

Nota Técnica

DUAS PROPOSTAS PARA A REFORMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Nº 33

Dirur

Diretoria de Estudos e Políticas Regionais,
Urbanas e Ambientais

Agosto de 2022

Mário Jorge Mendonça



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

Erik Alencar de Figueiredo

Diretor de Desenvolvimento Institucional

André Sampaio Zuvanov

Diretor de Estudos e Políticas do Estado, das Instituições e da Democracia

Flavio Lyrio Carneiro

Diretor de Estudos e Políticas Macroeconômicas

Marco Antônio Freitas de Hollanda Cavalcanti

Diretor de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais

Nilo Luiz Saccaro Junior

Diretor de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação e Infraestrutura

João Maria de Oliveira

Diretor de Estudos e Políticas Sociais

Herton Ellery Araújo

Diretor de Estudos e Relações Econômicas e Políticas Internacionais

Paulo de Andrade Jacinto

Assessor-chefe de Imprensa e Comunicação (substituto)

João Cláudio Garcia Rodrigues Lima

Ouvidoria: <http://www.ipea.gov.br/ouvidoria>

URL: <http://www.ipea.gov.br>

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – ipea 2022

EQUIPE TÉCNICA

Mário Jorge Mendonça

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

DOI: <http://dx.doi.org/10.38116/ntdirur33>

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.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	5
2 PROPOSTA PARA AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA DAS DISTRIBUIDORAS	5
3 PROPOSTA PARA AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DO FORNECIMENTO	7
REFERÊNCIAS	11
APÊNDICE A	13

1 INTRODUÇÃO

Medidas visando promover o aprimoramento do setor elétrico estão no cerne das propostas da reforma desse setor. Estas aparecem no Projeto de Lei (PL) nº 414/2021. Novos incentivos aos agentes que operam no setor são necessários para se alcançar os objetivos ilustrados em muitos dos temas relacionados a este PL, tais como a formação de preços, governança, alocação de custos e riscos, sustentabilidade da distribuição etc. Desse modo, a busca por critérios que promovam a eficiência assim como a identificação dos agentes que operam com melhor desempenho deve estar na agenda de reestruturação do setor elétrico em qualquer dos três segmentos da oferta de energia elétrica, que são a geração, transmissão e distribuição. No caso deste último, temos as concessionárias de distribuição de energia elétrica que conectam as unidades consumidoras ao sistema de transmissão/geração em alta tensão. Em outras palavras, as distribuidoras conectam a sociedade ao mercado atacadista de energia elétrica. O objetivo desta nota técnica é apresentar duas propostas que visam aprimorar o desempenho do setor de distribuição no sentido de promover o aumento da eficiência em dois aspectos importantes, a eficiência do custo operacional e a qualidade na continuidade do fornecimento ao usuário.

2 PROPOSTA PARA AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA DAS DISTRIBUIDORAS

A promoção de melhoria na gestão das empresas do setor elétrico tem sido objeto de intenso debate nas últimas duas décadas. Neste sentido, muitos países têm implementado reformas regulatórias no setor de distribuição de eletricidade de forma a aumentar a eficiência no fornecimento de energia elétrica. Normalmente, esta 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. Este é um ponto de grande preocupação porque as estimativas podem ter consequências financeiras, energéticas e ambientais significativas para as empresas reguladas e, por conseguinte, a acurácia das estimativas possui importância relevante para que um sistema de regulação seja eficaz.

No setor elétrico brasileiro, as tarifas de fornecimento das distribuidoras são periodicamente ajustadas, em um intervalo de quatro ou cinco anos, de modo que ao fim desse período elas sejam fixadas a fim de 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 gerenciáveis¹ quanto 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 num período à frente um componente do índice de reajuste tarifário (IRT) definido como fator X. Este incide somente sobre os custos gerenciáveis a serem aplicados a cada ano durante o próximo período tarifário. O fator X é um 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 um processo mais eficiente de produção. Cabe ter em mente que 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.

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 se baseia nos custos da *empresa de referência*. Esta metodologia não está ausente da crítica na medida em que requer uma forte interação entre o regulador e as empresas, abrindo espaço para ingerência política, o que exatamente não deve estar presente num processo regulatório. Atualmente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) realiza as revisões tarifárias utilizando o método Data Envelopment Analysis (DEA). Apesar disso, como já dito, o DEA desconsidera que fatores extragerenciais podem atuar contra a produtividade.

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 aferição de custos no setor de transmissão de energia (Aneel, 2007). Entre elas, destaca-se o modelo da Análise de Fronteira Estocástica (Stochastic Frontier Analysis – SFA). Este modelo pode ser utilizado para analisar a eficiência

1. Mão de obra, serviços de terceiros, material, depreciação e remuneração adequados dos ativos investidos e do capital de giro.

2. Compras de energia e encargos setoriais.

de firma tanto sobre a ótica da produção quanto do custo. No Brasil, o modelo SFA foi aplicado por Zanini (2004), Tannuri-Pianto, Sousa e Arcoverde (2009) e Souza *et al.* (2010).

Souza, Souza e Pessanha (2010) aplicam o modelo SFA para medir a eficiência de quarenta distribuidores de eletricidade no setor elétrico brasileiro. Contudo, tais propostas 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.

Propomos a aplicação da metodologia da fronteira estocástica de custo para avaliar a eficiência do custo operacional que incorpora um processo dinâmico capaz de lidar com a evolução da eficiência ao longo do tempo, permitindo acessar o efeito que a revisão tem sobre o custo operacional das concessionárias. Aplicamos o método numa amostra de dados em painel de 61 concessionárias de energia elétrica no Brasil entre 2003 e 2016.

2.1 Modelo de avaliação da continuidade do fornecimento

A fronteira estocástica de custo é um modelo econométrico que objetiva estimar uma função de custo que, por sua vez, é o menor dispêndio, $y \in R_+$, necessário para produzir uma certa quantidade de um produto $z \in R_+$ para e com vetor de preço dos insumos igual $w \in R_+^n$. Se uma firma i é ineficiente no tempo t , então seu custo incorrido de produção y_{it} deve exceder o custo ótimo ou eficiente $C(z_{it}, w_{it}, \beta)e^{v_{it}}$, ou seja, $y_{it} > C(z_{it}, w_{it}, \beta)e^{v_{it}}$ em que β é o vetor de parâmetros da função de custo e v_{it} é um termo aleatório, tal que $v_{it} \sim N(0, \tau^2)$. Assume-se que v_{it} é independente e identicamente distribuído e indica os fatores não gerenciáveis da empresa. A igualdade entre os custos incorrido e ótimo pode ser estabelecida da seguinte forma:

$$y_{it} > C(z_{it}, w_{it}, \beta)e^{v_{it}+u_{it}}, \quad (1)$$

em que u_{it} é um termo aleatório não negativo que representa a ineficiência da firma i em t . Portanto, a eficiência η_{it} pode ser definida da seguinte forma:

$$\eta_{it} = \frac{C(z_{it}, w_{it}, \beta)e^{v_{it}}}{y_{it}} = \exp(-u_{it}). \quad (2)$$

Para o setor elétrico, a consideração do fator tempo é ponto importante. 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.

2.2 Resultados

Nesta nota técnica, apresentamos somente os resultados. A descrição detalhada da metodologia empregada para estimação da fronteira estocástica de custo que incorpora a dinâmica da eficiência aparece em Tsionas (2006), Mendonça *et al.* (2020; 2021) e Nascimento *et al.* (2022). A forma funcional da fronteira de custos depende da especificação da função de produção proposta no problema de minimização de custos Mas-Colell, Whinston e Green (1995). A especificação do modelo segue de perto Souza, Souza e Pessanha (2010), nela o custo operacional de cada distribuidor é explicado pelas seguintes variáveis: número de unidades consumidoras para os três níveis de tensão como *proxy* da quantidade de serviço; quantidade de energia fornecida como *proxy* do produto total (Feng-Yu, Chen-Fu e James, 2001); e extensão da rede de distribuição. Esta última reflete a dispersão dos consumidores na área de concessão, um fator que não pode ser controlado pelo distribuidor. Observa-se que não foi representada com precisão uma fronteira estocástica de custos em sentido estrito, considerando 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.

As tabelas relacionadas, respectivamente, à eficiência e ao *ranking* das distribuidoras aparecem no apêndice A desta nota técnica. Tal como referido na introdução deste estudo, a revisão tarifária é efetuada de quatro em quatro anos. Assim, pode-se utilizar os valores de eficiência para saber como que o ajustamento do fator X, efetuado na revisão tarifária, teve impacto na gestão mais eficiente dos custos operacionais. Isso porque, segundo Souza, Souza e Pessanha (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 desta medida.

Para verificar o efeito da revisão tarifária nos custos operacionais, utilizaram-se os dados de eficiência que aparecem no apêndice A para uma amostra composta de dezessete distribuidoras. Calculamos a eficiência média no período de quatro anos que antecede a revisão tarifária para então verificar a variação desta medida entre dois períodos. Tais informações são mostradas na tabela 1. Deve-se considerar que a revisão tarifária não é realizada simultaneamente para todas as distribuidoras. Considerando a amostra, temos quatro distribuidoras que passaram por revisão tarifária em 2007: Bandeirantes, Celpa, Elektro e Eletropaulo (grupo 1). Para os 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, é possível que a revisão tarifária tenha efeito positivo sobre a eficiência das distribuidoras. Em apenas quatro casos, houve uma piora da eficiência. No entanto, não houve casos em que a queda na eficiência tenha ocorrido duas vezes seguidas. No caso da AES Sul, embora essa concessionária tenha apresentado queda na eficiência entre 2008 e 2012, é de referir que essa queda foi provavelmente conjuntural na medida em que essa empresa tem um *score* de eficiência muito elevado quando comparada com as demais. Além disso, observa-se no apêndice A que, para a maioria das distribuidoras, a eficiência tende a permanecer constante ou aumentar gradualmente ao longo do tempo.

TABELA 1

Médias das eficiências para o período que antecede a revisão tarifária

Empresas	2007	2011	2015	VAR (%) 07-11	VAR (%) 11-15
Grupo 1					
Bandeirante	0.43	0.49	0.54	14.11	10.36
Elektro	0.41	0.43	0.50	4.07	17.59
Eletropaulo	0.42	0.42	0.42	-0.37	2.16
Celpa	0.28	0.29	0.27	1.24	-4.71
Grupo 2	2008	2012	2016	VAR (%) 08-12	VAR (%) 12-16
AES Sul	0.56	0.52	0.50	-7.81	-4.15
Celesc	0.28	0.28	0.36	-0.02	28.66
Celg	0.22	0.25	0.31	16.19	22.90
Celpe	0.44	0.50	0.45	13.46	-9.41
Cemig	0.29	0.29	0.33	0.06	11.63
Coelba	0.46	0.57	0.44	24.42	-23.38
Copel	0.34	0.31	0.34	-9.02	7.60
CPFL	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	0.56	0.58	0.57	4.92	-2.57

Elaboração do autor.

3 PROPOSTA PARA AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DO FORNECIMENTO

Entre os aspectos relacionados à qualidade do fornecimento de energia elétrica, destaca-se a continuidade, mensurada com base nos indicadores de duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e de frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC)³ que expressam, respectivamente, a duração e a frequência das interrupções do fornecimento. Considerando a continuidade do fornecimento, este estudo tem como objetivo apresentar uma abordagem alternativa à atual metodologia implementada pela Aneel a fim de avaliar

3. Em termos formais, esses indicadores são definidos da seguinte forma:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \cdot t(i)}{Cs} \quad \text{e} \quad FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs},$$

em que n é o número de interrupções durante o período de apuração; $Ca(i)$, o número de consumidores atingidos na interrupção i ; $t(i)$, a duração em horas da interrupção i ; e Cs , o número total de consumidores na região geográfica avaliada.

a *performance* das distribuidoras do sistema elétrico brasileiro. Tal como feito na proposta anterior para avaliar o custo operacional, emprega-se também para avaliar a continuidade da análise de fronteira estocástica, pois existe um custo para a empresa associado à descontinuidade no fornecimento devido às regras estabelecidas pelo regulador. Assim, os indicadores DEC e FEC podem ser interpretados como medidas de custos para as concessionárias. Portanto, o problema recai na elaboração de um modelo que possa mensurar tanto o custo quanto a eficiência. Para tal, iremos empregar o método da fronteira estocástica de custo para avaliar a eficiência dos indicadores DEC e FEC de uma amostra de dados em painel de 57 concessionárias de energia elétrica no Brasil entre 2003 e 2016.

3.1 Resultados

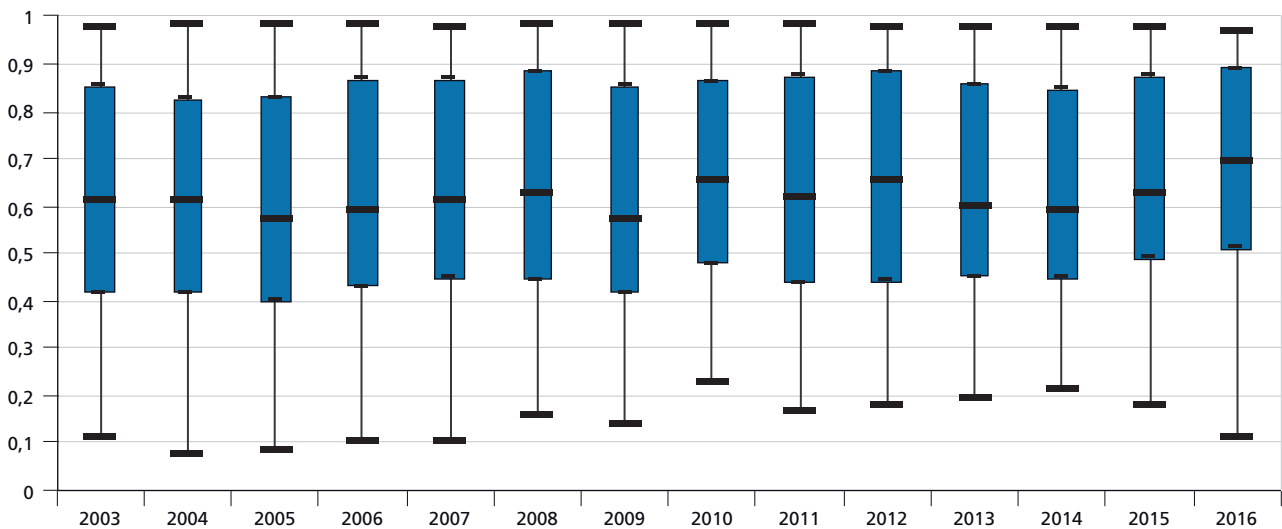
Nesta seção, apresentamos os resultados do modelo de fronteira estocástica de custo para os indicadores DEC e FEC, estimados com base na abordagem bayesiana conforme a metodologia de Tsionas (2006) e Mendonça *et al.* (2022). Esse modelo permite obter o *ranking* da eficiência na gestão da continuidade do fornecimento de eletricidade ao longo do tempo para cada distribuidora. A amostra está estruturada na forma de dados de painel para 61 distribuidoras de energia elétrica no período 2003-2016. Para os modelos DEC e FEC, usamos as mesmas variáveis explicativas. São elas:

- a razão entre o consumo total de eletricidade e o número de unidades consumidoras;
- a razão entre o número de unidades consumidoras e a extensão da rede medida em km;
- a razão entre o custo operacional e o número de unidades consumidoras;
- a razão entre perdas não técnicas e o consumo do mercado de baixa tensão; e
- o consumo total de eletricidade.

Nos gráficos 1 e 2, apresentam-se os *boxplots* dos índices de eficiência das concessionárias avaliadas ao longo do período 2003-2016. No gráfico 1, observa-se a pequena variabilidade das medianas anuais dos índices de eficiência oriundos do modelo de fronteira para o DEC. No entanto, no gráfico 2, observa-se a evolução das medianas dos índices de eficiência oriundos do modelo para o FEC. As pequenas variações do índice de eficiência do DEC e a tendência de crescimento da eficiência do FEC são compatíveis com os resultados apresentados no gráfico 2, na qual se percebe que os investimentos e as ações das concessionárias conseguiram manter o FEC abaixo do limite regulatório, enquanto o DEC ultrapassou o limite no período 2009-2019.

GRÁFICO 1

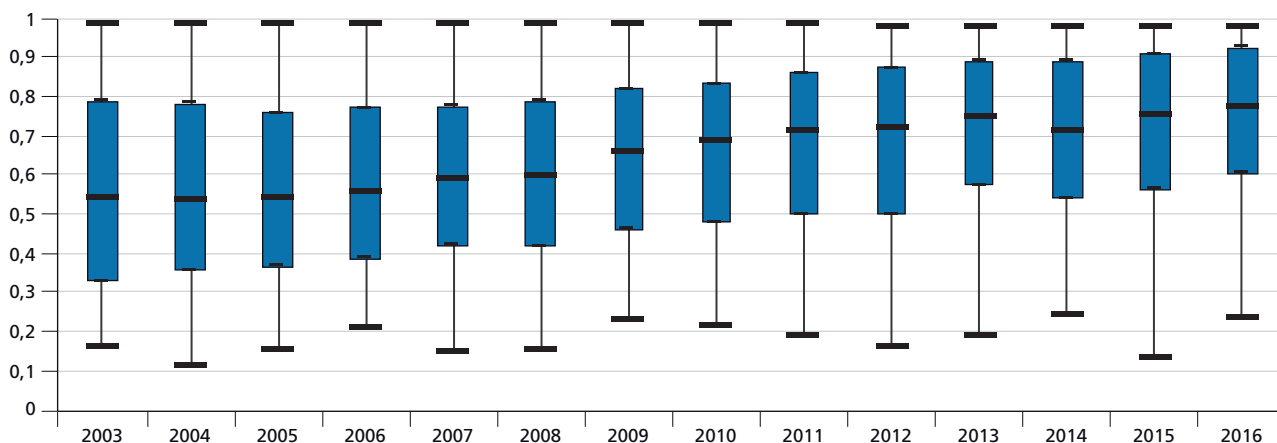
Boxplots das eficiências resultantes da fronteira estocástica do DEC (2003-2016)



Elaboração do autor.

GRÁFICO 2

Boxplots das eficiências resultantes da fronteira estocástica do FEC (2003-2016)

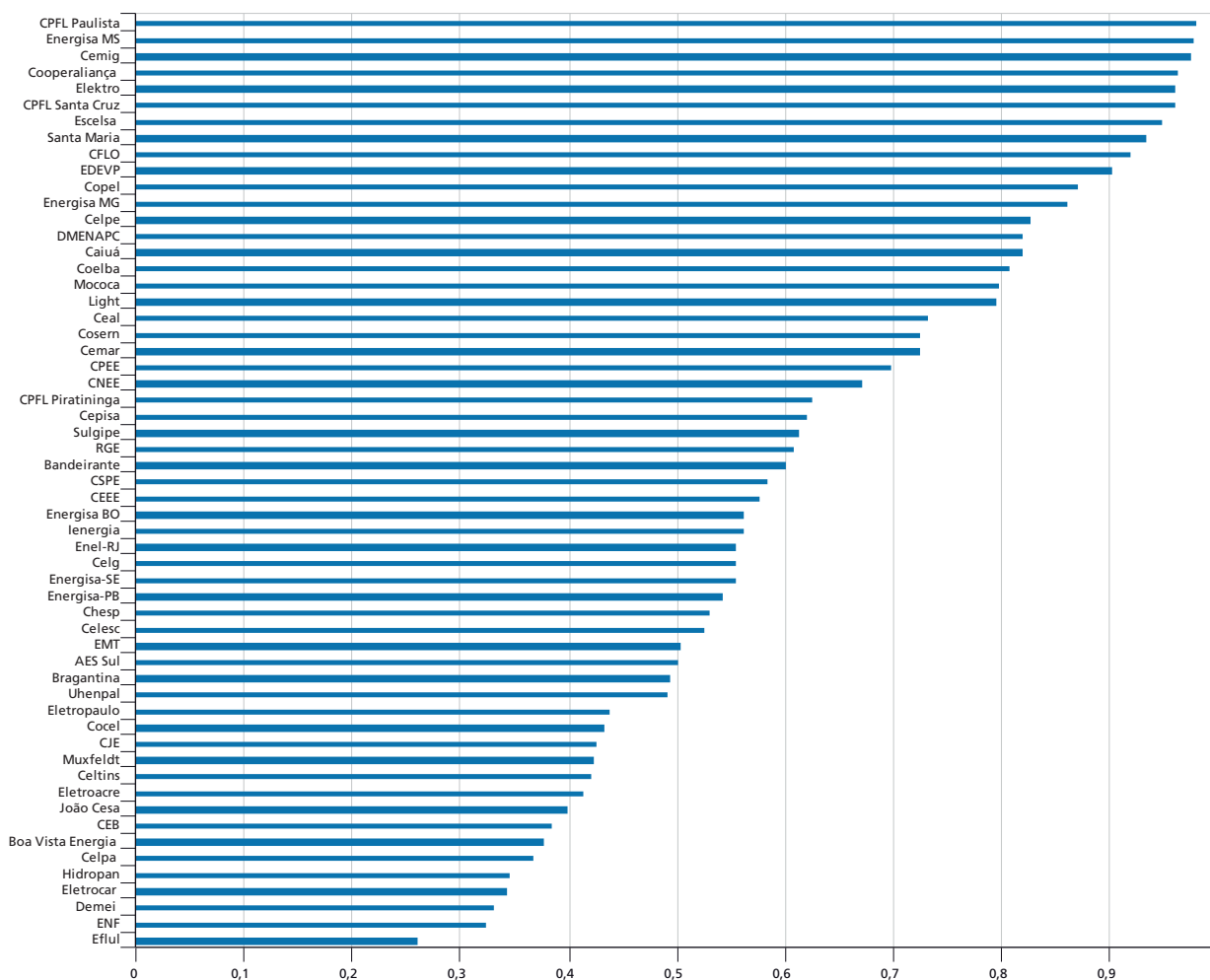


Elaboração do autor.

Apesar das trajetórias diferenciadas, os índices de eficiência resultantes das fronteiras para o DEC e FEC guardam elevadas correlações de Pearson (0,86) e Spearman (0,87). Um resultado esperado, pois estes indicadores são calculados a partir do mesmo fato gerador, isto é, das interrupções no fornecimento. Para cada concessionária de distribuição j , pode-se calcular a média dos respectivos indicadores de continuidade do fornecimento no período 2003-2016. Tomando-se as médias dos índices de eficiência do DEC por concessionária ($\overline{\theta_{DEC,j}}$), é possível ordená-las em um *ranking* (gráfico 3) que permite evidenciar as empresas com as melhores estratégias para o restabelecimento do fornecimento após as interrupções. Um resultado semelhante pode ser obtido para o FEC ($\theta_{FEC,j}$), mas neste caso o *ranking* (gráfico 4) aponta para as distribuidoras com as melhores práticas de manutenção e atualização da rede de distribuição.

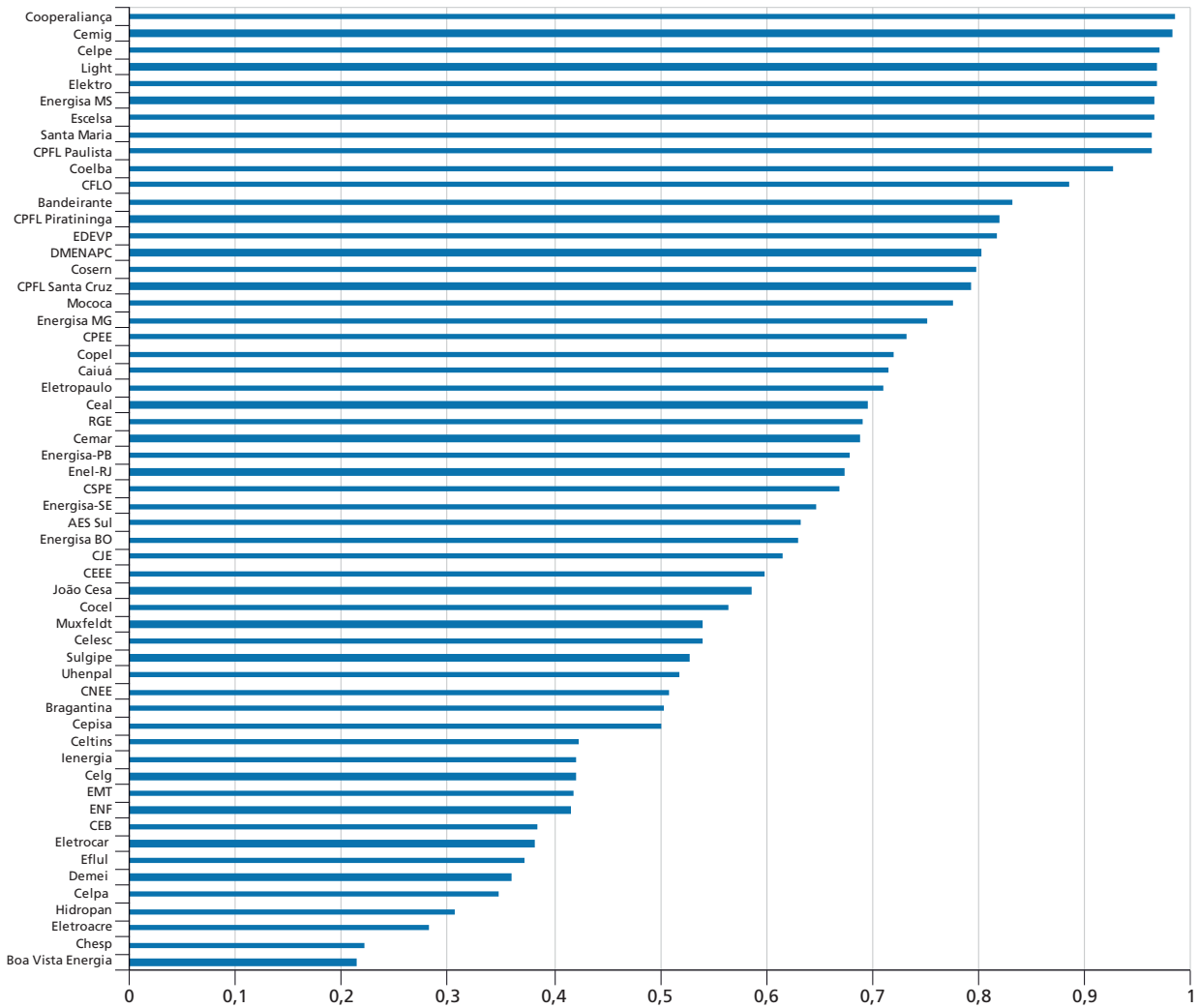
GRÁFICO 3

Ranking de eficiência das concessionárias segundo $\theta_{DEC,j}$



Elaboração do autor.

GRÁFICO 4

Ranking de eficiência das concessionárias segundo $\theta_{FEC,j}$ 

Elaboração do autor.

No setor elétrico brasileiro, os limites máximos toleráveis para os indicadores DEC e FEC, denominados por metas de continuidade, são estabelecidos para cada um dos mais de 3 mil conjuntos de unidades consumidoras, que correspondem às regiões geográficas atendidas por uma ou mais subestações de distribuição. Contudo, o escopo das informações disponíveis e a capacidade de análise comparativa por parte do regulador são maiores quando se considera a concessionária de maneira agregada (Pessanha *et al.*, 2010).

Desse modo, propõe-se aplicar os índices de eficiência obtidos na definição de limites ou metas globais anuais para os indicadores de continuidade das concessionárias de distribuição, válidas para cada concessionária ao longo do período entre duas revisões tarifárias. Apesar do modelo proposto implementar a regulação por comparação de desempenho (*yardstick competition*) dos indicadores globais, os resultados obtidos podem auxiliar o regulador na calibração das metas de continuidade locais para cada conjunto de unidades consumidoras (Pessanha *et al.*, 2007).

Para uma dada concessionária j , as metas ou limites (globais) de DEC e FEC para um ano t são determinados pelas seguintes fórmulas:

$$\text{Meta } DEC_{t,j} = DEC_{0,j} \overline{\theta_{DEC,j}}^{t/\Delta} \quad \forall 0 \leq t \leq \Delta, \quad (3)$$

$$\text{Meta } FEC_{t,j} = FEC_{0,j} \overline{\theta_{FEC,j}}^{t/\Delta} \quad \forall 0 \leq t \leq \Delta, \quad (4)$$

em que $DEC_{0,j}$ e $FEC_{0,j}$ denotam os valores correntes dos indicadores de continuidade para a empresa j e Δ é o período de tempo para que os limites sejam alcançados, por exemplo, o intervalo de quatro anos entre duas revisões tarifárias (Leite *et al.*, 2020).

Conforme indicado pelas equações (3) e (4), as metas de DEC e FEC no último ano do horizonte ($t = \Delta$) são $DEC_{0,j}\theta_{DEC,j}$ e $FEC_{0,j}\theta_{FEC,j}$, respectivamente.

Para ilustrar a aplicação proposta, considerou-se a definição das metas de continuidade para o período 2017-2020 ($\Delta = 4$) das empresas Light e Enel RJ, as duas principais concessionárias que atendem o estado do Rio de Janeiro. Os resultados obtidos são apresentados nas tabelas 2 e 3, nas quais se observa que os limites definidos pela nossa metodologia proposta são compatíveis com os limites definidos pela Aneel e perfeitamente factíveis de serem superados pelas distribuidoras, ou seja, as metas propostas não são irrealistas. Vale destacar que o ponto de partida $DEC_{0,j}$ e $FEC_{0,j}$ podem ser calibrados para que sejam estabelecidas metas mais rigorosas.

TABELA 2
Metas e DEC apurados (2016-2020)

Empresas		Light			Enel-RJ		
$\theta_{DEC,j}$		0,7926			0,5534		
Anos		DEC meta proposta	DEC apurado	DEC meta Aneel	DEC meta proposta	DEC apurado	DEC meta Aneel
t=0	2016	$DEC_{0,j} = 11,70$	11,70	8,73	$DEC_{0,j} = 22,29$	22,29	11,21
t=1	2017	11,04	9,14	8,54	19,22	18,30	10,83
t=2	2018	10,42	7,78	8,39	16,58	14,04	10,46
t=3	2019	9,83	7,82	8,07	14,30	13,29	10,25
t=4	2020	9,27	6,69	7,66	12,33	11,24	10,16

Elaboração do autor.

TABELA 3
Metas e FEC apurados (2016-2020)

Empresas		Light			Enel-RJ		
$\theta_{FEC,j}$		0,9670			0,6712		
Anos		FEC meta proposta	FEC apurado	FEC meta Aneel	FEC meta proposta	FEC apurado	FEC meta Aneel
t=0	2016	$FEC_{0,j} = 6,47$	6,47	6,47	$FEC_{0,j} = 12,51$	12,51	9,20
t=1	2017	6,42	5,26	6,12	11,32	10,16	8,54
t=2	2018	6,36	4,44	6,05	10,25	8,11	7,91
t=3	2019	6,31	4,38	5,78	9,28	8,33	7,38
t=4	2020	6,26	4,45	5,44	8,40	6,51	7,28

Elaboração do autor.

Observou-se que os investimentos e as ações das concessionárias conseguiram manter o FEC abaixo do limite regulatório, enquanto o DEC ultrapassou o limite no período 2009-2019. Com o objetivo de auxiliar o regulador na calibração das metas de continuidade locais, propôs-se ainda aplicar os índices de eficiência obtidos para definir metas globais anuais para os indicadores de continuidade das concessionárias de distribuição. Os resultados mostraram que os limites definidos pela metodologia proposta são compatíveis com os limites definidos pela Aneel, sendo perfeitamente factíveis de serem superados pelas distribuidoras.

REFERÊNCIAS

- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Brasília: Aneel, 2007. (Nota Técnica, n. 125).
- ESTACHE, A.; ROSSI, M. A.; 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, p. 271-295, 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, 2004.
- FENG-YU, L.; CHEN-FU, C.; LIN, J. T. A DEA study to evaluate the relative efficiency and investigate the district reorganization of the Taiwan Power Company. **IEEE Trans Power Syst**, v. 16, n. 1, p. 170-178, 2001.

- JAMASB, T.; POLLITT, M. International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities. **Energy Policy**, v. 31, n. 15 p. 1609-1622, 2003.
- LEITE, D. A. *et al.* A stochastic frontier model for definition of non-technical loss targets. **Energies**, v. 13, n. 12, p. 1-20, June 2020.
- MAS-COLELL, A.; WHINSTON, M. D.; GREEN, J. R. (Ed.). **Microeconomic theory**. 1st ed. New York: Oxford University Press, 1995.
- MENDONÇA, M. J. C. *et al.* **Avaliando a eficiência das distribuidoras no setor elétrico brasileiro**. Brasília: Ipea, jul. 2020. (Texto para Discussão, n. 2570).
- MENDONÇA, M. J. C. *et al.* Analysis of electric distribution utilities efficiency levels by stochastic frontier in Brazilian power sector. **Socio-Economic Planning Sciences**, v. 76, p. 1-12, 2021.
- MENDONÇA, M. J. C. *et al.* **Avaliando a qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica no Brasil**. Brasília: Ipea, jun. 2022. (Texto para Discussão, n. 2776).
- NASCIMENTO, M. G. L. *et al.* Estimating the efficiency of Brazilian electricity distribution utilities. **Journal of Applied Statistics**, v. 49, n. 8, p. 2157-2166, 2022.
- PESSANHA, J. F. M. *et al.* Avaliação dos custos operacionais eficientes das empresas de transmissão do setor elétrico brasileiro: uma proposta de adaptação do modelo DEA adotado pela Aneel. **Pesquisa Operacional**, p. 521-545, 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**, v. 1, n. 20, 2010.
- TANNURI-PIANTO, M. E.; SOUSA, M. da 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, E. G. Inference in dynamic stochastic frontier models. **Journal of Applied Econometrics**, v. 21, n. 5, p. 669-676, 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

- 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.

TABELA A.1
Tabela das eficiências (2003-2016)

Distribuidoras	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 STA 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)

Distribuidoras	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
Joacessa	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 do autor.

TABELA A.2

Ranking das concessionárias baseado na eficiência (2003-2016)

Distribuidoras	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

(Continua)

Distribuidoras	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
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 NA Paulista	53	54	55	55	54	53	52	52	51	52	56	56	55	53
CPFL NA Piratininga	56	57	60	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
CPFL STA 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
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
Joacesa	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 do autor.

Ipea – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

EDITORIAL

Chefe do Editorial

Aeromilson Trajano de Mesquita

Assistentes da Chefia

Rafael Augusto Ferreira Cardoso

Samuel Elias de Souza

Supervisão

Camilla de Miranda Mariath Gomes

Everson da Silva Moura

Revisão

Alice Souza Lopes

Amanda Ramos Marques

Ana Clara Escórcio Xavier

Clícia Silveira Rodrigues

Luiz Gustavo Campos de Araújo Souza

Olavo Mesquita de Carvalho

Regina Marta de Aguiar

Reginaldo da Silva Domingos

Brena Rolim Peixoto da Silva (estagiária)

Nayane Santos Rodrigues (estagiária)

Editores

Anderson Silva Reis

Cristiano Ferreira de Araújo

Danielle de Oliveira Ayres

Daniilo Leite de Macedo Tavares

Leonardo Hideki Higa

Capa

Aline Cristine Torres da Silva Martins

Projeto Gráfico

Danielle de Oliveira Ayres

Flaviane Dias de Sant'ana

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

Ipea – Brasília

Setor de Edifícios Públicos Sul 702/902, Bloco C

Centro Empresarial Brasília 50, Torre B

CEP: 70390-025, Asa Sul, 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.

ipea Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada

