ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of

ZBW Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Mário Jorge Mendonça; Pereira Júnior, Amaro Olimpio; Medrano, Luis Alberto Toscano

Working Paper

Avaliando a eficiência das distribuidoras no setor elétrico brasileiro

Texto para Discussão, No. 2570

Provided in Cooperation with:
Institute of Applied Economic Research (ipea), Brasília

Suggested Citation: Mário Jorge Mendonça; Pereira Júnior, Amaro Olimpio; Medrano, Luis Alberto Toscano (2020) : Avaliando a eficiência das distribuidoras no setor elétrico brasileiro, Texto para Discussão, No. 2570, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), Brasília

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/240765

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

TEXTO PARA DISCUSSÃO

2570

AVALIANDO A EFICIÊNCIA DAS DISTRIBUIDORAS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Mário Jorge Mendonça
Amaro Olimpio Pereira Junior
Luis Alberto Medrano

ipea

2570
TEXTO PARA DISCUSSÃO
Brasília, julho de 2020

AVALIANDO A EFICIÊNCIA DAS DISTRIBUIDORAS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Mário Jorge Mendonça[1]
Amaro Olimpio Pereira Junior[2]
Luis Alberto Medrano[3]

1. Técnico de planejamento e pesquisa na Diretoria de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais (Dirur), do Ipea. *E-mail*: <mario.mendonca@ipea.gov.br>.

2. Professor adjunto do Programa de Planejamento Energético do Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, da Universidade Federal do Rio de Janeiro (Coppe/UFRJ). *E-mail*: <amaro@ppe.ufrj.br>.

3. Professor adjunto do Departamento de Matemática da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ). *E-mail*: <amaro@ppe.ufrj.br>.

Governo Federal

Ministério da Economia
Ministro Paulo Guedes

ipea **Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada**

Fundação pública vinculada ao Ministério da Economia, o Ipea fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais – possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiros – e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidente
Carlos von Doellinger

Diretor de Desenvolvimento Institucional
Manoel Rodrigues Junior

Diretora de Estudos e Políticas do Estado, das Instituições e da Democracia
Flávia de Holanda Schmidt

Diretor de Estudos e Políticas Macroeconômicas
José Ronaldo de Castro Souza Júnior

Diretor de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais
Nilo Luiz Saccaro Júnior

Diretor de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação e Infraestrutura
André Tortato Rauen

Diretora de Estudos e Políticas Sociais
Lenita Maria Turchi

Diretor de Estudos e Relações Econômicas e Políticas Internacionais
Ivan Tiago Machado Oliveira

Assessora-chefe de Imprensa e Comunicação
Mylena Fiori

Ouvidoria: http://www.ipea.gov.br/ouvidoria
URL: http://www.ipea.gov.br

Texto para Discussão

Publicação seriada que divulga resultados de estudos e pesquisas em desenvolvimento pelo Ipea com o objetivo de fomentar o debate e oferecer subsídios à formulação e avaliação de políticas públicas.

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – **ipea** 2020

Texto para discussão / Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.- Brasília : Rio de Janeiro : Ipea , 1990-

ISSN 1415-4765

1.Brasil. 2.Aspectos Econômicos. 3.Aspectos Sociais. I. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.

CDD 330.908

As publicações do Ipea estão disponíveis para *download* gratuito nos formatos PDF (todas) e EPUB (livros e periódicos). Acesse: http://www.ipea.gov.br/portal/publicacoes

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou do Ministério da Economia.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

JEL: Q40; Q48; Q49.

SUMÁRIO

SINOPSE

ABSTRACT

1 INTRODUÇÃO 7

2 CONTEXTUALIZAÇÃO 8

3 METODOLOGIA 10

4 RESULTADOS 14

REFERÊNCIAS 18

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR 20

APÊNDICE A 22

APÊNDICE B 24

APÊNDICE C 26

SINOPSE

O objetivo deste estudo é apresentar uma abordagem alternativa à atual metodologia implementada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com o objetivo de estimar a eficiência no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil. Para isso, é aplicada a inferência bayesiana para estimar fronteira estocástica de custo capaz de contemplar a dinâmica temporal da eficiência. A consideração desse ponto é fundamental, pois os estudos feitos para avaliar a eficiência do setor elétrico têm negligenciado o fato de que parte do aumento da eficiência de uma concessionária vem do ganho de escala devido à expansão do mercado, processo que acontece ao longo do tempo. A amostra utilizada é composta de dados em painel de 61 concessionárias de energia elétrica, entre 2003 e 2016.

Palavras-chave: setor elétrico; revisão tarifária; eficiência; fronteira estocástica; inferência bayesiana.

ABSTRACT

The objective of the this study is to present an alternative approach to the current methodology implemented by Aneel for estimating efficiency of the distribution sector of electric energy in Brazil. For this purpose, Bayesian inference is applied in order to estimate a stochastic cost frontier capable of contemplating the temporal dynamics of efficiency. The consideration of this point is fundamental because the studies carried out to evaluate the efficiency of the electricity sector have neglected that part of the efficiency of a utility comes from the gain of scale due to the expansion of the market, a process that happens over time. Our sample is composed of panel data of 61 electric power concessionaires between 2003 and 2016.

Keywords: electric sector; tariff revision; efficiency; stochastic frontier; Bayesian inference.

1 INTRODUÇÃO

A promoção de melhoria na gestão das empresas do setor elétrico tem sido objeto de intenso debate nas últimas duas décadas. Nesse sentido, muitos países têm implementado reformas regulatórias no setor de distribuição de eletricidade, de forma a aumentar a eficiência no fornecimento de energia elétrica. A ideia era viabilizar a competição no seguimento de geração e comercialização e aprimorar a regulação nos seguimentos de transmissão e distribuição, ainda considerados como monopólio natural. No seguimento da geração, a maioria desses sistemas de regulação baseados em incentivos é apoiada por comparações entre as concessionárias de distribuição de eletricidade ou cotejos quanto ao desempenho de uma empresa de referência – *benchmark* (Jamasb e Pollitt, 2001; Joskow e Schmalensee, 1986). Normalmente, essa medida de desempenho é calculada por meio da eficiência produtiva das empresas.

No entanto, conforme registrado por Jamasb e Pollitt (2003), Estache, Rossi e Ruzzier (2004) e Farsi e Filippini (2004), em diferentes aplicações, discrepâncias substanciais são observadas dependendo do método utilizado na estimativa de eficiência. Em particular, se as estimativas de eficiência são sensíveis ao método utilizado, estudos adicionais são necessários para justificar a adoção de abordagem específica. Esse é um ponto de grande preocupação, porque as estimativas podem ter consequências financeiras, energéticas e ambientais significativas para as empresas reguladas, e, por conseguinte, sua acurácia das estimativas possui importância relevante para que um sistema de regulação seja eficaz.

No setor elétrico brasileiro (SEB), a Aneel, órgão regulador do setor, estabelece um fator X na revisão tarifária das distribuidoras, que determina a trajetória dos preços máximos que estas serão permitidas a repassar para a tarifa. A função desse fator é compensar os consumidores com parte do que as distribuidoras obtiveram. Isso decorreu de ganhos de produtividade e de economia de escala. Um dos componentes do fator X, o componente T, ajusta, ao longo de um período de revisão tarifária, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente. Sua metodologia de projeção baseia-se nos custos da *empresa de referência*. Essa metodologia não está ausente da crítica, na medida em que requer forte interação entre o regulador e as empresas, abrindo espaço para ingerência política, o que exatamente não deve estar presente em processo regulatório.

Com o objetivo de contornar essa fragilidade na ação regulatória, alguns estudos têm proposto métodos alternativos para a mensuração de custos operacionais eficientes das empresas, com base em metodologias adotadas para a medição de custos no setor de transmissão de energia (Aneel, 2007). Entre estas, destaca-se o modelo da análise de fronteira estocástica (SFA – *stochastic frontier analysis*). O modelo SFA pode ser usado para analisar a eficiência de firma, tanto sob a ótica da produção como sob a do custo. No Brasil, Zanini (2004), Tannuri-Pianto, Sousa e Arcoverde (2009) e Souza *et al*. (2010; 2014) empregam o modelo SFA para medir a eficiência de quarenta distribuidores de eletricidade no SEB. Apesar de existir agenda de pesquisa no tema, os estudos descritos anteriormente negligenciam que parte do aumento da eficiência de uma concessionária vem dos ganhos de escala proporcionados pela expansão do mercado, e, como é um processo que acontece ao longo do tempo, a desconsideração da evolução temporal da eficiência fatalmente leva a resultados não confiáveis dessa medida, tornando-os vulneráveis à crítica.

Neste estudo, será utilizado o método da fronteira estocástica de custo para avaliar a eficiência do custo operacional para amostra de dados em painel de 61 concessionárias de energia elétrica no Brasil entre 2003 e 2016. Nosso modelo de fronteira estimado com base na abordagem bayesiana incorpora um processo dinâmico, capaz de lidar com evolução da eficiência ao longo do tempo, o que permite conhecer o efeito que a revisão tem sobre o custo operacional das concessionárias.

O restante do trabalho está organizado em quatro seções, além desta introdução. Na seção 2, é feita uma contextualização do processo de revisão tarifária no SEB. A seção 3 descreve a metodologia econométrica sob o enfoque bayesiano, que será empregada para estimação da fronteira estocástica de custo. Os resultados são analisados na seção 4.

2 CONTEXTUALIZAÇÃO

No SEB, as tarifas de fornecimento das distribuidoras são periodicamente ajustadas em intervalo de quatro ou cinco anos, de modo que, ao final desse período, estas sejam ajustadas para cobrir os custos operacionais e a remuneração dos investimentos realizados pelas distribuidoras. Definida no contrato de concessão, a tarifa inicial

permanece constante – em termos reais – até a revisão tarifária, garantindo a sustentabilidade econômica da empresa e cobrindo tanto os custos gerenciáveis[1] como os não gerenciáveis.[2] Na etapa que antecede a revisão tarifária, os ganhos de produtividade advindos da expansão do mercado e da redução dos custos operacionais são apropriados pela concessionária.

Por ocasião da revisão tarifária, o regulador define, com base na projeção do aumento da eficiência ou da produtividade em período à frente, um componente do índice de reajuste tarifário (IRT), definido como fator X, que incide somente sobre os custos gerenciáveis a serem aplicados a cada ano durante o próximo período tarifário. Esse fator é instrumento que permite compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade que decorrem do crescimento da demanda, pois na presença de economias de escala os custos marginais são decrescentes, resultando em ganhos para a distribuidora não advindos de processo mais eficiente de produção. Assim, o fator X é elaborado de modo a repartir com os consumidores esse aumento de produtividade gerado pelo crescimento do mercado, levando a uma queda na tarifa na ausência de inflação.

Como observa Souza *et al*. (2010), a concessionária tem todo o interesse no aumento da eficiência, na medida em que quanto maior for a eficiência, maior será seu ganho, gerado pela diferença entre a produtividade e o custo realizado. Assim, a despeito dos demais elementos que compõem o fator X, o ganho esperado de produtividade da concessionária, que deriva do crescimento do mercado, é o componente mais importante dessa medida.

O ganho de produtividade é obtido igualando-se o valor dos ativos da concessionária no início do período tarifário com o valor presente do seu fluxo de caixa, projetado com base nos critérios estabelecidos pela Aneel (Brasil, 2004). No caso da receita operacional, essa variável é determinada pelo produto entre a demanda projetada e a tarifa média reposicionada, enquanto os custos operacionais[3] são projetados com base nos custos da *empresa de referência*, que é uma concessionária virtual cuja distribuição de energia elétrica é simulada nas mesmas condições em que opera uma distribuidora

1. Mão de obra, serviços de terceiros, material, depreciação e remuneração adequada dos ativos investidos e do capital de giro.
2. Compras de energia e encargos setoriais.
3. Custos de operação, manutenção, administração e gestão comercial.

real; dessa forma, definem-se parâmetros de desempenho (*benchmark*) a serem perseguidos pela empresa real.[4] A metodologia para determinação da empresa estabelecida pela agência é processo complexo, que vai desde o conhecimento dos processos atrelados à distribuição de energia nas áreas comercial e técnica, passando pela determinação dos custos eficientes de cada um dos processos identificados, até uma estimativa ótima para o custo operacional. Essa metodologia não é ausente de críticas, na medida em que exige forte interação entre o regulador e as empresas, abrindo espaço para ingerências, que são o contrário daquilo que se espera do processo regulatório.

3 METODOLOGIA

Na literatura de economia de energia, é possível identificar dois métodos principais que são aplicados para medir a eficiência. O primeiro é conhecido como análise envoltória de dados e o segundo, como já comentado, como análise de fronteira estocástica. Ambos os métodos têm a mesma ideia básica – ou seja, a eficiência é calculada como a distância relativa entre o *output* ou *input* real e a fronteira de eficiência efetiva.

O método DEA é abordagem de programação matemática não paramétrica capaz de lidar com múltiplas entradas e saídas. Existe vasta literatura sobre eficiência energética, na qual essa metodologia é aplicada. Azadeh *et al*. (2007) propõem a integração entre a análise envoltória de dados e a análise de componentes principais (ACP), com o objetivo de avaliar as indústrias intensivas em energia dos principais países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE). Shi, Bi e Wang (2010), por sua vez, calculam a eficiência energética na indústria utilizando dados longitudinais das províncias chinesas. Benyamin *et al*. (2013) medem a eficiência no uso de energia e o potencial de redução de CO_2 na produção de pepino em estufas no Irã. Chang *et al*. (2013) mensuram a ineficiência ambiental no setor de transportes chinês.

O método SFA é um modelo paramétrico que decompõe o termo de erro em dois componentes. O primeiro é relacionado ao erro usual e o segundo, à eficiência. Uma ampla literatura foi desenvolvida por meio da aplicação de modelos estocásticos

4. A política de forçar o alinhamento de um grupo de firmas com base em uma empresa de referência é o que se conhece por regulação por comparação (*yardstick competition*).

de fronteira na análise de eficiência energética. Filippini e Hunt (2011; 2012) estimaram a demanda de energia residencial dos países da OCDE e dos Estados Unidos e a eficiência energética, respectivamente. Buck e Young (2007), por sua vez, estudaram a eficiência no uso de energia em edifícios comerciais canadenses. Lin e Wang (2014) e Chen, Barros e Borges (2015) analisaram a indústria siderúrgica chinesa e as empresas chinesas de geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis, respectivamente. Farsi, Filippini e Greene (2006) aplicaram diferentes técnicas de dados de painel à análise de fronteira estocástica, com o objetivo de quantificar a eficiência do setor de distribuição de eletricidade. Os autores estimaram a eficiência de custo de 59 concessionárias de distribuição operando de 1988 a 1996, na Suíça.

Finalmente, Knittel (2002) explora a estrutura estocástica da fronteira para investigar o impacto de programas regulatórios alternativos nos mercados de eletricidade dos Estados Unidos, como a regulação de incentivos sobre a eficiência técnica das empresas de geração de carvão e gás natural. Em relação ao caso brasileiro, embora a Aneel tenha indicado sua intenção de considerar metodologias diferentes das atualmente aplicadas, ainda há poucas iniciativas para aplicar os modelos DEA e SFA com o objetivo de avaliar a eficiência. Souza *et al.* (2010) compararam esses métodos para avaliar a estimativa de eficiência para concessionárias brasileiras de distribuição de eletricidade. Souza *et al.* (2014), por sua vez, analisaram um conjunto de dados semelhante, por intermédio de diferentes variações da DEA.

3.1 Fronteira estocástica

A fronteira estocástica de custo é modelo econométrico que objetiva estimar a função de custo da microeconomia (Mas-Colell, 1995), que, por sua vez, é arcabouço teórico que fornece o dispêndio mínimo ($y \in R_+$) necessário para produzir certa quantidade de um produto $z \in R_+$ e com o preço dos insumos igual a $w \in R_+^n$. Se um produtor é ineficiente, então seu custo de produção deve exceder o custo ótimo ou eficiente. Fazendo $x = (w, z)$, temos que $y = C(y, w)$. A especificação de C depende da forma funcional f da função de produção proposta no problema de minimização de custo. Supondo-se que f seja uma Cobb-Douglas, então o modelo de fronteira estocástica de custo pode ser especificado da seguinte forma:

$$\begin{aligned} &\log(y_{it}) = x_{it}^{'}\beta + v_{it} + \log(u_{it}^{'}) \\ &v_{it} \sim N(0, \tau^2) \end{aligned}, \qquad (1)$$

em que y_{it} é o custo da unidade (empresa) $i = 1, \cdots, N$ no tempo $t (t = 1, \cdots, T)$; x_{it} é um vetor de regressores que engloba o produto e os preços dos insumos, também em *log*, de dimensão $k \times 1$; β é um vetor de parâmetros relacionados a fronteira estocástica de dimensão $k \times 1$; v_{it} é a componente do erro de medida; e u_{it} é o termo de erro não negativo representando a ineficiência técnica. É usual assumir que v_{it} e u_{it} sejam mutuamente independentes, como também independentes de x_{it}.

Para permitir que a ineficiência técnica varie no tempo, será utilizada a metodologia para estimação de fronteira estocástica proposta por Tsionas (2006), com base na abordagem bayesiana.

Na prática bayesiana, existem diversos modelos que podem ser empregados para estimar o modelo de fronteira estocástica. Pode-se enquadrá-los em perspectiva histórica. Inicialmente, Koop, Osiewalski e Steel (2000a; 2000b) assumem que os parâmetros relacionados à fronteira estocástica são os mesmos para todas as unidades com o passar do tempo. Tsionas (2002) amplia essa abordagem, ao assumir que os parâmetros sejam invariantes no tempo, mas permitindo a presença de heterogeneidade em dados de corte[5] usando coeficientes aleatórios. As outras extensões assumem que os parâmetros são constantes no nível das firmas, mas podem variar no tempo (Koop, Osiewalski e Steel, 2000a; 2000b). Migon e Médici (2002) apresentam um modelo mais geral, em que os parâmetros concernentes à fronteira estão variando no tempo e no nível das firmas, bem como, ainda, definem algumas estruturas para a ineficiência técnica. Estudos utilizando dados em dados de painel aparecem em Fernández, Osiewalski e Steel (1997), em que estes mostram uma discussão formal da existência da distribuição *a posteriori* em modelos de fronteira estocástica com *a priori* imprópria.

O modelo proposto neste estudo para estimação da fronteira estocástica de custo segue de perto aquele que aparece em Tsionas (2006), que incorpora no modelo um processo gerador para o $\log(u_{it})$, o qual permite que a ineficiência possa variar no tempo. Aqui, a ineficiência é representada por um processo autorregressivo de primeira ordem (AR(1)), de modo que a equação para o logaritmo da ineficiência técnica seja tal que:

5. *Cross-section*.

$$\begin{aligned}
&\log u_i = \phi \log u_{i-1} + \varepsilon_i \\
&\log u_i \sim N(\eta_t, \sigma^2) \\
&\varepsilon_i \sim N(0, \sigma^2) \\
&\phi \in (-1,1)
\end{aligned} \quad . \tag{2}$$

Definindo-se $u = (u_1, \ldots, u_N)'$ com $u_i = (u_{t1}, \ldots, u_N)$ e $y = (y_1, \ldots, y_N)'$ com $y_i = (y_{t1}, \ldots, y_{iN})$, e o vetor x da mesma forma, então a função de densidade conjunta para y e u é dada pela seguinte equação:

$$\begin{aligned}
&p(y,u \mid x, \beta, \tau^2, \sigma^2, \phi) = p(y \mid u, x, \beta, \tau^2) p(u \mid \sigma^2) = \\
&= (2\pi\tau^2)^{-\frac{NT}{2}} \left(\exp\left[-\frac{1}{2\tau^2} \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{N} \left(y_{it} - x_{it}\beta + u_{it} \right)^2 \right] \right) \times \\
&\times (2\pi\sigma^2)^{-\frac{NT}{2}} \left(\exp\left[-\frac{1}{2\tau^2} \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{N} \left(\log u_{it} - \phi \log u_{it-1} \right)^2 \right] \right)
\end{aligned} \quad . \tag{3}$$

3.2 Inferência bayesiana

De uma perspectiva bayesiana, a especificação do modelo somente é completa após a atribuição de distribuição para todos os parâmetros do modelo. Portanto, uma distribuição *a priori* deve ser imputada para cada parâmetro. Neste trabalho, assume-se que a distribuição prévia para $(\beta, \tau^2, \sigma^2, \phi)$ tem a seguinte função de densidade conjunta:

$$p(\beta, \tau^2, \sigma^2, \phi) = p(\beta) p(\tau^2) p(\sigma^2) p(\phi) \cdot$$

Em que $\beta \sim N_k(\mu_0, \Sigma_0)$, $\tau^2 \sim IG(\alpha_0, \gamma_0)$, $\sigma^2 \sim IG(\alpha_1, \gamma_1)$ e $\phi \sim Beta(v_1, v_2)$. Aqui N_k e *IG* denotam, respectivamente, as funções de densidade normal multivariada e gama invertida, sendo as quantidades $(\mu_0, \Sigma_0, \alpha_0, \gamma_0, \alpha_1, \gamma_1, v_1, v_2)$ os hiperparâmetros. Assim, a função de densidade *a posteriori* dos parâmetros é dada pelo produto da função de verossimilhança e da função de densidade e da distribuição *a priori* dos parâmetros, tal como definida na expressão (5):

$$\begin{aligned}
&p(\beta, \tau^2, \sigma^2, \phi, u \mid y, x) = p(y \mid u, x, \beta, \tau^2, \phi) p(u \mid \sigma^2, \phi) \times \\
&\times p(\beta) p(\tau^2) p(\sigma^2) p(\phi)
\end{aligned} \quad . \tag{4}$$

Essa distribuição é analiticamente intratável, e, portanto, o amostrador de Gibbs ou algoritmo de *Markov chain Monte Carlo* (MCMC), será utilizado para estimar os parâmetros de interesse. Nesse caso, as distribuições condicionais completas *a posteriori* para parâmetros $(\beta, \tau^2, \sigma^2)$ são conhecidas e disponíveis para amostragem. Apenas a distribuição condicional de ϕ não é conhecida. Para tal, será utilizado o algoritmo de Metropolis-Hastings (Shaby e Wells, 2010) para amostragem dessa distribuição condicional. O algoritmo de MCMC será desenvolvido a partir das distribuições condicionais que aparecem no apêndice A.

4 RESULTADOS

A metodologia descrita na seção 3 foi aplicada para estimar a fronteira estocástica de custo, com o objetivo de avaliar a eficiência de custo operacional. Nossa base está estruturada na forma de painéis de dados para uma amostra de 61 distribuidoras de energia. A forma funcional da fronteira de custos depende da especificação da função de produção proposta no problema de minimização de custos (Mas-Colell, 1995). Assumindo-se que se trata de um modelo Cobb-Douglas, então o modelo estocástico de fronteira de custo deve ser representado como aparece na equação (1) da seção 3, e todas as variáveis devem ser tomadas no *log*. Note-se que nessa equação a ineficiência entra com um sinal positivo, pois indica o quanto o custo está acima do ótimo.

A especificação do modelo segue de perto Souza *et al*. (2010), em que o custo operacional (em R$) de cada distribuidor é explicado pelos níveis de três tipos de saídas: o número de unidades consumidoras para os três níveis de tensão[6] (x_1) como *proxy* da quantidade de serviço; a quantidade de energia fornecida (x_2) (em MWh) como *proxy* do produto total; e a extensão da rede (x_3) (em km).

A extensão da rede de distribuição reflete a dispersão dos consumidores na área de concessão; fator que não pode ser controlado pelo distribuidor. A não inclusão dessa variável poderia gerar distorções nas medidas de eficiência dos distribuidores, penalizando as empresas em que os consumidores estão dispersos na área de concessão e beneficiando as firmas nas quais os consumidores estão mais concentrados. Observa-se

6. Tensão alta, média e baixa.

que não foi representada com precisão uma fronteira estocástica de custos em sentido estrito, considerando-se que não há variáveis associadas a preços como explicativas do modelo, mas sim uma forma de verificar a eficiência com que a concessionária gerencia seu custo operacional para atender ao mercado.

Na figura 1, é apresentada a eficiência para cada distribuidor, calculada da seguinte forma:

$$r_{it} = \frac{\exp(x_{it}^{'}\beta)}{\exp(x_{it}^{'}\beta + u_{it})} = \exp(-u_{it}). \quad (5)$$

A equação (5) indica que um distribuidor é mais eficiente quanto menor seu custo total – $\exp(x_{it}^{'}\beta + u_{it})$ – difere do seu custo ótimo – $\exp(x_{it}^{'}\beta)$. A tabela 1 ilustra os resultados dos parâmetros do modelo estimados, com base na metodologia apresentada na seção 3 e representativos do modelo *log*-linear (Cobb-Douglas). As colunas 1 e 2 mostram a média e o desvio-padrão, respectivamente, enquanto as demais colunas revelam os intervalos de confiança. Observa-se que os coeficientes das três variáveis explicativas são significativos, pois o zero não está contido na banda bayesiana. Além disso, os sinais estão de acordo com o esperado, tendo-se em vista que essas três variáveis têm impacto positivo sobre o custo operacional. O apêndice B mostra a eficiência r de cada empresa ao longo do tempo, e o *ranking* de distribuidores ao longo do tempo é mostrado no apêndice C.

Tal como referido na introdução a este estudo, a revisão tarifária é efetuada de quatro em quatro anos. Assim, pode-se utilizar os valores de eficiência para saber como é que o ajustamento do fator X efetuado quando da revisão tarifária teve impacto na gestão mais eficiente dos custos operacionais. Isso porque, segundo Souza *et al*. (2010), a concessionária tem todo o interesse em aumentar a eficiência, na medida em que quanto maior a eficiência, maior será seu ganho gerado pela diferença entre a produtividade e o custo realizado. Assim, apesar dos demais elementos que compõem o fator X, o ganho esperado de produtividade da concessionária, decorrente do crescimento do mercado, é o componente mais importante dessa medida.

Para verificar o efeito da revisão tarifária nos custos operacionais, utilizaram-se os dados do apêndice B para amostra composta de dezessete distribuidoras. Calculou-se a eficiência média no período de quatro anos que antecede a revisão tarifária para, então,

se verificar a variação dessa medida entre dois períodos. Tais informações são mostradas na tabela 2. Deve-se considerar que a revisão tarifária não é realizada simultaneamente para todas as distribuidoras. Considerando-se a amostra, temos quatro distribuidoras que passaram por revisão tarifária em 2007: Bandeirantes, Equatorial Energia Pará, Elektro e Eletropaulo (grupo 1). Para as demais, a revisão teve início em 2008 (grupo 2). Uma variação positiva da eficiência pode indicar que o fator X afeta positivamente a gestão eficiente do custo operacional.

Como pode ser visto, a revisão tarifária tem possivelmente afetado positivamente a eficiência dessas distribuidoras. Em apenas quatro casos, houve piora da eficiência. No entanto, não aconteceram casos em que o agravamento tenha ocorrido duas vezes seguidas. No caso da AES Sul, embora essa concessionária tenha apresentado perda de eficiência entre 2008 e 2012, é de referir-se que essa foi provavelmente cíclica, na medida em que essa empresa tem pontuação de eficiência muito elevada quando comparada com as outras. Além disso, observa-se, no apêndice B, que, para a maioria das distribuidoras, a eficiência tende a permanecer constante ou aumentar gradualmente ao longo do tempo.

Seria interessante saber como se comporta o fator X conforme a metodologia proposta neste estudo quando comparado com aquele relacionado à metodologia atualmente utilizada pela Aneel. Imagina-se que o interesse dessa agência seja promover a eficiência e perseguir um fator X menor. No entanto, esses dados não são públicos, portanto não há como fazer essa comparação.

TABELA 1
Resultados dos parâmetros estimados

Parâmetros	Média (1)	Sd (2)	2,5% (3)	25% (4)	50% (5)	75% (6)	97,5% (7)
Beta[CTE] β_0	-1,538	0,141	-1,836	-1,630	-1,541	-1,440	-1,264
Beta[X2] β_1	0,441	0,046	0,335	0,413	0,445	0,473	0,518
Beta[X3] β_2	0,423	0,033	0,359	0,402	0,420	0,445	0,494
Beta[X4] β_3	0,061	0,025	0,015	0,041	0,062	0,080	0,109

(Continua)

(Continuação)

Parâmetros	Média (1)	Sd (2)	2,5% (3)	25% (4)	50% (5)	75% (6)	97,5% (7)
Sigma2_u σ^2	0,016	0,199	0,019	0,017	0,016	0,015	0,014
Sigma2 τ^2	0,004	0,001	0,003	0,003	0,004	0,004	0,005
Phi ϕ	0,978	0,015	0,946	0,968	0,979	0,990	1,000

Elaboração dos autores.

TABELA 2
Médias das eficiências para o período que antecede a revisão tarifária (2007, 2011 e 2015)

Empresas	2007	2011	2015	Variação (%) (2007-2011)	Variação (%) (2011-2015)
Grupo 1					
Bandeirante	0,43	0,49	0,54	14,11	10,36
Elektro	0,41	0,43	0,50	4,07	17,59
Enel Distribuição São Paulo	0,42	0,42	0,42	-0,37	2,16
Equatorial Energia Pará	0,28	0,29	0,27	1,24	-4,71
Grupo 2	2008	2012	2016	Variação (%) (2008-2012)	Variação (%) (2012-2016)
AES Sul	0,56	0,52	0,50	-7,81	-4,15
Celesc[1]	0,28	0,28	0,36	-0,02	28,66
Enel Distribuição Goiás	0,22	0,25	0,31	16,19	22,90
Celpe[2]	0,44	0,50	0,45	13,46	-9,41
Cemig[3]	0,29	0,29	0,33	0,06	11,63
Coelba[4]	0,46	0,57	0,44	24,42	-23,38
Copel[5]	0,34	0,31	0,34	-9,02	7,60
CPFL[6]	0,52	0,52	0,56	0,32	7,00
Enel RJ	0,33	0,36	0,39	9,54	7,60
Escelsa	0,46	0,47	0,51	3,12	6,52
Light	0,44	0,48	0,44	8,43	-8,47
RGE[7]	0,56	0,58	0,57	4,92	-2,57

Elaboração dos autores.
Notas: [1] Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A.
[2] Companhia Energética de Pernambuco.
[3] Companhia Energética de Minas Gerais S/A.
[4] Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia.
[5] Companhia Paranaense de Energia.
[6] Companhia Paulista de Força e Luz.
[7] Rio Grande Energia.

REFERÊNCIAS

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 125/2007**. Brasília: Aneel, 2007.

AZADEH, A. *et al*. An integrated DEA PCA numerical taxonomy approach for energy efficiency assessment and consumption optimization in energy intensive manufacturing sectors. **Energy Policy**, v. 35, n. 7, p. 3792-3806, Jul. 2007.

BENYAMIN, K. *et al*. Reduction of CO_2 emission by improving energy use efficiency of greenhouse cucumber production using DEA approach. **Energy**, v. 55, p. 676-682, 15 Jun. 2013.

BUCK, J.; YOUNG, D. The potential for energy efficiency gains in the Canadian commercial building sector: a stochastic frontier study. **Energy**, v. 32, n. 9, p. 1769-1780, Sept. 2007.

CHANG, Y. *et al*. Environmental efficiency analysis of transportation system in China: a non-radial DEA approach. **Energy Policy**, v. 58, p. 277-283, Jul. 2013.

CHEN, Z.; BARROS, C. P.; BORGES, M. R. A Bayesian stochastic frontier analysis o Chinese fossil-fuel electricity generation companies. **Energy Economics**, v. 48, p. 136-144, Mar. 2015.

ESTACHE, A.; ROSSI, M.; RUZZIER, C. A. The case for international coordination of electricity regulation: evidence from the measurement of efficiency in South America. **Journal of Regulatory Economics**, v. 25, n. 3, n. 271-295, May 2004.

FARSI, M.; FILIPPINI, M. Regulation and measuring cost efficiency with panel data models application to electricity distribution utilities. **Review of Industrial Organization**, v. 25, n. 1, p. 1-19, Aug. 2004.

FARSI, M.; FILIPPINI, M.; GREENE, W. Application of panel data models in benchmarking analysis of the eletricity distribution sector. **Annals of Public and Cooperative Economics**, v. 77, n. 3, p. 271-290, Feb. 2006.

FERNÁNDEZ, C.; OSIEWALSKI, J.; STEEL, M. F. J. On the use of panel data in stochastic frontier models. **Journal of Econometrics**, v. 79, n. 1, p. 169-193, Jul. 1997.

FILIPPINI, M.; HUNT, L. C. Energy demand and energy efficiency in the OECD countries: a stochastic demand frontier approach. **The Energy Journal**, v. 32, n. 2, p. 59-80, 2011.

_____. US residential energy demand and energy efficiency: a stochastic demand frontier approach. **Energy Economics**, v. 34, n. 2, p. 1484-1491, Sept. 2012.

JAMASB, T.; POLLITT, M. Benchmarking and regulation: international electricity experience. **Utilities Policy**, v. 9, n. 3, p. 107-130, Sept. 2001.

_____. International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities. **Energy Policy**, v. 31, n. 15, p. 1609-1622, Dec. 2003.

JOSKOW, P. J.; SCHMALENSEE, R. Incentive regulation for electric utilities. **Yale Journal of Regulation**, v. 4, n. 1, p. 1-49, 1986.

KNITTEL, C. R. A Bayesian stochastic frontier analysis of Chinese fossil-fuel electricity generation companies. **The Review of Economics and Statistics**, v. 84, p. 530-540, 2002.

KOOP, G.; OSIEWALSKI, J.; STEEL, M. F. J. A stochastic frontier analysis of output level and growth in Poland and Western economies. **Economics of Planning**, v. 33, n. 3, n. 185-202, Feb. 2000a.

_____. Measuring the sources of outputgrowth in a panel of countries. **Journal of Business and Economic Statistics**, v. 18, n. 3, p. 284-299, Feb. 2000b.

LIN, B.; WANG, X. Exploring energy efficiency in China's iron and steel industry: a stochastic frontier approach. **Energy Policy**, v. 72, p. 87-96, Sept. 2014.

MAS-COLELL, A. **Microeconomic theory**. 1. ed. New York: Oxford University Press, 1995.

MIGON, H.; MÉDICI, E. **Bayesian hierarchical models for stochastic production frontier**. Rio de Janeiro: Departamento de Estatística/UFRJ, 2002. (Texto para Discussão).

SHABY, B. A.; WELLS, M. T. **Exploring an adaptive metropolis algorithm**. Durham: Department of Statistical Science/Duke University, 2010. Technical report.

SHI, G.; BI, J.; WANG, J. N. Chinese regional industrial energy efficiency evaluation based on a DEA model of mixing non-energy inputs. **Energy Policy**, v. 38, n. 10, p. 6172-6179, Oct. 2010.

SOUZA, M. V. P. *et al*. The cost efficiency of the Brazilian electricity distribution utilities: a comparison of Bayesian SFA and DEA models. **Mathematical Problems in Engineering**, p. 1-20, 2010.

SOUZA, M. V. P. *et al*. An application of data envelopment analysis to evaluate the efficiency level of the operational cost of Brazilian electricity distribution utilities. **Socio-Economic Planning Sciences**, v. 48, n. 3, p. 169-174, Sept. 2014.

TANNURI-PIANTO, M. E.; SOUSA, M. C. S.; ARCOVERDE, F. D. Fronteiras de eficiência estocásticas para as empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise de dados de painel. **Estudos Econômicos**, v. 39, n. 1, p. 221-247, 2009.

TSIONAS, G. Stochastic frontier models with random coefficients. **Journal of Applied Econometrics**, v. 17, n. 2, p. 127-147, 2002.

———. Inference in dynamic stochastic frontier models. **Journal of Applied Econometrics**, v. 21, n. 5, p. 669-676, Jul./Aug., 2006.

ZANINI, A. **Regulação econômica no setor elétrico brasileiro**: uma metodologia para definição de fronteiras de eficiência e cálculo do fator X para empresas distribuidoras de energia elétrica. 2004. Tese (Doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

AIGNER, D.; LOVELL, K. A. K.; SCHMIDT, P. Formulation and estimation of stochastic frontier production function models. **Journal of Econometrics**, v. 6, n. 1, p. 21-37, Jul. 1977.

BATTESE, G. E.; CORRA, G. Estimation of a production frontier model, with application to the pastoral zone of Eastern Australia. **Australian Journal of Agricultural Economics**, v. 21, n. 3, p. 169-179, Dec. 1977.

CARTER, C. K.; KOHN, R. On Gibbs sampling for state-space models. **Biometrika**, v. 81, n. 3, p. 541-553, Aug. 1994.

FERNÁNDEZ, C.; KOOP, G.; STEEL, M. A Bayesian analysis of multiple-output production frontiers. **Journal of Econometrics**, v. 98, n. 1, p. 47-79, Sept. 2000.

_____. Alternative efficiency measures for multiple output production. **Journal of Econometrics**, v. 126, n. 2, p. 411-444, Jun. 2005.

FRÜHWIRTH-SCHNATTER, S. Data augmentation and dynamic linear models. **Journal of the Royal Statistical Society**, series B, n. 55, p. 629-642, 1994.

GAMERMAN, D.; LOPES, H. F. **Markov chain Monte Carlo**: stochastic simulation for Bayesian inference. 2. ed. London: Chapman & Hall, 2006.

GAMERMAN, D.; MIGON, H. S. Dynamic hierarchical models. **Journal of the Royal Statistical Society**, series B, n. 55, p. 629-642, 1993.

GREENE, W. H. A gamma distributed stochastic frontier model. **Journal of Econometrics**, v. 46, n. 1-2, p. 141-164, Oct./Nov.1990.

GRIFFIN, J.; STEEL, M. Semiparametric Bayesian inference for stochastic frontier models. **Journal of Econometrics**, v. 123, n. 1, p. 121-152, Nov. 2004.

LO, F. Y.; CHIEN, C. F.; LIN, J. T. A DEA study to evaluate the relative efficiency and investigate the district reorganization of the Taywan Power Company. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 16, n. 1, p. 170-178, Mar. 2001.

MEEUSEN, W.; VAN DEN BROECK, J. Efficiency estimation from Cobb-Douglas production functions with composed error. **International Economic Review**, v. 18, n. 2, p. 435-444, Jun. 1977.

STEVENSON, R. Likelihood functions for generalized stochastic frontier estimation. **Journal of Econometrics**, v. 13, n. 1, p. 57-66, May 1980.

VAN DEN BROECK, J. *et al*. Stochastic frontier models: a Bayesian perspective. **Journal of Econometrics**, v. 61, n. 2, p. 273-303, Apr. 1994.

APÊNDICE A

DISTRIBUIÇÕES *A POSTERIORI*

Distribuição condicional completa de β:

$$(\beta \mid ...) \sim N(b_*, H_*^{-1}).$$

Em que:

$$b_* = \left(\frac{(y+u)' x}{\tau^2} + \mu_0 \Sigma_0^{-1} \right) \left(\frac{x' x}{\tau^2} + \Sigma_0^{-1} \right)$$

$$H_* = \left(\frac{x' x}{\tau^2} + \Sigma_0^{-1} \right)^{-1}.$$

Distribuição condicional completa de τ^2:

$$(\tau^2 \mid ...) \sim IG(c_*, d_*).$$

Em que:

$$c_* = \alpha_0 + \frac{NT}{2}$$

$$d_* = \gamma_0 + \frac{1}{2} \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{N} \left(y_{it} - x_{it} \beta + \log u_{it} \right)^2.$$

Distribuição condicional completa de σ^2:

$$(\sigma_u^2 \mid ...) \sim IG(c_{**}, d_{**})$$

$$c_{**} = \alpha_1 + \frac{NT}{2}$$

$$d_{**} = \gamma_1 + \frac{\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=2}^{T}(\log u_{it} - \phi \log u_{i,t-1})^2}{2}.$$

Para o parâmetro ϕ e, portanto, para a ineficiência técnica u_{it}, não é possível encontrar distribuição condicional conhecida. Nesse caso, é necessário empregar o algoritmo de Metropolis-Hastings (Shaby e Wells, 2010):

$$p(u_{it} \mid ...) \propto \exp\left(\frac{(y_{it} - x_{it}\beta - \log u_{it-1})^2}{2\tau^2}\right)\exp\left(\frac{(\log u_{it} + \phi \log u_{it-1})^2}{2\sigma^2}\right).$$

REFERÊNCIA

SHABY, B. A.; WELLS, M. T. **Exploring an adaptive metropolis algorithm**. Durham: Department of Statistical Science/Duke University, 2010. Technical report.

APÊNDICE B

TABELA B.1
Tabela das eficiências (r) (2003-2016)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
AES Sul	0,54	0,57	0,56	0,56	0,55	0,53	0,52	0,52	0,51	0,52	0,52	0,47	0,48	0,52
Amazonas	0,38	0,32	0,31	0,30	0,30	0,29	0,27	0,23	0,21	0,22	0,26	0,22	0,24	0,26
Bandeirante	0,42	0,44	0,45	0,43	0,46	0,48	0,49	0,54	0,55	0,56	0,54	0,52	0,55	0,58
Boa Vista Energia	0,19	0,18	0,15	0,14	0,13	0,12	0,13	0,13	0,14	0,15	0,15	0,14	0,17	0,31
Bragantina	0,29	0,27	0,33	0,35	0,38	0,38	0,41	0,45	0,44	0,47	0,48	0,41	0,49	0,51
Caiuá	0,27	0,25	0,31	0,34	0,36	0,35	0,40	0,42	0,40	0,41	0,42	0,39	0,44	0,45
Ceal	0,34	0,31	0,31	0,29	0,28	0,28	0,25	0,26	0,25	0,27	0,31	0,31	0,34	0,38
CEB	0,18	0,18	0,22	0,25	0,27	0,32	0,31	0,28	0,29	0,30	0,30	0,28	0,33	0,32
CEEE	0,33	0,33	0,33	0,34	0,34	0,33	0,29	0,26	0,27	0,24	0,24	0,22	0,27	0,30
Celesc	0,30	0,30	0,30	0,27	0,27	0,27	0,29	0,27	0,30	0,33	0,36	0,36	0,41	0,45
Celg	0,31	0,26	0,22	0,19	0,21	0,23	0,23	0,26	0,29	0,32	0,34	0,28	0,30	0,35
Celpa	0,27	0,29	0,29	0,28	0,29	0,30	0,27	0,30	0,30	0,26	0,24	0,29	0,41	0,47
Celpe	0,42	0,44	0,44	0,42	0,44	0,49	0,50	0,47	0,52	0,50	0,47	0,41	0,41	0,43
Celtins	0,24	0,22	0,24	0,22	0,22	0,22	0,25	0,27	0,30	0,27	0,26	0,22	0,26	0,31
Cemar	0,34	0,34	0,41	0,45	0,49	0,46	0,44	0,42	0,40	0,40	0,41	0,39	0,42	0,45
Cemig	0,34	0,32	0,29	0,28	0,27	0,28	0,27	0,29	0,32	0,33	0,33	0,29	0,36	0,41
Cepisa	0,32	0,29	0,26	0,26	0,27	0,27	0,25	0,25	0,25	0,26	0,28	0,28	0,31	0,31
CFLO	0,34	0,34	0,37	0,37	0,36	0,35	0,35	0,36	0,39	0,40	0,49	0,42	0,50	0,52
Chesp	0,38	0,35	0,31	0,29	0,25	0,26	0,26	0,29	0,29	0,30	0,29	0,25	0,27	0,32
CJE	0,36	0,36	0,38	0,44	0,47	0,54	0,57	0,57	0,59	0,63	0,63	0,58	0,59	0,62
CNEE	0,29	0,26	0,34	0,36	0,36	0,34	0,36	0,39	0,38	0,39	0,44	0,41	0,47	0,50
Cocel	0,39	0,38	0,39	0,37	0,32	0,36	0,36	0,37	0,37	0,37	0,37	0,33	0,36	0,36
Coelba	0,40	0,43	0,46	0,46	0,49	0,55	0,58	0,60	0,56	0,50	0,44	0,40	0,41	0,41
Cooperaliança	0,34	0,35	0,35	0,32	0,31	0,31	0,30	0,34	0,37	0,45	0,44	0,38	0,37	0,41
Copel	0,37	0,36	0,34	0,33	0,33	0,33	0,30	0,31	0,31	0,31	0,34	0,33	0,36	0,39
Cosern	0,45	0,50	0,52	0,51	0,54	0,58	0,60	0,60	0,61	0,59	0,55	0,50	0,53	0,54
CPEE	0,34	0,32	0,32	0,32	0,33	0,39	0,46	0,46	0,46	0,50	0,52	0,47	0,49	0,51
CPFL na Paulista	0,48	0,52	0,52	0,52	0,52	0,53	0,53	0,52	0,52	0,53	0,58	0,55	0,56	0,58
CPFL NA Piratininga	0,52	0,57	0,59	0,58	0,58	0,61	0,62	0,63	0,64	0,66	0,68	0,66	0,67	0,68
CPFL Santa Cruz	0,34	0,34	0,34	0,34	0,35	0,40	0,47	0,44	0,45	0,49	0,52	0,48	0,50	0,53
CSPE	0,42	0,42	0,42	0,43	0,45	0,52	0,61	0,61	0,62	0,62	0,63	0,58	0,59	0,60
Demei	0,43	0,41	0,41	0,43	0,41	0,33	0,32	0,31	0,35	0,36	0,33	0,32	0,34	0,36
DMENAPC	0,42	0,38	0,33	0,33	0,30	0,29	0,27	0,27	0,28	0,29	0,29	0,18	0,23	0,25
EDEVP	0,24	0,23	0,31	0,35	0,37	0,37	0,36	0,38	0,36	0,36	0,47	0,42	0,48	0,51
Eflul	0,20	0,19	0,19	0,20	0,21	0,22	0,23	0,30	0,27	0,27	0,29	0,26	0,26	0,28
Elektro	0,41	0,43	0,41	0,40	0,41	0,42	0,43	0,46	0,45	0,51	0,55	0,50	0,53	0,58
Eletroacre	0,33	0,30	0,29	0,27	0,29	0,32	0,25	0,25	0,24	0,26	0,21	0,20	0,25	0,29
Eletrocar	0,37	0,33	0,36	0,33	0,32	0,32	0,31	0,30	0,30	0,27	0,33	0,30	0,32	0,33
Eletropaulo	0,38	0,42	0,43	0,43	0,42	0,41	0,41	0,42	0,42	0,41	0,45	0,41	0,42	0,44

(Continua)

(Continuação)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
EMT	0,28	0,26	0,30	0,29	0,30	0,31	0,31	0,36	0,34	0,32	0,30	0,26	0,31	0,35
Enel RJ	0,37	0,35	0,33	0,32	0,32	0,34	0,35	0,37	0,40	0,41	0,43	0,38	0,35	0,37
Energisa BO	0,52	0,55	0,57	0,57	0,55	0,54	0,51	0,49	0,50	0,51	0,54	0,50	0,53	0,56
Energisa MG	0,37	0,33	0,32	0,37	0,37	0,39	0,39	0,38	0,37	0,38	0,38	0,33	0,36	0,38
Energisa MS	0,37	0,35	0,32	0,27	0,27	0,30	0,31	0,32	0,32	0,30	0,25	0,29	0,33	0,37
Energisa PB	0,48	0,46	0,46	0,46	0,39	0,30	0,36	0,40	0,42	0,43	0,45	0,43	0,46	0,49
Energisa SE	0,44	0,45	0,47	0,46	0,40	0,41	0,43	0,44	0,43	0,42	0,45	0,43	0,51	0,55
ENF	0,36	0,32	0,31	0,31	0,31	0,30	0,31	0,33	0,32	0,32	0,31	0,27	0,30	0,33
Escelsa	0,48	0,50	0,48	0,43	0,43	0,46	0,46	0,48	0,50	0,52	0,50	0,48	0,53	0,56
ESS (Fusão)	0,25	0,23	0,29	0,31	0,33	0,32	0,34	0,36	0,35	0,36	0,41	0,36	0,42	0,44
Hidropan	0,33	0,31	0,30	0,28	0,29	0,31	0,32	0,38	0,39	0,38	0,36	0,33	0,36	0,40
Ienergia	0,26	0,23	0,22	0,18	0,15	0,22	0,26	0,37	0,38	0,34	0,31	0,30	0,33	0,34
Joaocesa	0,29	0,26	0,30	0,24	0,22	0,21	0,19	0,21	0,19	0,21	0,21	0,21	0,24	0,25
Light	0,39	0,43	0,46	0,44	0,43	0,46	0,49	0,48	0,48	0,47	0,44	0,41	0,43	0,46
Mococa	0,33	0,32	0,32	0,34	0,38	0,48	0,53	0,50	0,49	0,56	0,56	0,51	0,53	0,59
Muxfeldt	0,57	0,58	0,58	0,59	0,60	0,62	0,64	0,67	0,70	0,72	0,70	0,68	0,73	0,74
Nova SC (Fusão)	0,33	0,32	0,32	0,33	0,35	0,40	0,47	0,45	0,45	0,49	0,51	0,46	0,48	0,51
RGE	0,54	0,53	0,55	0,56	0,58	0,58	0,58	0,57	0,60	0,60	0,57	0,54	0,57	0,59
Santamaria	0,38	0,39	0,39	0,39	0,37	0,39	0,37	0,38	0,36	0,38	0,39	0,38	0,40	0,43
Sulgipe	0,40	0,42	0,40	0,38	0,39	0,37	0,33	0,32	0,32	0,33	0,35	0,33	0,36	0,40
Uhenpal	0,51	0,57	0,50	0,44	0,31	0,27	0,25	0,30	0,36	0,38	0,38	0,36	0,39	0,40

Elaboração dos autores.

Obs.: [1] Ceal = Equatorial Energia Alagoas
[2] CEB = Companhia Energética de Brasília.
[3] CEEE = Companhia Estadual de Energia Elétrica.
[4] Celesc = Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A.
[5] Celg = Enel Distribuição Goiás.
[6] Celpa = Equatorial Energia Pará.
[7] Celpe = Companhia Energética de Pernambuco.
[8] Celtins = Energisa Tocantins.
[9] Cemar = Equatorial Energia Maranhão.
[10] Cemig = Companhia Energética de Minas Gerais S/A.
[11] Cepise = Equatorial Energia Piauí.
[12] CFLO = Companhia Força e Luz do Oeste.
[13] Chesp = Companhia Hidroelétrica São Patrício.
[14] CJE = Companhia Jaguari de Energia.
[15] CNEE = Companhia Nacional de Energia Elétrica.
[16] Cocel = Companhia Campolarguense de Energia.
[17] Coelba = Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia.
[18] Copel = Companhia Paranaense de Energia.
[19] Cosern = Companhia Energética do Rio Grande do Norte.
[20] CPEE = Companhia Paulista de Energia Elétrica.
[21] CPFL = Companhia Paulista de Força e Luz.
[22] CPFL Piratininga = Companhia Piratininga de Força e Luz.
[23] CPFL Santa Cruz = Companhia Luz e Força Santa Cruz.
[24] CSPE = Comissão de Serviços Públicos de Energia do Estado de São Paulo.
[25] Demei = Departamento Municipal de Energia Elétrica de Ijuí.
[26] EDVPE = Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S/A.
[27] Eflul = Empresa de Força e Luz de Urussanga Ltda.
[28] Eletroacre = Energisa Acre.
[29] Eletrocar = Centrais Elétricas de Carazinho.
[30] Eletropaulo = Enel Distribuição São Paulo.
[31] EMT = Energisa Mato Grosso.
[32] ENF = Energisa Nova Friburgo Distribuidora de Energia S/A.
[33] ESS = encargos de serviços do sistema.
[34] Ienergia = Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica.
[35] RGE = Rio Grande Energia.
[36] Sulgipe = Companhia Sul Sergipana de Eletricidade.
[37] Uhenpal = Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.

APÊNDICE C

TABELA C.1
***Ranking* das concessionárias baseado na eficiência (2003-2016)**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
AES Sul	58	59	57	57	56	52	51	51	50	50	48	47	41	45
Amazonas	36	21	17	18	18	13	13	3	3	3	7	5	4	3
Bandeirante	45	48	47	43	50	49	47	53	53	54	51	54	54	54
Boa Vista Energia	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7
Bragantina	13	13	29	33	39	36	39	42	41	41	43	39	45	43
Caiuá	8	8	21	29	32	32	37	38	37	35	32	33	38	35
Ceal	23	18	18	17	13	11	7	7	5	10	15	20	19	21
CEB	1	1	4	7	11	23	23	12	12	15	13	14	15	11
CEEE	20	26	27	30	29	28	17	8	8	4	4	7	8	6
Celesc	14	16	15	9	8	10	16	9	14	21	25	29	30	34
Celg	15	9	3	3	3	6	4	6	10	19	21	13	11	15
Celpa	9	15	10	14	15	16	12	17	15	6	5	17	33	38
Celpe	48	49	46	41	48	50	49	46	52	46	42	38	32	31
Celtins	5	4	6	5	5	5	5	10	16	11	8	6	6	8
Cemar	27	31	41	50	53	47	42	37	36	33	30	34	34	36
Cemig	22	22	11	13	9	12	15	14	18	20	19	15	22	29
Cepisa	16	14	7	8	10	8	8	4	6	5	9	12	12	9
CFLO	26	29	36	35	34	31	30	26	33	34	44	42	47	46
Chesp	38	35	20	15	7	7	10	13	11	13	11	8	9	10
CJE	30	36	37	47	51	54	54	54	55	58	57	57	58	58
CNEE	12	11	33	34	33	30	32	35	32	32	37	36	40	40
Cocel	40	38	39	37	25	33	31	30	29	27	26	25	25	18
Coelba	43	45	48	53	52	56	55	56	54	45	36	35	31	28
Cooperaliança	25	32	34	22	22	21	19	24	30	40	34	32	27	27
Copel	31	37	32	26	27	26	18	19	17	16	22	23	26	23
Cosern	51	53	54	54	55	57	57	57	57	55	52	51	51	48
CPEE	24	25	26	21	28	37	44	45	45	47	49	46	44	44
CPFL Paulista	53	54	55	55	54	53	52	52	51	52	56	56	55	53
CPFL Piratininga	56	57	60	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
CPFL Santa Cruz	28	30	31	28	31	40	46	41	42	43	47	48	46	47
CSPE	47	43	44	44	49	51	58	58	58	57	58	58	57	57
Demei	49	41	43	42	44	27	25	20	23	24	20	21	18	17
DMENAPC	46	39	28	24	19	14	14	11	9	12	12	2	2	1
EDEVP	4	7	16	32	36	34	33	34	25	25	41	41	42	41
Eflul	3	3	2	4	4	4	3	15	7	9	10	9	7	4
Elektro	44	46	42	40	43	44	41	44	44	48	53	52	53	52
Eletroacre	17	17	8	11	16	22	9	5	4	7	2	3	5	5
Eletrocar	33	28	35	27	23	25	22	16	13	8	18	19	14	13

(Continua)

(Continuação)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Eletropaulo	37	44	45	45	45	43	38	39	39	36	40	40	35	32
EMT	10	10	14	16	17	20	24	25	22	17	14	10	13	16
Enel RJ	35	34	30	23	24	29	29	28	35	37	33	30	20	20
Energisa BO	57	56	58	58	57	55	50	49	49	49	50	50	50	51
Energisa MG	34	27	25	36	37	38	36	31	28	31	28	26	21	22
Energisa MS	32	33	24	10	12	15	21	21	19	14	6	16	17	19
Energisa PB	52	51	49	51	40	17	34	36	38	39	39	43	39	39
Energisa SE	50	50	51	52	42	42	40	40	40	38	38	44	48	49
ENF	29	20	19	19	20	18	20	23	20	18	17	11	10	12
Escelsa	54	52	52	46	47	45	43	48	48	51	45	49	49	50
ESS (Fusão)	6	6	9	20	26	24	28	27	24	26	31	27	36	33
Hidropan	21	19	13	12	14	19	26	32	34	29	24	24	24	24
Ienergia	7	5	5	2	2	3	11	29	31	23	16	18	16	14
Joaocesa	11	12	12	6	6	2	2	2	2	2	3	4	3	2
Light	41	47	50	49	46	46	48	47	46	42	35	37	37	37
Mococa	18	23	22	31	38	48	53	50	47	53	54	53	52	55
Muxfeldt	60	60	59	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Nova SC (Fusão)	19	24	23	25	30	41	45	43	43	44	46	45	43	42
RGE	59	55	56	56	58	58	56	55	56	56	55	55	56	56
Santamaria	39	40	38	39	35	39	35	33	27	30	29	31	29	30
Sulgipe	42	42	40	38	41	35	27	22	21	22	23	22	23	25
Uhenpal	55	58	53	48	21	9	6	18	26	28	27	28	28	26

Elaboração dos autores.

Obs.: [1] Ceal = Equatorial Energia Alagoas
[2] CEB = Companhia Energética de Brasília.
[3] CEEE = Companhia Estadual de Energia Elétrica.
[4] Celesc = Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A.
[5] Celg = Enel Distribuição Goiás.
[6] Celpa = Equatorial Energia Pará.
[7] Celpe = Companhia Energética de Pernambuco.
[8] Celtins = Energisa Tocantins.
[9] Cemar = Equatorial Energia Maranhão.
[10] Cemig = Companhia Energética de Minas Gerais S/A.
[11] Cepise = Equatorial Energia Piauí.
[12] CFLO = Companhia Força e Luz do Oeste.
[13] Chesp = Companhia Hidroelétrica São Patrício.
[14] CJE = Companhia Jaguari de Energia.
[15] CNEE = Companhia Nacional de Energia Elétrica.
[16] Cocel = Companhia Campolarguense de Energia.
[17] Coelba = Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia.
[18] Copel = Companhia Paranaense de Energia.
[19] Cosern = Companhia Energética do Rio Grande do Norte.
[20] CPEE = Companhia Paulista de Energia Elétrica.
[21] CPFL = Companhia Paulista de Força e Luz.
[22] CPFL Piratininga = Companhia Piratininga de Força e Luz.
[23] CPFL Santa Cruz = Companhia Luz e Força Santa Cruz.
[24] CSPE = Comissão de Serviços Públicos de Energia do Estado de São Paulo.
[25] Demei = Departamento Municipal de Energia Elétrica de Ijuí.
[26] EDVPE = Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S/A.
[27] Eflul = Empresa de Força e Luz de Urussanga Ltda.
[28] Eletroacre = Energisa Acre.
[29] Eletrocar = Centrais Elétricas de Carazinho.
[30] Eletropaulo = Enel Distribuição São Paulo.
[31] EMT = Energisa Mato Grosso.
[32] ENF = Energisa Nova Friburgo Distribuidora de Energia S/A.
[33] ESS = encargos de serviços do sistema.
[34] Ienergia = Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica.
[35] RGE = Rio Grande Energia.
[36] Sulgipe = Companhia Sul Sergipana de Eletricidade.
[37] Uhenpal = Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.

Ipea – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

EDITORIAL

Coordenação
Reginaldo da Silva Domingos

Assistente de Coordenação
Rafael Augusto Ferreira Cardoso

Supervisão
Camilla de Miranda Mariath Gomes
Everson da Silva Moura

Revisão
Ana Clara Escórcio Xavier
Clícia Silveira Rodrigues
Idalina Barbara de Castro
Olavo Mesquita de Carvalho
Regina Marta de Aguiar
Amanda Ramos Marques (estagiária)
Hellen Pereira de Oliveira Fonseca (estagiária)
Ingrid Verena Sampaio Cerqueira Sodré (estagiária)
Isabella Silva Queiroz da Cunha (estagiária)

Editoração
Aeromilson Trajano de Mesquita
Cristiano Ferreira de Araújo
Danilo Leite de Macedo Tavares
Herllyson da Silva Souza
Jeovah Herculano Szervinsk Junior
Leonardo Hideki Higa

Capa
Danielle de Oliveira Ayres
Flaviane Dias de Sant'ana

Projeto Gráfico
Renato Rodrigues Bueno

The manuscripts in languages other than Portuguese published herein have not been proofread.

Livraria Ipea
SBS – Quadra 1 – Bloco J – Ed. BNDES, Térreo
70076-900 – Brasília – DF
Tel.: (61) 2026-5336
Correio eletrônico: livraria@ipea.gov.br

Composto em adobe garamond pro 12/16 (texto)
Frutiger 67 bold condensed (títulos, gráficos e tabelas)
Brasília-DF

Missão do Ipea
Aprimorar as políticas públicas essenciais ao desenvolvimento brasileiro por meio da produção e disseminação de conhecimentos e da assessoria ao Estado nas suas decisões estratégicas.

ISSN 1415-4765

ipea Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

MINISTÉRIO DA
ECONOMIA

PÁTRIA AMADA BRASIL
GOVERNO FEDERAL