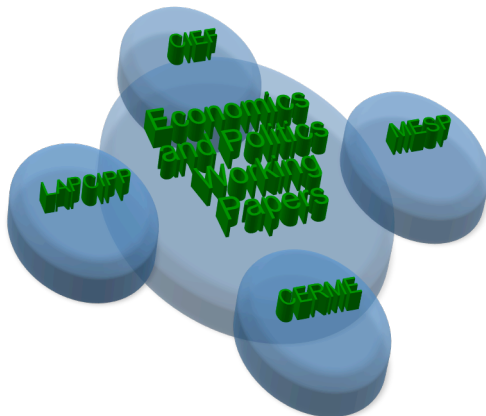


University of Brasilia



**Economics and Politics Research Group**

*A CNPq-Brazil Research Group*

<http://www.EconPolRG.wordpress.com>

Research Center on Economics and Finance–CIEF  
Research Center on Market Regulation–CERME  
Research Laboratory on Political Behavior, Institutions  
and Public Policy–LAPCIPP  
Master's Program in Public Economics–MESP

**Uma alternativa para o cálculo do fator X no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil**

**Paulo Cesar Coutinho and Ângelo Henrique Lopes da Silva**

**CERME/UnB and TCU**

**Economics and Politics Working Paper 11/2013  
June 19, 2013**

**Economics and Politics Research Group  
CERME-CIEF-LAPCIPP-MESP Working Paper Series  
ISBN:**

# Uma alternativa para o cálculo do fator X no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil

Paulo Cesar Coutinho<sup>1</sup> e Ângelo Henrique Lopes da Silva<sup>2</sup>,

Sumário: 1. Introdução; 2. Metodologia; 3. Dados utilizados; 4. Resultados; 5. Conclusões.

Palavras-chave: regulação; setor elétrico; eficiência; DEA.

Códigos JEL: C61; L51.

Apresentamos uma metodologia de cálculo do fator X para setor de distribuição de energia elétrica no Brasil que possui vantagens frente àquela empregada atualmente pela Resolução ANEEL nº 55, de 05.04.2004. Trazida da experiência internacional, a metodologia sugerida reforça o caráter de incentivo à eficiência do setor, enquanto que reduz o problema de assimetria de informações enfrentado pelo regulador. É realizado um estudo prospectivo com uma amostra significativa de 42 distribuidoras, que são ordenadas pelo critério de eficiência técnica por DEA.

We present a methodology for calculation of X factor applied in the electricity distribution sector in Brazil that possess advantages compared with the one defined by Resolution ANEEL nº 55, of 05.04.2004. Drawing from the international experience, the methodology strengthens aspects of incentives to efficiency of the sector as well as reduces the problem of asymmetric information faced by the regulator. A study with a significant sample of 42 distribution companies is carried out, which are ranked by the technical efficiency criterion using DEA technique.

## 1. INTRODUÇÃO

Com a privatização das concessionárias de distribuição de energia elétrica em meados dos anos 90, o Brasil adotou o regime tarifário pelo preço teto do

---

<sup>1</sup> [coutinho@unb.br](mailto:coutinho@unb.br), Unb/CERME – Universidade de Brasília/Centro de Estudos em Regulação de Mercados, Campus Universitário Darcy Ribeiro ICC-Ala Norte Brasília-DF

<sup>2</sup> [angelohl@tcu.gov.br](mailto:angelohl@tcu.gov.br), TCU - Tribunal de Contas da União, SAFS Quadra 4 Lote 1 Brasília-DF

serviço, opção mais compatível com a regulação por incentivos. Originalmente empregada na Inglaterra, a regulação *price-cap* contém uma componente de dedução no reajuste de preços, denominada de fator X de produtividade, que visa a compartilhar com os consumidores os ganhos de eficiência a serem alcançados pela indústria em um dado período.

No entanto, o fator X não foi item imediatamente estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - 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 baseado em ganhos de produtividade a serem realizados até a próxima revisão tarifária. Essa última metodologia teve sua teoria bem fundamentada no trabalho de Bernstein e Sappington (1998), doravante referida como Bernstein-Sappington.

Tomando como ponto de partida a formulação Bernstein-Sappington, procuramos obter a produtividade relativa entre as empresas do setor de distribuição. Com essa perspectiva, são traçadas fronteiras de eficiência para o setor que busquem identificar as empresas de distribuição eficientes e ineficientes. A partir desses graus de eficiência ou ineficiência, podemos gerar valores diferenciados de fator X para as empresas, objetivando conferir ao setor fortes incentivos para ganhos futuros de eficiência. A linha de raciocínio fundamenta-se na proposta apresentada por Coutinho et al (2000) à ANEEL e nos estudos de Coelli et al (2003) para o Banco Mundial.

A seção 2 traz um apanhado do contexto em que se insere este trabalho, descrevendo os modelos tarifários e o fator X apresentando a teoria econômica que fundamenta as medidas de eficiência e produtividade, assim como os modelos DEA - *Data Envelopment Analysis* utilizados. A seção 3 detalha os dados empregados no estudo, bem como a sua obtenção e tratamento. Na seção 4, apresentamos os resultados e a sua contextualização. Por fim, apresentamos nossas conclusões e recomendações para estudos futuros na quinta e última seção.

## **2. METODOLOGIA**

### **O Regime tarifário**

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 para os consumidores. Imbuído dessa missão, o regulador está envolto com problema de assimetria de informação, fato que faz aumentar os seus custos da 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 possibilitar 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.

Objetivando incentivar a eficiência nos mercados regulados, foram criados diferentes mecanismos tarifários. Entre as principais metodologias de cálculo tarifário estão a do **custo do serviço** ou **taxa interna de retorno**. A primeira garante ao concessionário não só a cobertura dos seus custos operacionais, como também uma remuneração que lhe proporcione uma atratividade para o negócio, refletindo o seu custo de oportunidade e assegurando, por conseguinte, a sustentabilidade econômico-financeira. A segunda 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.

O *price-cap* é originário da Inglaterra, onde passou a ser adotado em meados da década de 80. Adotada no Brasil a partir dos primeiros contratos de distribuição firmados em 1996/97, a tarifação pelo preço máximo configura-se em um mecanismo de incentivo a ganhos de produtividade pelo setor regulado, já que, a um preço fixado, qualquer lucro adicional decorrente de redução de custos será apropriado pelo regulado. 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, portanto, a informação assimétrica e ao risco de captura. No entanto, nessa espécie de tarifação, deve-se dar atenção aos eventuais problemas de subinvestimento e de queda da qualidade dos serviços prestados.

Para impor o compartilhamento dos ganhos de produtividade do regulado com os seus consumidores é adotado um fator X, 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).

Bernstein e Sappington (1998) equaciona o fator X para a regulação *price-cap*. O resultado 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.

Podemos considerar que as quatro condições acima são em grande parte atendidas, de modo que o equacionamento padrão de Bernstein & Sappington abaixo transcrito é adotado neste trabalho sem as modificações sugeridas na violação de cada uma das condições<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> 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).

$$\dot{P} = \dot{P}^E - X = \dot{P}^E - \{ \dot{T} - \dot{T}^E \} + \{ \dot{W}^E - \dot{W} \}$$

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.

Coutinho et al (2000) apresenta uma proposta de Fator X na mesma linha de raciocínio do modelo supracitado, detalhando-a. Os autores sugerem que sejam calculados valores de fator X individualizados para cada empresa do setor, em função das performances passadas e esperadas para o futuro, sendo o fator X de Bernstein e Sappington aquele atribuído às empresas mais eficientes do setor. Desta forma, a tarifação conferiria ganhos substanciais em termos de incentivos à eficiência das empresas no setor. A diferenciação do fator X seria obtida por meio de índices de eficiência para cada empresa medidos através de métodos como DEA - *Data Envelopment Analysis* ou de SFA - *Stochastic Frontier Analysis*. A idéia de valores diferenciados de fator X é corroborada por COELLI et al. (2003), ao afirmarem que *“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”*.

No Brasil, os contratos de concessão de distribuição elétrica foram firmados a partir de 1996 e estabelecem as tarifas iniciais e as suas formas de alteração (reajuste tarifário anual, revisão tarifária extraordinária e revisão tarifária periódica), sendo a metodologia de cálculo do Fator X definida recentemente em 2004 (Resolução Normativa ANEEL nº 55, de 5/4/2004). 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 venha a obter durante o 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.

Entretanto, o cálculo do fator X em vigor apresenta algumas fragilidades teóricas e práticas (Silva, 2005), a começar pela própria metodologia escolhida pela ANEEL: o método do fluxo de caixa descontado<sup>4</sup>. A metodologia contém alguns problemas como simplificação demasiada dos modelos econométricos resultando em falta de robustez nos resultados de previsão; adoção de custos unitários constantes, onde temos um mercado de retornos variáveis de escala; falta de detalhamento de alguns parâmetros numéricos adotados; e inconsistências nos valores de fator X encontrados. Em contraposição à vigente metodologia,

---

<sup>4</sup> Para uma discussão mais detalhada acerca das fragilidades da metodologia adotada pela ANEEL, vide Silva et al. (2005).

apresentamos neste trabalho uma metodologia alternativa bem mais consistente quanto a dotar o setor de incentivos à eficiência. Ela pretende também resolver, se não todos, uma boa parte dos problemas existentes atualmente.

## **Análise de eficiência**

Farrel (1957) propõe 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.

Como parâmetro principal de medida relativa de eficiência, adotamos a eficiência técnica, uma vez que ela é suficiente para os nossos objetivos do fator X. Segundo Coelli et al (2003),

*“This information [existência da eficiência de escala] is particularly interesting to regulators of network firms. For example, 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 implica em optarmos por modelos de economia variável de escala, o que se refletirá mais a frente no modelo DEA a ser adotado. Essa escolha despreza as eficiências alocativa e de escala, visto que elas dependem menos da capacidade gerencial das empresas do setor em estudo, sendo mais função da área onde atuam.

Em consideração também ao setor estudado, optamos por medidas de eficiência orientadas ao insumo, ou seja, em que se pretende minimizar a utilização de insumos para um mesmo nível de 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 e Lovell (1978, citado por Coelli et al, 1998) demonstrou que a medida de eficiência técnica orientadas ao insumo e ao produto são equivalentes apenas no cenário de retornos constantes de escala. Em razão das diferenças de mensuração acima apontadas e da existência de retornos variáveis de escala no modelo, decidimos pela orientação ao insumo. De

acordo com Coelli et al (1998), na seleção da orientação, deve-se levar 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 sociedade, o mais coerente seria adotarmos as medidas de eficiência orientadas ao insumo.

Podemos ainda mensurar a evolução da eficiência 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*.

Para capturar a mudança de tecnologia, usaremos o índice de produtividade de Malmquist entre dois períodos  $s$  e  $t$ :

$$m_i(y_s, y_t, x_s, x_t) = \frac{d'_i(y_t, x_t)}{d'_i(y_s, x_s)} \times \left[ \frac{d^s_i(y_t, x_t)}{d'_i(y_t, x_t)} \times \frac{d^s_i(y_s, x_s)}{d'_i(y_s, x_s)} \right]^{1/2}$$

onde  $d_i(x, y)$  é a função distância de insumo de cada empresa  $i$ , definida como sendo a mínima contração possível dos insumos, dado os produtos fixos.

Em suma, se uma firma alterou a sua produtividade em certo período de tempo, isso pode ser decomposto em quatro fatores: 1) mudança da tecnologia ou da fronteira do setor como todo (*frontier-shift*), 2) mudança na eficiência técnica da firma (*catch-up*), 3) mudança na eficiência de escala, e 4) mudança na eficiência alocativa. Neste trabalho, por todas as razões expostas, o nosso foco de interesse serão os dois primeiros fatores.

## **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*). Optamos pela 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).

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 a essa fronteira. Foi proposto pela primeira vez por Farrell (1957), mas a técnica foi transformada em técnica operacional apenas por Charnes et al (1978, citado por Banker et al, 1984). Posteriormente, Banker et al (1984) introduziu um modelo com retornos variáveis de escala - VRS.

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 insumos  $X_{K \times N}$  e uma matriz de produtos  $Y_{M \times N}$ . O modelo DEA VRS extrai uma medida de eficiência técnica “pura”, livre do efeito da medida de eficiência de escala, segundo o seguinte equacionamento:

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

onde  $\theta$  é um escalar,  $\lambda$  é um vetor  $N \times 1$ , e  $N1$  é um vetor  $N \times 1$  de uns. A eficiência técnica é obtida do valor de  $\theta$ , que será igual à 1, no caso da firma se encontra na fronteira, ou menor que a 1, 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 linear das empresas eficientes, que serão seus *benchmarks*. Essas projeções são representadas por  $(X\lambda, Y\lambda)$ . 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. Usando o modelo DEA VRS, garantimos que a eficiência de uma determinada firma seja comparada contra aquelas de empresas de escala e tamanho similares.

As eventuais folgas existentes depois de executado problema podem significar que a solução ainda não é a final. Enquanto que Farrell (1957) define a ineficiência técnica em termos da redução radial dos insumos, Koopmans (1951, citado por Coelli et al, 1998) acrescenta folgas das restrições nulas para que tenhamos 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 e Lovell, citado por Coelli et alii, 1998), modalidade de eficiência que não será alvo do nosso estudo.

No propósito de considerar os diversos cenários nos quais as firmas trabalham, podemos utilizar variáveis ambientais (*enviromental variables*) para capturar as diferenças regionais onde as firmas estão localizadas. Ao nosso modelo, seria adicionada mais uma restrição:  $z_i - Z\lambda \geq 0$ , 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.

Com o uso de dados em painel, podemos mensurar mudanças da fronteira de eficiência para o grupo de firmas como 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.

A técnica DEA é muito sensível às variáveis escolhidas. Quanto maior a quantidade de variáveis selecionadas, maior a representatividade do resultado. No entanto, isso reduz a discriminação do nosso modelo, ou seja, muitas firmas tendem a se deslocarem em conjunto na fronteira. Um aspecto adicional na escolha das variáveis refere-se à homogeneidade das variáveis, a fim de que sejam comparáveis entre as empresas e no tempo.

### **3. DADOS UTILIZADOS**

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 encontram sistematicamente armazenados nas instituições e, muitas vezes, não existem. Além da questão da disponibilidade dos dados, outro fator afeta sobremaneira a escolha dos dados, no tocante à série histórica desejada. Não convém utilizar dados do ano de 2001, em virtude da quebra estrutural provocada pelo racionamento de energia naquele ano. Além disso, as variáveis contábeis utilizadas são retiradas de demonstrativos apresentados pelas empresas com base em plano de contas só recentemente estabelecido.

As variáveis de entrada foram obtidas de dados contábeis a partir dos Relatórios de Informações Trimestrais – RITs, apresentados à ANEEL. Criado em 1997, apenas recentemente em 2001 os RITS tiveram consolidado o seu formato. 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 apresentaram 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. Considerando o tênue delineamento entre as atividades de distribuição e comercialização e o fato de todas as distribuidoras também são comercializadoras, optamos pela soma dos valores referentes às citadas atividades, para todas as variáveis contábeis em estudo.

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 pessoal 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 foram obtidas 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 padronizadas pela Resolução ANEEL nº 44/1999. 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 serviços de terceiros, decidimos dividi-los proporcionalmente aos gastos de pessoal e de capital e incorporar cada parcela a estes itens de gastos. 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 IGP 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 cada unidade consumidora, em média, no período de observação, ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica, enquanto que FEC, o número de interrupções ocorridas. Todavia, quanto maior (menor) 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. 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 de entrada e saída na implementação do DEA, são importantes também aquelas variáveis sobre as quais as empresas não possuem controle e que são chamadas variáveis ambientais. 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, optaremos por um ou outro.

Quanto às variáveis de saída, utilizamos a quantidade de energia demandada (MWh) para representar a abrangência de atendimento do mercado, obtendo 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 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.

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. 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, como zeros injustificados, valores negativos e flutuações abruptas ao longo do tempo.

#### 4. Resultados

Para os resultados abaixo, fixamos os insumos (depreciação e pessoal/serviço de terceiros) e os produtos (energia faturada industrial, energia faturada residencial/comercial e DECxFEC) e trabalhamos com 3 (três) seguintes modelos, modificando de um para outro somente as variáveis ambientais (Tabela 1).

**Tabela 1 – Modelos adotados**

<i>Modelo</i>	<i>Insumos</i>	<i>Produtos</i>	<i>Variáveis ambientais</i>
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 2– Índices de eficiência para o modelo 1**

<i>DISTRIBUIDORAS</i>	<i>Densidade (cons/km<sup>2</sup>)</i>	<i>Urbanização (%)</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>
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	<b>1</b>	<b>1</b>
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	<b>1</b>
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	<b>1</b>	0,99	0,76
BANDEIRANTE	143,06	0,96	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
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	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
CERJ	63,53	0,91	0,74	0,69	0,80
CPFL	34,79	0,94	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
CSPE	15,88	0,81	<b>1</b>	<b>1</b>	0,97
ELEKTRO	14,93	0,86	0,92	0,79	0,76
ELETROPAULO	1.178,58	0,96	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
ESCELSA	23,72	0,81	0,87	0,78	0,82
JAGUARI	101,75	0,92	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
LIGHT	333,59	0,99	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
NACIONAL	18,44	0,91	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
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	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
CEEE	17,10	0,89	0,97	<b>1</b>	0,95
CELESC	21,82	0,80	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
COPEL	16,28	0,81	0,86	0,87	0,83
RGE	11,69	0,73	0,79	0,83	<b>1</b>
<b>Quantidade de empresas eficientes</b>			11	12	12
<b>Empresa menos eficiente</b>			CELTINS	CELTINS	CELTINS
<b>Eficiência</b>			0,55	0,52	0,46
<b>Evolução da fronteira 2002-2004</b>				1,10	

Pudemos observar, pela tabela 2, 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%.

**Tabela 3– Benchmarks do modelo 1**

<i>Distribuidoras</i>	<i>Benchmarks</i>
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)

Em não considerando as diferenças entre as áreas de concessões, o modelo acabou realizando comparações inconsistentes, como pudemos ver na tabela 3, 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/km<sup>2</sup> e urbanização de

66%, foi comparada com a CELB de densidade e urbanização iguais respectivamente à 69,19 consumidor/km<sup>2</sup> 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.

Com o objetivo de contemplar as diferenças geográficas das áreas de concessão e minimizar as distorções encontradas antes, incluímos a urbanização como variável ambiental (Tabelas 4 e 5). 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.

**Tabela 4 - Índices de eficiência para o modelo 2**

<i>DISTRIBUIDORAS</i>	<i>Densidade (cons/km<sup>2</sup>)</i>	<i>Urbanização (%)</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>
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
<b>Quantidade de empresas eficientes</b>			25	21	17
<b>Empresa menos eficiente</b>			CELTINS	CELTINS	CELTINS
<b>Eficiência</b>			0,58	0,57	0,48
<b>Evolução da fronteira 2002-2004</b>				1,18	

**Tabela 5 – Benchmarks do modelo 2**

<i>Distribuidoras</i>	<i>Benchmarks</i>
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)

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.



No terceiro modelo, adotamos como variável ambiental a densidade de consumidores (Tabelas 6 e 7). 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.

**Tabela 6 – Índices de eficiência para o modelo 3**

<i>DISTRIBUIDORAS</i>	<i>Densidade (cons/km<sup>2</sup>)</i>	<i>Urbanização (%)</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>
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 7 – 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)

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 km<sup>2</sup>. 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.

## 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 8 – Metas de eficiência**

<i>DISTRIBUIDORAS</i>	<i>Eficiência em 2004 (A)</i>	<i>Varição da produtividade do setor (frontier-shift) (B)</i>	<i>Metas de ganho de eficiência em dois períodos (C)=(1-A)/10</i>	<i>Metas de ganho de eficiência em três períodos (D)=(1-A)/15</i>	<i>Meta total de ganho de eficiência em dois períodos (E)=B+C</i>	<i>Meta total de ganho de eficiência em três períodos (F)=B+D</i>
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 7, 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 7) ( $\sqrt{1,08}$ ), 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 9 – Estimativa do fator X**

<i>DISTRIBUIDORAS</i>	<i>Meta total de ganho de eficiência em três períodos (A)</i>	<i>IGPM anual (B)</i>	<i>Produtividade Total dos Fatores (C)</i>	<i>Fator X (D)= A-C</i>	<i>Índice a ser aplicado na parcela B (E)=B-D</i>
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).

## 5. 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.

## Referências

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 Nº 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 nº 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 Nº 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 nº 032/2004 – Nota Técnica nº 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](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.