi-los proporcionalmente aos gastos de pessoal e de capital e incorporar cada parcela a estes itens de gasto.

Sendo variáveis contábeis, torna-se necessário comparar os valores monetários em uma mesma base, fazendo-se uso de indexadores os mais apropriados possível.

Utilizamos os índices IPC, IPA e IGPM na correção, respectivamente, das despesas com pessoal, depreciação/amortização e de serviço de terceiros.

As variáveis de qualidade são representadas por DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Segundo as Resoluções nºs 24/2000 e 75/2003, DEC mede o intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica, enquanto que FEC, o número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora. Esses indicadores de continuidade devem ser apurados por meio de procedimentos auditáveis, que contemplem desde o nível de coleta de dados das interrupções até a transformação desses dados em indicadores. Essa exigência minimiza os problemas de informação assimétrica em relação a essas variáveis. As concessionárias devem apurar os indicadores de continuidade de duas maneiras: (i) considerando as interrupções com duração maior ou igual a 3 minutos e (ii) considerando as interrupções com duração maior ou igual a 1 minuto. Enquanto que para as concessionárias paulistas foram estabelecidas as regras (i) e (ii), as concessionárias do restante do país foram contempladas com uso apenas da regra (i). Os indicadores referentes à regra (i) são disponibilizados pela ANEEL na sua página na rede mundial para todas as concessionárias distribuidoras. Essas variáveis de qualidade são itens gerenciáveis pelas empresas, fato que nos leva a considerá-las produto no modelo.

Todavia, quanto maiores (menores) forem os valores dessas variáveis de qualidade, pior (melhor) será a eficiência da empresa. Por isso, temos aqui o que a teoria chama de variáveis indesejáveis. Para considerá-la no modelo DEA, precisamos fazer

uma transformação afim, por meio da multiplicação por -1 e a soma pelo máximo valor dos dados, para que todos os dados permaneçam positivos. Por último, antes mesmo de realizar essa transformação, com o objetivo de dar maior discriminação aos resultados, decidimos utilizar a multiplicação entre as duas variáveis de qualidade, criando uma variável nova, a DECxFEC.

Além das variáveis insumo e produto na implementação do DEA, são importantes também aquelas variáveis sobre as quais as empresas não possuem controle e que são chamadas variáveis ambientais. A pretensão inicial era de empregar como variável ambiental a demanda de pico ou de ponta (MW), para contemplar a máxima capacidade de potência com a qual a distribuidora precisa atender em razão das flutuações diárias e sazonais, que podem ser diferentes entre as regiões do país. Porém, os dados não estavam disponíveis. Duas variáveis ambientais foram utilizadas: a densidade de consumidores ($\#/km^2$) e o índice de urbanização (%). Dividindo o número de consumidores de uma concessão pela sua área, obtemos a densidade dos consumidores de cada concessionária. Os dados de número de consumidores por concessionária foram obtidos junto ao site da ANEEL. Por sua vez, os dados de área de concessão foram levantados por meio da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica – ABRADDEE e do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, com auxílio também dos contratos de concessão assinados por cada concessionária distribuidora. Outra variável ambiental é o índice de urbanização de cada concessionária, representado pelo quociente entre a população urbana e a população total da área de concessão. Todos os dados foram obtidos do censo demográfico de 2000. Tanto a densidade demográfica como o índice de urbanização podem ser usados para capturar as diferenças de custos a que estão

submetidas as empresas que atuam em regiões com densidades demográficas discrepantes. Portanto, para não sermos redundantes, optamos por um ou outro.

Passando para as variáveis produto, inicialmente pretendíamos usar a quantidade de energia demandada (MWh) e o número de consumidores atendidos (#). No entanto, ao longo do trabalho, tornou-se mais evidente a necessidade de considerarmos os diferentes tipos de consumidores atendidos, em razão do alinhamento tarifário praticado. Não seria, portanto, coerente, no conjunto da quantidade de energia fornecida, incluirmos a energia consumida na modalidade industrial, tratada tarifariamente com bastante distinção pelo modelo regulatório. O uso da energia faturada total em termos monetários poderia até sanar esse problema, mas implicaria outra distorção decorrente das parcelas da Conta de Consumo de Combustível – CCC da tarifa, principalmente em relação às concessionárias fora do sistema interligado. Quanto ao número de consumidores, resolvemos abandoná-lo em nome da limitação conveniente do número de variáveis na DEA. Além disso, a abrangência de atendimento do mercado, que se procurava representar pelo número de consumidores, pôde ser representada a contento pela energia demandada (MWh).

Logo, como variáveis de saída, obtivemos juntos à ANEEL a energia faturada (MWh) por concessionária e por segmento de consumidor para os anos de 2002, 2003 e 2004. Entre os segmentos de consumidor, destacam-se os consumos de energia residencial, industrial e comercial. Visando a uma maior discriminação dos resultados, resolvemos agrupar o segmento residencial ao comercial, preservando em separado o segmento industrial, que, como já foi dito, possui um tratamento tarifário distinto. No balanço energético de cada concessionária, a energia faturada resulta da energia requerida depois de deduzida as perdas da rede básica e as perdas de energia.

Na tentativa de atenuar o defeito do modelo DEA de não possibilitar testes de hipóteses, destinamos cuidados redobrados com a detecção de *outliers* no banco de dados. Os *outliers* são decorrentes de erros tipográficos; de observações inválidas, como, por exemplo, a inclusão de uma empresa de transmissão na amostra de empresas de distribuição; ou ainda de observações incomuns, como uma empresa distribuidora com mercado em uma região de pouca densidade populacional.

Os erros tipográficos e as informações inválidas dependiam do sucesso no registro acurado dos dados nas planilhas de programa, algo que pôde ser minimizado ao limite. Quando foi o caso, os dados foram testados por meio de fontes alternativas. Atentou-se bastante para correta coleta dos dados referentes ao setor de distribuição de energia elétrica. No teste de consistência do banco de dados, encontramos baixos índices de confiabilidade nos dados contábeis, principalmente no que se refere à correta alocação das despesas entre as naturezas de gasto (distribuição e comercialização) e no que toca a valores inválidos. Foram detectados zeros, valores negativos e flutuações abruptas ao longo do tempo. Uma maneira de atenuar esses erros foi o de considerar globalmente as duas atividades para cada variável contábil (pessoal, depreciação e serviço de terceiros). Em menor grau, a variável energia faturada também apresentou valores inválidos, como replicação de valores e grandes flutuações.

Quanto à grande dispersão dos valores, isso não se configurou em problema já que a intenção original era o de tentar eliminar as diferenças de mercado de atuação, utilizando-se de variáveis apropriadas. Para isso, empregamos as variáveis ambientais.

5.3. Resultados

Para os resultados abaixo, foram fixados os insumos (depreciação e pessoal/serviço de terceiros) e os produtos (energia faturada industrial, energia faturada residencial/comercial e DECxFEC) e trabalhamos com os 3 (três) seguintes modelos, modificando de um para outro somente as variáveis ambientais (Tabela 3).

Tabela 3– Modelos adotados

Modelo	Insumos*	Produtos	Variáveis ambientais
1	Depreciação Pessoal	Energia faturada industrial Energia faturada residencial/comercial DECxFEC	-
2	Depreciação Pessoal	Energia faturada industrial Energia faturada residencial/comercial DECxFEC	Urbanização
3	Depreciação Pessoal	Energia faturada industrial Energia faturada residencial/comercial DECxFEC	Densidade de consumidores

* insumos Depreciação e Pessoal agregando parcelas proporcionais de Serviços de Terceiros

Para melhor comparabilidade, usamos as regiões geográficas como critério na ordem de apresentação das concessionárias. Para cada modelo, apresentamos a eficiência técnica relativa dentro de cada um dos anos considerados (2002, 2003 e 2004), assim como, a evolução temporal da fronteira de eficiência. Utilizamos tão-somente a DEA VRS.

No primeiro modelo, decidimos por não incluir qualquer variável ambiental. Assim, previu-se que o modelo não faria diferença a respeito dos mercados onde as concessionárias atuassem.

Tabela 4– Índices de eficiência para o modelo 1

DISTRIBUIDORAS	Densidade (cons/km ²)	Urbanização (%)	2002	2003	2004
CEB	118,07	0,96	0,76	0,77	0,69
CELG	5,44	0,88	0,73	0,67	0,53
CEMAT	0,80	0,79	0,89	0,78	0,68
ENERSUL	1,92	0,84	0,65	0,59	0,60
CEAL	23,15	0,68	0,66	0,70	0,62
CELB	69,19	0,84	0,89	1	1
CELPE	25,33	0,76	0,94	0,87	0,81
CEMAR	3,55	0,60	0,64	0,56	0,53
CEPISA	2,70	0,63	0,59	0,64	0,56
COELBA	6,15	0,67	0,69	0,64	0,65
COELCE	14,89	0,74	0,73	0,63	0,68
COSERN	14,99	0,73	0,76	0,70	0,77
ENERGIPE	25,47	0,74	0,75	0,91	0,79
SAELPA	17,79	0,69	0,78	0,90	0,80
CEA	0,64	0,89	0,83	0,94	0,83
CEAM	0,11	0,51	0,92	0,91	1
CELPA	0,95	0,67	0,73	0,71	0,47
CELTINS	1,05	0,74	0,55	0,52	0,46
CERON	1,49	0,64	0,80	0,74	0,69
ELETROACRE	0,84	0,66	0,81	0,81	0,83
MANAUS	34,19	0,99	1	0,99	0,76
BANDEIRANTE	143,06	0,96	1	1	1
BRAGANTINA	29,21	0,72	0,93	0,95	0,76
CAIUÁ	20,01	0,91	0,99	0,92	0,86
CAT-LEO	20,13	0,75	0,65	0,67	0,58
CEMIG	10,42	0,83	1	1	1
CERJ	63,53	0,91	0,74	0,69	0,80
CPFL	34,79	0,94	1	1	1
CSPE	15,88	0,81	1	1	0,97
ELEKTRO	14,93	0,86	0,92	0,79	0,76
ELETROPAULO	1.178,58	0,96	1	1	1
ESCELSA	23,72	0,81	0,87	0,78	0,82
JAGUARI	101,75	0,92	1	1	1
LIGHT	333,59	0,99	1	1	1
NACIONAL	18,44	0,91	1	1	1
PARANAPANEMA	12,22	0,89	0,86	0,82	0,86
SANTA CRUZ	13,23	0,86	0,71	0,71	0,74
AES-SUL	10,14	0,84	1	1	1
CEEE	17,10	0,89	0,97	1	0,95
CELESC	21,82	0,80	1	1	1
COPEL	16,28	0,81	0,86	0,87	0,83
RGE	11,69	0,73	0,79	0,83	1
Quantidade de empresas eficientes			11	12	12
Empresa menos eficiente			CELTINS	CELTINS	CELTINS
Eficiência			0,55	0,52	0,46
Evolução da fronteira 2002-2004				1,10	

Pudemos observar que as concessionárias das regiões norte, nordeste e centro-oeste, quase na sua totalidade, estavam no interior da região de eficiência, enquanto que as 100% eficientes encontravam-se nas regiões sudeste e sul. Apenas a CELB, a CEAM e a MANAUS apresentaram eficiência máxima entre as empresas das regiões norte, nordeste e centro-oeste. A CELB e a MANAUS são beneficiadas por possuírem pequenas áreas de concessão em volta, respectivamente, das cidades de Campina Grande-PB e Manaus-AM de razoáveis concentrações populacionais, o que dá possibilidade de trabalharem em maior patamar de eficiência. Quanto à boa classificação da CEAM, não encontramos outra justificativa que não questionar os reduzidos valores de depreciação de serviços de terceiros encontrados nos RITs. No período de 2002 a 2004, a fronteira deslocou-se positivamente em 10%.

Em não considerando as diferenças entre as áreas de concessões, o modelo acabou realizando comparações inconsistentes, como pudemos ver na tabela 5, que mostra as empresas ineficientes comparadas com seus *benchmarks* e a correspondente combinação convexa de pesos para o ano de 2004. Podemos notar que uma grande maioria das empresas tem como principal *benchmark* a CELB, mesmo que tais empresas atuem em mercados bem distintos do da CELB. Como exemplo, a ELETROACRE, de densidade de 0,84 consumidor/km² e urbanização de 66%, foi comparada com a CELB de densidade e urbanização iguais respectivamente à 69,19 consumidor/km² e 84%. Essa comparação pode ser considerada falha, uma vez que, como já foi mencionado, a CELB possui uma área de concessão diferenciada das demais, mesmo em relação àquelas que estão na região nordeste. A mesma disparidade pode ser observada nos *benchmarkings* com a

JAGUARI. Portanto, como se pode ver, mesmo o modelo DEA VRS sem o uso de variáveis ambientais gerou algumas distorções ao comparar empresas com áreas de concessão discrepantes.

Tabela 5– Benchmarks do modelo 1

Distribuidoras	Benchmarks
BRAGANTINA	JAGUARI (0,98), CELESC (0,01)
CAIUÁ	JAGUARI (0,78), NACIONAL (0,20), ELETROPAULO (0,02)
CATLEO	JAGUARI (0,67), CELB (0,30), CPFL (0,03)
CEA	CELB (0,98), CPFL (0,02)
CEAL	CELB (0,68), NACIONAL (0,28), ELETROPAULO (0,04)
CEB	NACIONAL (0,88), ELETROPAULO (0,11), CEAM (0,01)
CEEE	CELB (0,76), CPFL (0,12), ELETROPAULO (0,12)
CELG	CELB (0,77), CPFL (0,12), ELETROPAULO (0,11)
CELPA	CELB (0,84), ELETROPAULO (0,09), CPFL (0,06)
CELPE	CELB (0,53), CPFL (0,46), ELETROPAULO (0,01)
CELTINS	CELB (0,97), CPFL (0,03)
CEMAR	CELB (0,85), CPFL (0,14), ELETROPAULO (0,01)
CEMAT	CELB (0,83), CPFL (0,13), ELETROPAULO (0,04)
CEPISA	CELB (0,96), ELETROPAULO (0,03), CPFL (0,01)
CERJ	CELB (0,57), CPFL (0,23), LIGHT (0,20)
CERON	CELB (0,96), ELETROPAULO (0,03), CPFL (0,01)
COELBA	CELB (0,46), CPFL (0,35), LIGHT (0,19)
COELCE	CELB (0,68), CPFL (0,20), LIGHT (0,12)
COPEL	CELESC (0,42), CPFL (0,38), ELETROPAULO (0,10), CELB (0,09)
COSERN	CELB (0,47), JAGUARI (0,39), CPFL (0,10), LIGHT (0,04)
CSPE	JAGUARI (0,83), CELB (0,17)
ELEKTRO	CPFL (0,42), JAGUARI (0,41), AESSUL (0,15), LIGHT (0,01)
ELETROACRE	CELB (0,99), CPFL (0,01)
ENERGIPE	CELB (0,53), JAGUARI (0,43), ELETROPAULO (0,03), CPFL (0,01)
ENERSUL	JAGUARI (0,59), CELB (0,27), CPFL (0,08), LIGHT (0,06)
ESCELSA	JAGUARI (0,50), RGE (0,25), CPFL (0,21), AESSUL (0,04)
MANAUS	JAGUARI (0,66), AESSUL (0,29), LIGHT (0,04), CPFL (0,01)
PARANAPANEMA	JAGUARI (0,52), NACIONAL (0,47), ELETROPAULO (0,01)
SAELPA	CELB (0,93), CPFL (0,04), ELETROPAULO (0,03)
SANTA CRUZ	JAGUARI (0,78), CELB (0,21), ELETROPAULO (0,01)

Tabela 6- Índices de eficiência para o modelo 2

DISTRIBUIDORAS	Densidade (cons/km ²)	Urbanização (%)	2002	2003	2004
CEB	118,07	0,96	0,76	0,77	0,69
CELG	5,44	0,88	0,73	0,67	0,53
CEMAT	0,80	0,79	0,91	0,79	0,69
ENERSUL	1,92	0,84	0,66	0,59	0,60
CEAL	23,15	0,68	0,76	0,84	0,75
CELB	69,19	0,84	1	1	1
CELPE	25,33	0,76	0,99	1	0,95
CEMAR	3,55	0,60	1	1	1
CEPISA	2,70	0,63	1	1	0,97
COELBA	6,15	0,67	1	1	1
COELCE	14,89	0,74	0,79	0,71	0,83
COSERN	14,99	0,73	1	0,89	0,94
ENERGIPE	25,47	0,74	1	0,95	0,88
SAELPA	17,79	0,69	1	1	0,89
CEA	0,64	0,89	0,83	0,94	0,83
CEAM	0,11	0,51	1	1	1
CELPA	0,95	0,67	0,90	0,99	0,72
CELTINS	1,05	0,74	0,58	0,57	0,48
CERON	1,49	0,64	0,82	0,79	0,87
ELETROACRE	0,84	0,66	1	1	1
MANAUS	34,19	0,99	1	0,99	0,76
BANDEIRANTE	143,06	0,96	1	1	1
BRAGANTINA	29,21	0,72	1	1	1
CAIUÁ	20,01	0,91	0,99	0,92	0,88
CAT-LEO	20,13	0,75	1	0,81	0,72
CEMIG	10,42	0,83	1	1	1
CERJ	63,53	0,91	0,74	0,69	0,80
CPFL	34,79	0,94	1	1	1
CSPE	15,88	0,81	1	1	1
ELEKTRO	14,93	0,86	0,99	0,79	0,76
ELETROPAULO	1.178,58	0,96	1	1	1
ESCELSA	23,72	0,81	1	0,82	0,85
JAGUARI	101,75	0,92	1	1	1
LIGHT	333,59	0,99	1	1	1
NACIONAL	18,44	0,91	1	1	1
PARANAPANEMA	12,22	0,89	0,89	0,85	0,92
SANTA CRUZ	13,23	0,86	0,76	0,73	0,75
AES-SUL	10,14	0,84	1	1	1
CEEE	17,10	0,89	0,98	1	0,95
CELESC	21,82	0,80	1	1	1
COPEL	16,28	0,81	1	0,97	0,93
RGE	11,69	0,73	1	1	1
Quantidade de empresas eficientes			25	21	17
Empresa menos eficiente			CELTINS	CELTINS	CELTINS
Eficiência			0,58	0,57	0,48
Evolução da fronteira 2002-2004				1,18	

Com o objetivo de contemplar as diferenças geográficas das áreas de concessão e minimizar as distorções encontradas antes, incluímos a urbanização como variável ambiental. Com a urbanização presente, cada concessionária foi comparada com as empresas que não possuíam uma urbanização melhor. Por esse modelo, a fronteira de eficiência caminhou em 18% para o par de anos estudado.

Ao inserirmos a variável urbanização, amenizamos as distorções de compararmos empresas com áreas de urbanização muito distintas. Algumas distorções do modelo 1, como a da ELETROACRE, por exemplo, foram eliminadas por terem as empresas, antes ineficientes, sido levadas à fronteira de eficiência. Em outros casos, as distorções foram mitigadas pelo *benchmarking* com empresas de nível de urbanização mais próximo, a exemplo da CELPA, que deixou de ser comparada com a CELB para ser com a ELETROACRE. Aliás, muitas empresas das regiões norte, nordeste e centro-oeste deixaram de ser ineficientes ao serem comparadas com seus pares regionais similares. Restou o caso da CEA, que continuou sendo confrontada com a CELB. No entanto, podemos observar que a CEA, frente às concessionárias da região norte-nordeste, destaca-se surpreendentemente pela sua elevada taxa de urbanização, variável talvez influenciada pelo pequeno número de municípios. A CELTINS destacou-se pelo último lugar em eficiência para os três anos considerados.

Assim, as comparações realizadas possuem maior consistência em relação ao modelo 1, visto que as empresas que encontram dificuldades na prestação de serviços de distribuição em áreas mais rarefeitas em população quase certamente não são colocadas frente a frente às empresas que atuam em áreas mais densamente povoadas. Porém, isso

foi conseguido à custa de uma menor discriminação do resultado, que reduziu-se bastante levando à fronteira de eficiência mais empresas.

Tabela 7– Benchmarks do modelo 2

Distribuidoras	Benchmarks
CAIUÁ	JAGUARI (0,74), CSPE (0,16), NACIONAL (0,08), ELETROPAULO (0,02)
CATLEO	BRAGANTINA (0,59), CSPE (0,33), ELETROACRE (0,06), CPFL (0,01), LIGHT (0,01)
CEA	CELB (0,98), CPFL (0,02)
CEAL	ELETROACRE (0,82), BRAGANTINA (0,12), ELETROPAULO (0,03), CELESC (0,02), CEAM (0,01)
CEB	NACIONAL (0,88), ELETROPAULO (0,11), CEAM (0,01)
CEEE	CELB (0,76), CPFL (0,12), ELETROPAULO (0,12)
CELG	CELB (0,77), CPFL (0,12), ELETROPAULO (0,11)
CELPA	ELETROACRE (0,53), CEMAR (0,30), COELBA (0,10), ELETROPAULO (0,07)
CELPE	BRAGANTINA (0,39), ELETROACRE (0,26), LIGHT (0,15), COELBA (0,10), ELETROPAULO (0,06), CPFL (0,04)
CELTINS	CELB (0,47), ELETROACRE (0,43), CEAM (0,07), CPFL (0,03)
CEMAT	CELB (0,53), ELETROACRE (0,24), CPFL (0,13), CEAM (0,06), ELETROPAULO (0,04)
CEPISA	ELETROACRE (0,59), CEMAR (0,25), CEAM (0,14), ELETROPAULO (0,02)
CERJ	CELB (0,57), CPFL (0,23), LIGHT (0,20)
CERON	ELETROACRE (0,75), CEAM (0,16), CEMAR (0,07), ELETROPAULO (0,02)
COELCE	ELETROACRE (0,33), BRAGANTINA (0,27), COELBA (0,19), CPFL (0,14), LIGHT (0,07)
COPEL	RGE (0,37), ELETROPAULO (0,18), CELESC (0,16), CEMIG (0,12), CPFL (0,10), BRAGANTINA (0,07)
COSERN	BRAGANTINA (0,71), ELETROACRE (0,16), CPFL (0,05), LIGHT (0,05), COELBA (0,03)
ELEKTRO	CPFL (0,42), CSPE (0,31), AESSUL (0,18), BRAGANTINA (0,05), ELETROACRE (0,03)
ENERGIPE	BRAGANTINA (0,48), CSPE (0,27), ELETROACRE (0,20), ELETROPAULO (0,02), CELB (0,02), CPFL (0,01)
ENERSUL	CSPE (0,65), CELB (0,15), CPFL (0,08), LIGHT (0,06), JAGUARI (0,06)
ESCELSA	BRAGANTINA (0,36), CPFL (0,21), RGE (0,17), JAGUARI (0,16), AESSUL (0,11)
MANAUS	JAGUARI (0,66), AESSUL (0,29), LIGHT (0,04), CPFL (0,01)
PARANAPANEMA	JAGUARI (0,46), CSPE (0,28), NACIONAL (0,25), ELETROPAULO (0,01)
SAELPA	ELETROACRE (0,62), BRAGANTINA (0,28), CPFL (0,04), CEAM (0,03), ELETROPAULO (0,02), CELESC (0,01)
SANTA CRUZ	CSPE (0,48), JAGUARI (0,39), CELB (0,12), ELETROPAULO (0,01)

No terceiro modelo, adotamos como variável ambiental a densidade de consumidores. Aqui, cada empresa foi comparada com empresas que não possuem densidade de consumidores mais elevada, sendo esta uma alternativa ao uso da urbanização. A fronteira de eficiência avançou em 8% entre 2002 e 2004.

O uso da densidade de consumidores trouxe claras vantagens comparativas para as concessionárias da região centro-oeste. Claramente, a variável densidade de consumidores é mais dispersa que a de urbanização, visto que esta última está restrita ao intervalo de 0 a 1. A variável densidade poderia penalizar concessionárias como a ELETROPAULO, a LIGHT ou a BANDEIRANTE, que possuem áreas de concessão mais densamente povoadas, respectivamente, com 1.178, 355 e 143 consumidores por km². No entanto, nem assim, esses valores elevados tiveram influência na eficiência de tais concessionárias. Apesar das limitações impostas pela variável densidade já comentadas na seção de dados, o seu uso considera mais adequadamente a enorme diferença existente entre as áreas de concessão. A CELTINS continuou a ser a empresa menos eficiente.

Tabela 8 – Índices de eficiência para o modelo 3

DISTRIBUIDORAS	Densidade (cons/km ²)	Urbanização (%)	2002	2003	2004
CEB	118,07	0,96	0,77	0,77	0,73
CELG	5,44	0,88	0,86	0,89	0,87
CEMAT	0,80	0,79	1	1	1
ENERSUL	1,92	0,84	1	1	1
CEAL	23,15	0,68	0,68	0,70	0,69
CELB	69,19	0,84	0,90	1	1
CELPE	25,33	0,76	0,94	0,88	0,82
CEMAR	3,55	0,60	0,73	0,66	0,66
CEPISA	2,70	0,63	0,66	0,76	0,74
COELBA	6,15	0,67	1	1	1
COELCE	14,89	0,74	0,75	0,68	0,72
COSERN	14,99	0,73	0,85	0,81	0,81
ENERGIPE	25,47	0,74	0,80	0,94	0,86
SAELPA	17,79	0,69	0,84	0,91	0,85
CEA	0,64	0,89	1	1	1
CEAM	0,11	0,51	1	1	1
CELPA	0,95	0,67	1	1	1
CELTINS	1,05	0,74	0,65	0,63	0,56
CERON	1,49	0,64	0,88	0,93	1
ELETROACRE	0,84	0,66	1	1	1
MANAUS	34,19	0,99	1	0,99	0,77
BANDEIRANTE	143,06	0,96	1	1	1
BRAGANTINA	29,21	0,72	1	1	1
CAIUÁ	20,01	0,91	1	0,96	1
CAT-LEO	20,13	0,75	0,65	0,67	0,59
CEMIG	10,42	0,83	1	1	1
CERJ	63,53	0,91	0,75	0,69	0,82
CPFL	34,79	0,94	1	1	1
CSPE	15,88	0,81	1	1	1
ELEKTRO	14,93	0,86	1	1	0,95
ELETROPAULO	1.178,58	0,96	1	1	1
ESCELSA	23,72	0,81	1	0,90	0,85
JAGUARI	101,75	0,92	1	1	1
LIGHT	333,59	0,99	1	1	1
NACIONAL	18,44	0,91	1	1	1
PARANAPANEMA	12,22	0,89	1	1	1
SANTA CRUZ	13,23	0,86	0,92	1	0,98
AES-SUL	10,14	0,84	1	1	1
CEEE	17,10	0,89	1	1	1
CELESC	21,82	0,80	1	1	1
COPEL	16,28	0,81	1	1	1
RGE	11,69	0,73	0,79	0,83	1
Quantidade de empresas eficientes			25	24	25
Empresa menos eficiente			CELTINS	CELTINS	CELTINS
Eficiência			0,65	0,63	0,56
Evolução da fronteira 2002-2004				1,08	

Tabela 9– Benchmarks do modelo 3

Distribuidoras	Benchmarks
CATLEO	CSPE (0,94), CPFL (0,03), NACIONAL (0,02)
CEAL	NACIONAL (0,76), CEEE (0,19), CEAM (0,04), CELESC (0,01)
CEB	NACIONAL (0,75), CEEE (0,16), ELETROPAULO (0,09), CEAM (0,01)
CELG	CEMAT (0,44), COPEL (0,27), ENERSUL (0,27), CEMIG (0,01)
CELPE	CPFL (0,46), NACIONAL (0,33), CSPE (0,14), CEEE (0,06), CEAM (0,01)
CELTINS	CEA (0,68), ELETROACRE (0,25), CEMAT (0,06), CEEE (0,01), CPFL (0,01)
CEMAR	CEA (0,65), CEMAT (0,23), CPFL (0,08), COELBA (0,04)
CEPISA	CERON (0,53), CEA (0,29), CEEE (0,10), CEAM (0,09)
CERJ	CSPE (0,38), CPFL (0,27), AESSUL (0,22), LIGHT (0,14)
COELCE	AESSUL (0,38), CPFL (0,26), ELETROACRE (0,24), CSPE (0,12)
COSERN	CSPE (0,60), ELETROACRE (0,17), CPFL (0,12), AESSUL (0,12)
ELEKTRO	ENERSUL (0,46), CPFL (0,35), AESSUL (0,17), CEMIG (0,02)
ENERGIPE	NACIONAL (0,92), CPFL (0,03), CEEE (0,02), CELESC (0,02), CEAM (0,01), ELETROPAULO (0,01)
ESCELSA	CSPE (0,47), CPFL (0,23), RGE (0,20), JAGUARI (0,05), AESSUL (0,05)
MANAUS	CSPE (0,47), AESSUL (0,33), CELB (0,17), CPFL (0,01), LIGHT (0,03)
SAELPA	NACIONAL (0,63), CEEE (0,14), CSPE (0,12), CPFL (0,05), CEAM (0,05), CPFL (0,01)
SANTA CRUZ	PARANAPANEMA (0,47), CSPE (0,45), ELETROACRE (0,04), ENERSUL (0,04), CPFL (0,01)

5.4. Contexto dos resultados

Os *rankings* de eficiência encontrados podem ser utilizados de várias formas no modelo de revisão tarifária corrente. Entre as maneiras possíveis, adotamos a visão do Professor Tim Coelli, que em sua publicação para Banco Mundial, propõe o uso de escalonamento de eficiências para a formação do fator X definido por Bernstein e Sappington (1998).

Tomemos como exemplo, os resultados obtidos pelo último modelo, onde trabalhamos com a densidade de consumidores como variável ambiental. Tomemos o

benchmarking das empresas para o ano de 2004 e a variação da produtividade do setor no período 2002-2004. Pelo equacionamento de Bernstein e Sappington (1998) e adotando-se as recomendações de Coutinho (2000) e Tim Coelli (2003), o presente trabalho responde a umas das variáveis do referido equacionamento, a variação da produtividade do setor (\dot{T}).

Tabela 10– Metas de eficiência

DISTRIBUIDORAS	Eficiência em 2004 (A)	Variação da produtividade do setor (frontier-shift) (B)	Metas de ganho de eficiência em dois períodos (C)=(1-A)/10	Metas de ganho de eficiência em três períodos (D)=(1-A)/15	Meta total de ganho de eficiência em dois períodos (E)=B+C	Meta total de ganho de eficiência em três períodos (F)=B+D
CEB	0,73	0,041	0,027	0,018	6,8%	5,9%
CELG	0,87	0,041	0,013	0,009	5,4%	5,0%
CEMAT	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
ENERSUL	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
CEAL	0,69	0,041	0,031	0,021	7,2%	6,2%
CELB	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
CELPE	0,82	0,041	0,018	0,012	5,9%	5,3%
CEMAR	0,66	0,041	0,034	0,023	7,5%	6,4%
CEPISA	0,74	0,041	0,026	0,017	6,7%	5,8%
COELBA	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
COELCE	0,72	0,041	0,028	0,019	6,9%	6,0%
COSERN	0,81	0,041	0,019	0,013	6,0%	5,4%
ENERGIPE	0,86	0,041	0,014	0,009	5,5%	5,0%
SAELPA	0,85	0,041	0,015	0,010	5,6%	5,1%
CEA	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
CEAM	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
CELPA	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
CELTINS	0,56	0,041	0,044	0,029	8,5%	7,0%
CERON	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
ELETROACRE	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
MANAUS	0,77	0,041	0,023	0,015	6,4%	5,6%
BANDEIRANTE	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
BRAGANTINA	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
CAIUÁ	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
CAT-LEO	0,59	0,041	0,041	0,027	8,2%	6,8%
CEMIG	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
CERJ	0,82	0,041	0,018	0,012	5,9%	5,3%
CPFL	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
CSPE	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
ELEKTRO	0,95	0,041	0,005	0,003	4,6%	4,4%
ELETROPAULO	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
ESCELSA	0,85	0,041	0,015	0,010	5,6%	5,1%
JAGUARI	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
LIGHT	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
NACIONAL	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
PARANAPANEMA	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
SANTA CRUZ	0,98	0,041	0,002	0,001	4,3%	4,2%
AES-SUL	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
CEEE	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
CELESC	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
COPEL	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%
RGE	1	0,041	-	-	4,1%	4,1%

A coluna (A) da tabela acima corresponde aos índices de eficiências obtidos na última coluna da tabela 9, enquanto que a coluna (B) refere-se a taxa anual média de avanço da fronteira de produção entre os anos de 2002 e 2004 (última linha da tabela 9) ($\sqrt{1,08}$), que será atribuído igualmente a todas empresas. Portanto, o regulador deve exigir de cada uma das empresas que eleve o seu nível de eficiência individual. Para as empresas eficientes, as que se encontram na fronteira de produção, será exigido que acompanhem a estimativa obtida de avanço da fronteira (4,1%). Das empresas ineficientes, será exigido não só os 4,1%; como também que ascendam em eficiência para que atinjam a fronteira em um período a ser determinado pelo regulador, dependendo das magnitudes encontradas para os índices de eficiência.

Assumamos que o regulador decida que a convergência para a fronteira de eficiência tenha que ser feita em dois períodos tarifários, ou seja, em 10 anos. A coluna (C) representa o esforço anual em ganho de eficiência que uma empresa ineficiente seria submetida para alcançar a fronteira em 10 anos. Assim por exemplo, a CEB que se encontrava em um patamar de eficiência de 73% em 2004, tem um déficit de eficiência de 27%, que precisará ser anulada em 10 anos, ou seja, em 2,7% ao ano. A coluna (E) é a soma da coluna anterior (C) com a coluna (B) – o avanço da fronteira – e representa o ganho de eficiência total a ser exigido anualmente das empresas. No nosso exemplo, seria atribuída a CEB uma exigência de crescimento de eficiência de 6,8% (4,1% + 2,7%). Das empresas eficientes seria exigida tão somente a estimativa de avanço da fronteira (4,1%).

Por outro lado, o agente regulador possui a discricionariedade para definir qual ritmo no qual deve acontecer a convergência de eficiência para o setor, a partir de uma análise da viabilidade dos valores a serem atingidos. Poderia o regulador ter decidido pela convergência em três períodos tarifários, ou seja, em quinze anos. Nesse caso, amenizaríamos o ritmo no qual as empresas ineficientes teriam que se aproximar da fronteira, ficando inalterada a situação das empresas eficientes. A CEB, como exemplo, teria reduzida a sua meta total de ganhos eficiência de 6,8% para 5,9%.

Agora, voltemos à equação de Bernstein e Sappington e encontremos o valor para o índice de preços da economia e uma estimativa da produtividade total dos fatores para a economia. Tomando o IGPM, índice acertado contratualmente com as distribuidoras de energia, temos uma variação acumulada de 22,2% em 2003 e 2004. A estimativa da produtividade total dos fatores foi tomada de Gomes et al. (2003), que mensurou a PTF anual entre 1950 e 2000 em 0,59%. Podemos simular como ficariam o fator X e o índice de reajuste a ser aplicado a parcela B da revisão tarifária vigente. O cálculo nos conduzirá a valores parciais de fator X, visto que não serão computadas as variações de preço dos insumos, seja do setor ou da economia como um todo.

Tabela 11– Estimativa do fator X

DISTRIBUIDORAS	Meta total de ganho de eficiência em três períodos (A)	IGPM anual (B)	Produtividade Total dos Fatores (C)	Fator X (D)= A-C	Índice a ser aplicado na parcela B (E)=B-D
CEB	5,9%	10,5%	0,6%	5,3%	5,2%
CELG	5,0%	10,5%	0,6%	4,4%	6,1%
CEMAT	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
ENERSUL	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
CEAL	6,2%	10,5%	0,6%	5,6%	4,9%
CELB	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
CELPE	5,3%	10,5%	0,6%	4,7%	5,8%
CEMAR	6,4%	10,5%	0,6%	5,8%	4,7%
CEPISA	5,8%	10,5%	0,6%	5,2%	5,3%
COELBA	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
COELCE	6,0%	10,5%	0,6%	5,4%	5,1%
COSERN	5,4%	10,5%	0,6%	4,8%	5,7%
ENERGIPE	5,0%	10,5%	0,6%	4,4%	6,1%
SAELPA	5,1%	10,5%	0,6%	4,5%	6,0%
CEA	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
CEAM	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
CELPA	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
CELTINS	7,0%	10,5%	0,6%	6,4%	4,1%
CERON	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
ELETROACRE	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
MANAUS	5,6%	10,5%	0,6%	5,0%	5,5%
BANDEIRANTE	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
BRAGANTINA	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
CAIUÁ	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
CAT-LEO	6,8%	10,5%	0,6%	6,2%	4,3%
CEMIG	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
CERJ	5,3%	10,5%	0,6%	4,7%	5,8%
CPFL	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
CSPE	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
ELEKTRO	4,4%	10,5%	0,6%	3,8%	6,7%
ELETROPAULO	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
ESCELSA	5,1%	10,5%	0,6%	4,5%	6,0%
JAGUARI	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
LIGHT	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
NACIONAL	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
PARANAPANEMA	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
SANTA CRUZ	4,2%	10,5%	0,6%	3,6%	6,9%
AES-SUL	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
CEEE	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
CELESC	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
COPEL	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%
RGE	4,1%	10,5%	0,6%	3,5%	7,0%

Na primeira coluna (A), reproduzimos os valores obtidos na última coluna da tabela 10. A primeira parcela do fator X de Bernstein e Sappington pode ser obtida pela diferença da variação da produtividade do setor de distribuição, estimada aqui neste trabalho, e o PTF tomado de 10,5%, cujo resultado está registrado na coluna (D). Por sua vez, o índice de reajuste da parcela B na revisão tarifária vigente (coluna E) será o resultado da diferença entre índice geral da economia (coluna B) e o fator X (coluna D).

Devemos ressaltar que o valor do IGPM apresentou valores elevados para os anos considerados. Aliás, esse índice de preços é muito volátil e sensível às crises econômicas e cambiais, recorrentes em nossa economia. Esse cuidado vale também para a mensuração do avanço tecnológico para o setor aqui estudado, que apresentou valor acentuado frente ao da fronteira da economia no longo prazo (4,1 contra 0,6%). O ideal seria que a mensuração da evolução tecnológica fosse feita em um período de mais longo prazo, o que exigiria maior série de dados do que existe atualmente. Dada a dificuldade de estimação da evolução tecnológica, o regulador poderia também adotar o valor de 4,1% como o máximo a ser estabelecido para o setor elétrico, sendo-lhe razoável admitir um índice de evolução menor, em função de outros fatores não considerados na presente metodologia (Coutinho et al, 2000).

6. CONCLUSÕES

Estudando o atual modelo tarifário do setor de distribuição de energia elétrica, procuramos apresentar uma proposta de fator X que considere a eficiência técnica como seu principal elemento. Não uma eficiência absoluta, mas índices relativos de eficiência a partir de um *benchmarking* realizado entre as próprias empresas do setor e a evolução da sua tecnologia de produção. A motivação para a proposição de um novo fator X encontra-se nas inúmeras inconsistências observadas na metodologia atual baseada na Resolução ANEEL nº 55/2004.

A metodologia aqui apresentada tem fundamento na literatura tanto nacional, como internacional e representa um esforço de adaptá-la as condições e dificuldades existentes no cenário brasileiro. A equação fundamental do fator X é a proposta por Bernstein e Sappington (1998). Coutinho et al (2000) inovou ao apresentar a idéia de atribuir às empresas valores diferenciados de fator X em função da eficiência relativa. Coelli et al (2003) arrematou detalhando quais as modalidades de eficiência econômica que devem ser consideradas no cálculo do fator X de acordo com a experiência internacional.

Frente à metodologia vigente do fator X, há quatro grandes e claros avanços proporcionados pela metodologia apresentada neste trabalho. A revisão tarifária visa distribuir com os consumidores os ganhos acumulados de eficiência durante o período tarifário anterior. Por esse raciocínio, as empresas que tenham investido mais em

eficiência poderiam vir a ser prejudicadas, visto que seus reajustes seriam menores, o que seria uma aparente distorção no sistema de incentivos. No entanto, há de se considerar que, para o período tarifário anterior, as empresas assimilaram os ganhos de produtividade que excederam o fator X definido anteriormente. Pode-se eliminar mais ainda a referida distorção, ao se buscar diferenciar o fator X entre as empresas, premiando com um fator X menor as empresas que tenham adquirido maior eficiência no passado.

Em segundo lugar, o fator X diferenciado pela eficiência, entre outras vantagens, conta com o fato de que ele é determinado pelo desempenho relativo entre as empresas e não pelo individual. Como cada empresa desconhece o desempenho das demais, há sempre o incentivo para que busquem a eficiência, ou seja, não há possibilidade das empresas agirem estrategicamente na escolha do seu nível de eficiência para tentar influenciar o regulador, diminuindo o problema causado pela informação assimétrica.

Em terceiro lugar, o emprego de variáveis contábeis no cálculo do fator X insere no modelo um mecanismo de revelação dos valores informados pelas concessionárias. A concessionária tem incentivos em informar ao regulador custos operacionais mais elevados com intuito de obter vantagem no reajuste tarifário no item VPB. No entanto, com a introdução de um fator X aqui preconizado, a informação fornecida dos custos operacionais mais elevados levaria a um cálculo dos níveis de eficiência mais reduzidos, penalizando a empresa com um fator X mais elevado. O regulado, informado desse novo modelo, tenderia a revelar o seu real nível de custos.

Ainda, confrontando com a metodologia existente e em prática, que considera a eficiência de escala, adotamos a eficiência técnica como modalidade de eficiência econômica a ser levada em conta no cálculo do fator X.

A eficiência técnica é por excelência a variável que deve ser aperfeiçoada pelo setor, pois nela reside maior grau de gerenciabilidade por parte das empresas. A escala do negócio e a alocação dos custos dependem mais de fatores exógenos à gerência das empresas, sendo por isso, criticável o uso de outra modalidade de eficiência que não a técnica nos ambientes regulatórios.

A amostra correspondeu às 42 maiores concessionárias brasileiras de distribuições em termos de energia vendida para os anos de 2002, 2003 e 2004. Do total de energia fornecida pelas 64 distribuidoras atualmente existentes, as 42 concessionárias perfazem mais 98% da energia vendida em território nacional e englobam mercados nas cinco regiões geográficas.

Como método analítico, optamos pela DEA – *Data Envelopment Analysis* em razão da facilidade de implementação, de sua maior flexibilidade e de maior disseminação internacional. O uso de variáveis ambientais, como densidade de consumidores e urbanização, permitiu que enfrentássemos o desafio de compararmos empresas com áreas de concessão tão abissalmente diferentes. Descobrimos que, apesar da heterogeneidade do mercado estudado, é possível em um mesmo modelo chegarmos a comparações consistentes. Utilizamos sempre DEA com retornos variáveis de escala, para captar tão-somente a eficiência técnica.

No entanto, em relação à estimativa da evolução da fronteira de eficiência para período 2002-2004, no qual usamos o DEA Malmquist, encontramos valores elevados e bastante discrepantes dependendo do modelo de DEA utilizado. Podemos atribuir esses resultados elevados e discrepantes ao período pós-acionamento, que pode ter causado uma depressão de eficiência no sistema, dessa forma, elevando a nossa estimativa posterior em razão de uma recuperação do setor.

Não obstante, alcançamos resultados bastante realistas para o setor, onde, para as empresas eficientes, encontramos 3,5% a.a. de fator X e, para a empresa mais ineficiente, obtivemos 6,4% a.a., considerando-se um cenário de convergência de eficiências para um horizonte de 3 períodos tarifários de 5 anos. Tomando-se o IGPM de 10,5% a.a. para o período 2002-2004 (acumulado de 22,2%) e uma estimativa de 0,6% a.a. para a Produtividade Total dos Fatores da economia brasileira, os VPBs das empresas eficientes seriam reajustadas em 7% a.a. e o da empresa mais ineficiente, em 4,1% a.a.

Não se deve olvidar que os resultados obtidos não podem fugir de fatores como a qualidade dos dados disponíveis e coletados. Procuramos amenizar esse problema com a correção dos dados junto às instituições, quando possível. A série histórica de dados considerados confiáveis ainda é muito curta para resultados mais robustos. Em razão disso, recomendamos que o órgão regulador busque a continuidade e aperfeiçoamento dos dados financeiros e não financeiros existentes para o setor de distribuição, no sentido de subsidiar estudos futuros e elaborações de metodologias próprias de trabalho.

Para estudos futuros, sugerimos que sejam usados ou DEA estatístico ou SFA para solução da metodologia proposta neste trabalho, para fins de, inclusive, confrontação dos resultados.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE (2005). **Dados de Mercado**. Disponível em: <http://www.abradee.org.br/#>
Acesso em: 15/07/2005.

ANEEL (2002). **Cálculo do Fator X na Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica**: proposta de metodologia. Nota Técnica N° 326/2002/SRE/ANEEL. Audiência Pública AP 023/2002.

ANEEL (2002). **Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica**. Disponível na internet em: <http://www.aneel.gov.br/36.htm>. Acesso em 1/4/2005.

ANEEL (2002). **Manual de Instruções Relatório de Informações Trimestrais**. 2002. Disponível na internet em: <http://www.aneel.gov.br/36.htm>. Acesso em 1/4/2005.

ANEEL (2002). **Resolução n° 24, de 27.01.2000** (redação dada pela resolução no 75, de 13.02.2003). Disponível na internet em: <http://www.aneel.gov.br/36.htm>. Acesso em 1/4/2005.

ANEEL (2003). **Consolidação da Metodologia de Cálculo do Fator X na Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica**. Nota Técnica N° 214/2003/SRE/ANEEL. Audiência Pública AP 043/2003.

ANEEL (2004). **Metodologia e Cálculo do Fator X para a Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica CEEE**. Nota Técnica n 119/2004/SRE – Anexo V. Disponível na internet em: <http://www.aneel.gov.br/13.htm>. Acesso em 1/8/2005.

ANEEL (2004). **Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica CEEE** – Audiência pública n° 032/2004 – Nota Técnica n° 119/2004. Disponível na internet em: <http://www.aneel.gov.br/13.htm>. Acesso em 1/8/2005.

ANEEL (2005). **Monitoramento de Qualidade**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/83.htm> . Acesso em: 15/07/2005.

Banker, R.D.; Charnes, A.; Cooper, W.W. (1984). **Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis**. Management Science, Vol. 30, 1078-1092.

Bernstein, J.; Sappington, D. (1998). **Setting the X Factor in Price Cap Regulation Plans**. NBER Working Paper Series. Cambridge.

Coelli, T.; Estache, A.; Perelman, S.; Trujillo, L. (2003). **A Primer on Efficiency**

Measurement for Utilities and Transport Regulators. WBI Development Studies. The World Bank. Washington D.C.

Coelli, T.; Prasada, D.; Battese, G. (1998). **An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis.** Kluwer Academic Publishers.

Coutinho, Paulo C.; Rossi, A.; Mueller, B. (2000). **Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica** (preparado para o Seminário sobre Regulação Econômica da ANEEL, realizado entre os dias 2 a 5 de outubro de 2000).

Farrel, M.J. (1957). **The Measurement of Productive Efficiency.** Journal of the Royal Statistical Society, Series A, Vol. 120, Parte 3, 253-290.

Färe, R.; Grosskopf, S.; Lovell, C. (1994). **Production Frontiers.** Cambridge University Press, Cambridge.

Gomes, V.; Pessoa, S.; Veloso, F. (2003). **Evolução da Produtividade dos Fatores na Economia Brasileira: uma análise comparativa.** Disponível na internet em: <http://epge.fgv.br/portal/arquivo/1335.pdf>. Acesso em 1/8/2005.

IBGE (2005). **Censo Demográfico e Contagem da População.** Disponível em: <http://www.sidra.ibge.gov.br/bda/tabela/listabl.asp?z=cd&o=4&i=P&c=185>. Acesso em: 15/07/2005.

Jamasb, T.; Pollitt, M. (2001). **Benchmarking and Regulation: international electricity experience.** Utilities Policy 9 107-130.

Kassai, S. (2002). **Utilização da Análise por Envoltória de Dados (DEA) na Análise de Demonstrações Contábeis.** Tese (Doutorado) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo. São Paulo: FEA/USP.

Lima, R. (2003). **Avaliação do Uso de Métodos não Paramétricos no Processo Regulatório do Setor Elétrico no Brasil.** Dissertação (mestrado) – Departamento de Economia da Universidade de Brasília. Brasília: Unb.

Mas-Colell, A.; Whiston, M.D.; Green, J.R. (1995). **Microeconomic Theory.** Oxford University Press.

Mota, R. (2004). **Comparing Brazil and USA Electricity Distribution Performance: What was the impact of Privatisation?** CMI Working Paper 39 – University of Cambridge.

Pires, J.; Piccinini, M. (1998). **Mecanismos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico: a Experiência Internacional e o Caso Brasileiro.** Textos para Discussão 64 (BNDES). Rio de Janeiro.

Resende, M. (2002) **Relative Efficiency Measurement and Prospects for Yardstick Competition in Brazilian Electricity Distribution**. Energy Policy 30, 637-647.

Senra, L.; Mello, J. (2004). **Uso de Técnicas de Seleção de Variáveis em DEA para analisar o Setor Elétrico**. Universidade Federal Fluminense (Relatórios de Pesquisa em Engenharia de Produção).

Disponível em: http://www.producao.uff.br/rpep/RelPesq_V4_2004_04.pdf . Acesso em: 24.01.2005.

Silva, A; Coutinho, P.; Oliveira, A.; Mueller, B. (2005). **Uma metodologia Alternativa para o Fator X do Setor De Distribuição de Energia Elétrica no Brasil**. IV Congresso Brasileiro de Regulação, 15 a 18 de maio de 2005, Manaus.

Varian, Hal R. (2000). **Microeconomia: princípios básicos**. Editora Campus. 5ed.

Zhu, J. (2003). **Quantitative Models for Performance Evaluation and Benchmarking**. Kluwer Academic Publishers.

8. BANCO DE DADOS

Fornecimento Faturado de Energia Elétrica Residencial (MWh)

DISTRIBUIDORAS	2002	2003	2004
AES-SUL	1,626,504	1,634,876	1,678,667
BANDEIRANTE	2,115,353	2,172,196	2,353,505
BRAGANTINA	136,738	147,663	153,276
CAIUÁ	264,132	281,636	291,604
CAT-LEO	291,318	296,624	295,615
CEA	232,248	238,726	240,204
CEAL	563,401	638,612	644,922
CEAM	162,950	187,151	182,794
CEB	1,264,635	1,371,713	1,419,497
CEEE	2,070,768	2,135,611	2,128,535
CELB	109,844	117,538	121,321
CELESC	3,006,792	3,121,010	3,071,831
CELG	2,028,315	2,188,304	2,317,089
CELPA	1,495,229	1,594,901	1,658,483
CELPE	2,295,470	2,587,553	2,598,879
CELTINS	287,499	300,979	322,606
CEMAR	973,649	1,022,785	1,037,890
CEMAT	1,119,424	1,168,197	1,210,479
CEMIG	6,360,335	6,700,367	6,709,783
CEPISA	548,588	611,397	625,332
CERJ	2,650,845	2,858,708	2,994,887
CERON	495,081	503,942	505,577
COELBA	2,857,038	3,158,126	3,291,894
COELCE	1,665,572	1,866,564	2,017,930
COPEL	4,306,638	4,381,517	4,366,725
COSERN	757,604	849,727	898,646
CPFL	4,801,364	5,031,499	5,154,582
CSPE	77,093	82,309	86,010
ELEKTRO	2,539,709	2,701,280	2,798,604
ELETROACRE	175,409	168,251	184,637
ELETROPAULO	10,237,203	10,726,861	11,257,877
ENERGIPE	406,968	446,556	473,323
ENERSUL	862,481	871,601	909,278
ESCELSA	1,133,548	1,193,073	1,190,541
JAGUARI	42,100	46,854	49,846
LIGHT	6,354,372	6,616,563	6,610,182
MANAUS	806,807	791,101	788,484
NACIONAL	129,372	136,433	141,110
RGE	1,405,595	1,418,695	1,436,517
SAELPA	653,781	720,611	743,241
SANTA CRUZ	208,325	218,595	224,942
PARANAPANEMA	193,658	200,696	206,813

Fornecimento Faturado de Energia Elétrica Industrial (MWh)

DISTRIBUIDORAS	2002	2003	2004
AES-SUL	3,492,649	3,042,465	3,102,475
BANDEIRANTE	5,991,162	5,227,108	4,361,246
BRAGANTINA	344,783	371,027	374,509
CAIUÁ	149,273	153,880	168,819
CAT-LEO	321,893	315,613	299,326
CEA	19,677	19,322	22,688
CEAL	436,144	456,889	476,307
CEAM	33,657	32,497	34,973
CEB	335,314	247,857	124,736
CEEE	1,614,176	1,583,490	1,554,012
CELB	259,907	284,111	296,681
CELESC	5,987,796	6,255,335	6,439,793
CELG	1,803,489	2,018,289	1,746,113
CELPA	763,920	885,186	990,878
CELPE	1,783,177	1,865,051	1,705,721
CELTINS	69,513	84,131	111,021
CEMAR	409,889	419,876	419,150
CEMAT	846,270	967,188	976,563
CEMIG	21,155,816	18,199,742	16,707,434
CEPISA	156,125	171,787	181,583
CERJ	1,729,707	1,760,163	1,446,272
CERON	182,660	202,749	220,929
COELBA	2,099,464	1,958,538	2,042,324
COELCE	1,683,772	1,671,786	1,772,868
COPEL	7,564,472	6,612,912	6,431,792
COSERN	879,234	881,276	897,712
CPFL	7,828,068	8,002,696	7,337,609
CSPE	135,338	144,755	153,405
ELEKTRO	4,693,107	4,444,411	3,721,544
ELETROACRE	21,202	22,782	24,097
ELETROPAULO	10,284,662	9,401,192	8,669,985
ENERGIPE	758,485	782,230	512,159
ENERSUL	671,221	653,918	579,503
ESCELSA	3,289,735	2,585,139	2,482,415
JAGUARI	235,727	248,972	262,361
LIGHT	5,350,773	3,732,639	3,445,183
MANAUS	1,044,753	1,136,051	1,280,445
NACIONAL	74,184	75,346	77,916
RGE	2,412,069	2,564,002	2,752,994
SAELPA	636,998	683,734	672,253
SANTA CRUZ	161,037	166,001	133,548
PARANAPANEMA	132,047	128,018	144,869

Fornecimento Faturado de Energia Elétrica Comercial (MWh)

DISTRIBUIDORAS	2002	2003	2004
AES-SUL	792,763	809,484	845,858
BANDEIRANTE	1,129,718	1,188,197	1,254,478
BRAGANTINA	60,631	64,723	65,921
CAIUÁ	140,856	153,513	159,530
CAT-LEO	128,010	131,918	132,051
CEA	91,674	100,671	102,617
CEAL	322,182	361,099	363,878
CEAM	53,675	56,622	58,767
CEB	985,299	1,042,824	1,088,898
CEEE	1,433,664	1,475,048	1,515,983
CELB	64,185	68,184	70,205
CELESC	1,742,085	1,837,343	1,917,372
CELG	1,006,660	1,086,313	1,126,485
CELPA	844,695	909,998	956,266
CELPE	1,309,248	1,452,284	1,493,564
CELTINS	154,412	168,695	181,983
CEMAR	451,801	481,251	503,152
CEMAT	697,240	763,978	828,657
CEMIG	3,283,428	3,402,087	3,537,089
CEPISA	250,317	279,341	286,837
CERJ	1,339,219	1,382,412	1,423,907
CERON	272,862	292,516	303,567
COELBA	1,713,679	1,870,505	1,959,034
COELCE	998,207	1,084,289	1,121,937
COPEL	2,726,241	2,863,583	3,024,570
COSERN	421,922	472,223	507,442
CPFL	2,756,703	2,902,926	3,071,903
CSPE	31,616	34,675	34,134
ELEKTRO	1,066,398	1,140,361	1,210,661
ELETROACRE	85,015	87,332	91,649
ELETROPAULO	8,658,843	9,173,776	9,435,488
ENERGIPE	241,890	264,156	275,305
ENERSUL	527,378	545,646	583,868
ESCELSA	839,337	752,988	774,569
JAGUARI	22,240	25,237	27,399
LIGHT	5,117,395	5,183,339	5,235,462
MANAUS	522,209	546,813	570,348
NACIONAL	60,281	62,300	64,632
RGE	741,114	766,077	796,417
SAELPA	312,069	339,291	342,688
SANTA CRUZ	91,967	98,455	103,402
PARANAPANEMA	81,613	87,556	91,039

Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e Frequência Equivalente de interrupção (FEC)

DISTRIBUIDORAS	DEC			FEC		
	2002	2003	2004	2002	2003	2004
AES-SUL	19.75	18.94	14.21	16.38	13.27	10.57
BANDEIRANTE	12.4	8.2	6.53	8.47	6.47	5.48
BRAGANTINA	12.82	6.42	7.29	15.85	9.59	9.65
CAIUÁ	10.22	7.15	5.11	11.17	7.78	5.83
CAT-LEO	11.96	9.3	9.46	11.57	8.84	8.57
CEA	24.38	34.72	32.26	31.78	41.87	35.9
CEAL	29.88	28.2	23.57	22.65	21.68	18.84
CEAM	75.66	87.78	86.89	73.41	90.21	104.1
CEB	12.18	10.58	10.81	15.45	11.65	13.94
CEEE	22.04	20.86	16.87	20.41	18.98	14.32
CELB	10.03	12.21	18.82	9.31	9.4	11.76
CELESC	20.2	23.74	18.28	16.71	15.67	13.48
CELG	23.53	23.61	21.68	27.5	24.14	19.25
CELPA	32.84	29.42	31.03	38.37	31.7	30.73
CELPE	16.16	12.86	16.03	13.62	9.02	9.37
CELTINS	45.66	38.48	33.22	34.73	31.24	27.84
CEMAR	66.78	67.94	63.45	40.35	37.28	39.31
CEMAT	22.64	24.43	31.2	26.19	26.13	24.7
CEMIG	13.01	10.74	10.93	7.34	6.42	6.58
CEPISA	45.3	50.68	50.85	37.78	35.45	41.65
CERJ	24.3	22.21	19.47	19.96	17.03	14.15
CERON	69.4	51.89	37.03	75.79	63.87	50.19
COELBA	17.4	15.97	15.22	12.43	10.91	9.25
COELCE	20.67	16.36	14.61	17.21	15.53	11.97
COPEL	16.32	18.9	14.04	15.7	16.55	14.19
COSERN	11.52	10.62	12.4	10.53	8.49	9.4
CPFL	6.43	5.35	5.34	6	5.09	5
CSPE	17.42	8.59	7.41	17.42	8.59	7.41
ELEKTRO	11.97	9.82	9.88	8.9	7.69	7.21
ELETROACRE	17.63	20.83	16.23	45.8	34.48	23
ELETROPAULO	14.13	8.2	8.95	9.3	6.61	6.14
ENERGIPE	12.6	12.86	13.35	11.26	10.26	9.61
ENERSUL	14	11.06	9.48	11.42	9.53	8.03
ESCELSA	14.53	10.68	11.44	10.94	8.77	9.67
JAGUARI	12.37	4.19	4.32	9.48	4.73	4.62
LIGHT	10.05	8.74	8.3	6.93	6.22	6.34
MANAUS	15.82	15.83	28.43	18.49	16.36	26.86
NACIONAL	5.45	4.67	7.24	8.16	9.69	8.9
RGE	24.74	25.54	23.87	20.6	15.46	15.04
SAELPA	22.7	25.37	38.07	10.91	9.89	14.28
SANTA CRUZ	11.29	8.18	7.22	11.4	9.97	8.54
PARANAPANEMA	10.14	10.17	6.61	11.01	9.87	6.24

Áreas de concessão e Número de consumidores

DISTRIBUIDORAS	Área (km ²)			Consumidores		
	2002	2003	2004	2002	2003	2004
AES-SUL	99,267	99,267	99,267	958,214	980,883	1,006,942
BANDEIRANTE	9,638	9,644	9,644	1,281,752	1,317,365	1,379,628
BRAGANTINA	3,478	3,478	3,478	93,194	97,049	101,578
CAIUÁ	9,149	9,149	9,149	175,397	179,231	183,035
CAT-LEO	16,358	16,358	16,358	305,811	317,865	329,350
CEA	142,816	142,816	142,816	104,787	100,342	92,009
CEAL	27,933	27,933	27,933	612,149	628,449	646,776
CEAM	1,559,539	1,559,539	1,559,539	155,991	150,518	163,930
CEB	5,789	5,789	5,789	614,302	645,150	683,479
CEEE	73,627	76,009	76,009	1,249,154	1,275,362	1,299,649
CELB	1,984	1,984	1,984	125,348	128,679	137,271
CELESC	88,127	88,094	88,094	1,803,965	1,864,149	1,922,501
CELG	337,008	337,008	337,008	1,685,859	1,766,357	1,833,088
CELPA	1,247,703	1,247,703	1,247,703	1,087,472	1,151,119	1,183,332
CELPE	102,745	102,745	102,745	2,402,162	2,473,461	2,602,815
CELTINS	278,420	278,420	278,420	255,565	276,978	293,397
CEMAR	333,366	333,366	333,366	1,103,167	1,135,843	1,183,220
CEMAT	906,807	906,807	906,807	660,923	688,287	725,167
CEMIG	567,265	567,740	567,740	5,510,919	5,713,174	5,914,212
CEPISA	252,379	252,379	252,379	616,641	649,856	681,833
CERJ	31,741	31,741	31,741	1,721,562	1,878,846	2,016,529
CERON	243,000	238,513	238,513	337,113	347,080	354,666
COELBA	567,295	563,374	563,374	2,915,264	3,237,786	3,465,349
COELCE	146,348	146,348	146,348	1,960,359	2,041,107	2,179,821
COPEL	194,854	194,854	194,854	3,016,118	3,112,495	3,171,751
COSERN	53,307	53,307	53,307	732,277	769,721	798,823
CPFL	90,440	90,440	90,440	2,963,710	3,068,762	3,146,235
CSPE	3,802	3,802	3,802	56,926	58,581	60,393
ELEKTRO	120,884	120,884	120,884	1,718,546	1,746,089	1,804,467
ELETROACRE	153,150	153,150	153,150	127,044	122,012	128,087
ELETROPAULO	4,526	4,526	4,526	5,173,362	5,141,070	5,334,274
ENERGIPE	17,419	17,419	17,419	415,304	426,073	443,665
ENERSUL	329,270	329,270	329,270	593,817	610,708	631,197
ESCELSA	41,372	41,372	41,372	947,710	967,892	981,530
JAGUARI	252	252	252	24,225	24,981	25,642
LIGHT	10,986	10,970	10,970	3,521,111	3,545,646	3,659,468
MANAUS	11,459	11,459	11,459	353,608	377,588	391,749
NACIONAL	4,792	4,792	4,792	77,627	82,581	88,386
RGE	90,718	90,718	90,718	1,007,460	1,037,903	1,060,292
SAELPA	55,456	54,055	54,055	863,934	915,683	961,790
SANTA CRUZ	11,822	11,822	11,822	149,083	153,301	156,363
PARANAPANEMA	11,485	11,485	11,485	132,894	137,586	140,329

DISTRIBUIDORAS	Despesa com Depreciação/amortização da atividade distribuição (R\$)			Despesa com Depreciação/amortização da atividade de comercialização (R\$)		
	2002	2003	2002	2003	2002	2003
AES-SUL	56,224	61,739	60,325	3,350	3,382	952
BANDEIRANTE	58,030	70,014	75,409	2,852	2,809	9,097
BRAGANTINA	2,228	2,511	3,413	212	256	264
CAIUÁ	2,880	3,170	3,580	338	455	364
CAT-LEO	11,148	11,559	12,264	313	147	137
CEA	5,325	5,623	5,275	381	251	226
CEAL	17,522	18,040	18,789	470	466	490
CEAM	3,180	2,853	2,707	0	85	109
CEB	34,354	36,001	35,788	0	0	0
CEEE	43,757	43,633	46,098	30	91	135
CELB	2,813	2,942	3,014	130	153	195
CELESC	75,815	79,966	83,970	1,732	1,560	1,377
CELG	52,651	56,376	60,146	1,910	79	0
CELPA	45,233	46,445	48,051	2,978	1,834	1,883
CELPE	57,922	64,196	69,462	4,150	5,540	7,519
CELTINS	8,182	9,969	12,326	134	166	214
CEMAR	39,503	41,460	41,585	550	730	804
CEMAT	24,110	29,450	33,687	1,481	887	910
CEMIG	346,680	348,866	351,305	1,460	556	5,311
CEPISA	17,220	16,731	17,296	2,493	2,521	2,078
CERJ	77,171	84,155	95,002	7,954	4,011	303
CERON	10,630	10,958	11,267	1,320	1,485	1,361
COELBA	118,904	127,707	130,399	12,244	12,102	20,621
COELCE	51,459	65,763	69,159	9,312	8,886	10,490
COPEL	122,726	126,737	132,369	8,519	10,691	9,907
COSERN	27,067	29,213	31,340	2,775	2,968	3,145
CPFL	129,305	148,419	141,810	18,339	1,271	5,594
CSPE	1,587	1,762	1,898	213	250	307
ELEKTRO	95,606	101,149	104,291	0	0	0
ELETROACRE	3,797	4,123	4,334	466	460	522
ELETROPAULO	272,093	283,606	260,954	3,632	5,592	2,975
ENERGIPE	13,192	13,416	13,863	92	338	244
ENERSUL	47,939	47,697	47,626	3,487	4,695	4,974
ESCELSA	50,582	51,460	52,977	3,059	4,269	4,471
JAGUARI	942	1080	1308	194	218	230
LIGHT	224,260	239,719	249,030	12,122	16,171	19,995
MANAUS	19,452	37,602	33,816	8,559	1,496	2,563
NACIONAL	1,129	1,251	1,420	120	125	118
RGE	159,177	151,440	39,552	5,105	6,489	9,167
SAELPA	14,433	16,635	17,521	896	649	1,132
SANTA CRUZ	5213	5760	6365	413	421	442
PARANAPANEMA	2,320	2,416	2,843	254	282	281

DISTRIBUIDORAS	Despesa com Serviço de terceiros da atividade de distribuição (R\$)			Despesa com Serviço de terceiros da atividade de comercialização (R\$)		
	2002	2003	2002	2003	2002	2003
AES-SUL	38,517	37,780	42,223	23,055	24,130	25,340
BANDEIRANTE	21,628	28,832	27,462	37,257	39,394	60,422
BRAGANTINA	3,842	4,200	5,026	5,326	6,952	9,300
CAIUÁ	5,207	7,465	9,570	8,893	11,629	15,129
CAT-LEO	7,185	4,704	8,135	1,429	3,709	7,247
CEA	5,352	5,497	7,376	3,108	2,690	4,988
CEAL	13,639	15,276	21,398	8,808	10,027	10,938
CEAM	4,246	1,957	1,760	415	2,608	3,469
CEB	62,763	80,737	94,480	266	0	57
CEEE	59,462	57,531	63,594	11,240	15,049	19,399
CELB	2,442	1,430	1,553	2,649	2,638	3,006
CELESC	55,953	66,998	71,389	19,063	31,081	37,614
CELG	92,292	128,623	203,180	3,327	4,665	7,773
CELPA	49,526	54,836	136,021	26,255	29,740	50,652
CELPE	58,388	70,253	71,151	27,544	29,822	29,866
CELTINS	13,537	15,186	20,073	11,819	12,687	16,873
CEMAR	24,095	37,723	43,754	19,912	16,890	22,021
CEMAT	36,584	47,212	52,354	15,974	20,762	30,622
CEMIG	160,051	190,371	214,191	53,235	64,299	56,036
CEPISA	10,266	10,856	23,776	11,834	14,083	12,780
CERJ	134,337	147,263	123,575	231	1	-56
CERON	9,496	11,082	13,314	13,905	17,194	20,310
COELBA	50,940	61,662	70,056	78,763	75,222	77,790
COELCE	37,755	65,638	70,036	40,511	30,173	28,505
COPEL	54,193	61,969	77,809	94,893	78,881	75,995
COSERN	14,480	18,776	18,279	15,028	15,939	13,384
CPFL	110,079	101,567	78,512	15,696	18,864	39,835
CSPE	1,534	2,655	3,765	710	1,101	996
ELEKTRO	42,924	56,808	61,019	9,035	9,367	11,763
ELETROACRE	3,071	2,754	2,882	6,145	5,741	7,200
ELETROPAULO	146,870	179,054	181,194	26,664	43,310	37,732
ENERGIPE	8,715	5,650	5,694	7,581	6,190	6,501
ENERSUL	16,051	11,779	12,934	10,749	16,824	24,816
ESCELSA	18,867	14,970	20,760	11,698	17,774	24,409
JAGUARI	1895	2567	3182	219	712	1013
LIGHT	101,273	82,154	80,024	91,472	107,977	112,759
MANAUS	14,725	28,552	30,300	15,431	11,405	20,818
NACIONAL	2,126	2,705	3,819	4,132	5,111	7,684
RGE	20,798	19,232	23,377	11,242	12,190	15,909
SAELPA	14,369	10,909	11,186	13,288	11,893	14,933
SANTA CRUZ	2,464	3,410	3,571	4,036	5,567	5,828
PARANAPANEMA	4,568	5,713	8,108	7,050	9,669	11,721

DISTRIBUIDORAS	Despesa com Pessoal da atividade de distribuição (R\$)			Despesa com Pessoal da atividade de comercialização (R\$)		
	2002	2003	2002	2003	2002	2003
AES-SUL	24,610	32,575	33,871	5,466	6,276	6,642
BANDEIRANTE	61,902	68,028	57,189	25,929	24,291	37,733
BRAGANTINA	3,605	4,323	5,148	5,812	6,651	7,314
CAIUÁ	4,529	5,732	6,368	5,581	6,922	7,145
CAT-LEO	17,543	16,559	18,260	2,699	4,469	5,276
CEA	5,772	5,452	5,934	4,819	3,775	5,041
CEAL	29,205	40,158	47,993	18,923	17,086	17,775
CEAM	6,155	5,988	6,164	1,783	9,707	10,704
CEB	100,310	137,837	135,342	971	1,204	1,132
CEEE	128,351	117,839	96,158	18,298	22,402	24,485
CELB	5,508	4,657	5,125	696	2,104	2,287
CELESC	522,149	212,047	264,503	110,305	44,083	56,967
CELG	111,930	134,167	157,612	4,060	4,866	9
CELPA	47,137	48,750	96,822	20,456	28,176	43,399
CELPE	52,276	71,880	81,205	24,872	24,063	25,166
CELTINS	8,862	10,042	12,730	7,262	9,587	11,589
CEMAR	18,569	38,375	50,154	25,827	17,783	15,869
CEMAT	33,161	32,718	40,873	17,925	21,850	29,586
CEMIG	377,951	571,196	589,808	49,116	61,227	125,497
CEPISA	19,924	23,366	36,157	26,371	28,984	21,971
CERJ	83,914	86,016	91,769	333	4	-219
CERON	12,116	14,798	15,550	14,209	17,366	20,668
COELBA	50,091	61,771	66,054	64,612	78,194	87,204
COELCE	46,445	56,915	57,838	27,607	26,866	24,546
COPEL	166,679	178,675	223,091	112,833	129,448	130,881
COSERN	18,900	21,223	27,036	12,797	15,655	13,199
CPFL	134,557	132,124	168,094	25,914	9,420	19,007
CSPE	3,493	4,091	4,721	855	674	634
ELEKTRO	85,503	114,837	111,216	12,392	11,842	11,259
ELETROACRE	2,695	2,982	2,916	4,686	5,549	6,175
ELETROPAULO	794,561	925,353	903,637	36,964	31,615	26,619
ENERGIPE	21,733	23,002	30,306	4,919	7,138	10,227
ENERSUL	35,093	31,830	34,357	11,210	19,880	21,305
ESCELSA	45,244	45,389	48,266	14,312	22,118	24,009
JAGUARI	3089	3519	3506	115	136	374
LIGHT	164,438	130,777	128,824	46,209	69,072	69,805
MANAUS	11,110	17,385	21,024	10,206	4,578	7,167
NACIONAL	2,630	3,364	3,761	2,931	4,293	4,864
RGE	33,295	38,057	38,087	16,996	20,416	24,853
SAELPA	30,203	21,668	25,359	7,955	12,833	19,243
SANTA CRUZ	7518	7869	8582	7809	8736	9729
PARANAPANEMA	6,503	7,151	7,664	6,586	7,858	8,436