

DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: UMA ANÁLISE MICROECONÔMICA DOS CUSTOS OPERACIONAIS DO SETOR¹

Renato de Oliveira Falcão²

Jader Fernandes Cirino³

Este estudo tem como problema de pesquisa a estimação de uma função de custos operacionais das empresas do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil. Os resultados apontaram que o setor opera com retornos de escala crescentes e, conseqüentemente, economias de escala e de tamanho. Observou-se também que o setor é de fato um monopólio natural, com custos médios e marginais decrescentes. Em termos de variáveis, observou-se que o número de desligamentos por ano e por unidade consumidora, os salários pagos na atividade de manutenção de redes de energia, o tamanho da empresa e as perdas técnicas nos sistemas de distribuição de energia impactaram positivamente nos custos operacionais das distribuidoras de energia elétrica, os quais também foram influenciados pela localização geográfica dessas empresas.

Palavras-chave: custos operacionais; curvas de custos; setor de distribuição de energia elétrica; economias de escala.

ELECTRICITY DISTRIBUTION IN BRAZIL: A MICROECONOMIC ANALYSIS OF THE SECTOR'S OPERATING COSTS

The study had as research problem the estimation of an operating costs function of companies in the electricity distribution sector in Brazil. The results showed that the sector operates with increasing returns to scale and, consequently, economies of scale and size. It was also observed that the sector is in fact a natural monopoly, with decreasing average and marginal costs. In terms of variables, it was observed that the number of shutdowns per consumer unit, salaries paid in the activity of maintenance of energy networks, company size and technical losses in energy distribution systems positively impacted the operating costs of distributors of electricity. It is also noteworthy that the geographic location of such distributors influenced such costs.

Keywords: operating costs; cost curves; electricity power distribution sector; economies of scale.

JEL: Q40; D24; D21.

1 INTRODUÇÃO

A atividade de distribuição de energia elétrica constitui um monopólio natural. De acordo com a Aneel (2008), as principais características econômicas que demonstram que este serviço é um monopólio natural são: elevados custos fixos e rendimentos crescentes de escala, com custos médio e marginal decrescentes.

1. DOI: <http://dx.doi.org/10.38116/ppe54n2art3>

2. Analista administrativo da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). *E-mail:* renatofalcao@aneel.gov.br.

3. Professor associado no Departamento de Economia da Universidade Federal de Viçosa (UFV). *E-mail:* jader.cirino@ufv.br.

Assim, a fim de evitar que uma única empresa possa praticar o seu poder de monopólio na forma de preços elevados e serviço insatisfatório, é necessária a regulação econômica do mercado. Dessa forma, para o caso da distribuição de energia elétrica no Brasil, compete à Aneel tal regulação, a qual é descrita de forma breve nos próximos parágrafos, a partir de Aneel (2022a).

A regulação econômica do segmento de distribuição é caracterizada por um regime de regulação pelo preço (*price cap*), o qual apresenta dois mecanismos de alteração das tarifas: a Revisão Tarifária Periódica (RTP) e o Reajuste Tarifário Anual (RTA).

Nos dois mecanismos, o objetivo é definir uma receita compatível com os custos e a lucratividade da operação eficiente e adequada da prestação do serviço. A diferença é que a RTP ocorre, em média, a cada cinco anos, sendo que nela se define o Fator X, que corresponde ao mecanismo de compartilhamento dos ganhos de produtividade das distribuidoras para a modicidade tarifária no período entre revisões. Por sua vez, o RTA acontece nos anos em que não há revisão tarifária.

Nas revisões tarifárias, os custos da distribuidora são separados em duas categorias: i) Parcela A, denominada de custos não gerenciáveis, como compra de energia para revenda, encargos de transmissão e encargos setoriais; e ii) Parcela B, que são os custos gerenciáveis associados à atividade de distribuição de energia elétrica. Destaca-se que nos RTAs, a tarifa equivalente aos custos da Parcela B é atualizada pela variação de um indexador inflacionário, ao passo que a da Parcela A é revista todos os anos.

Sobre os custos, com relação à distribuição de energia elétrica, aqueles relacionados à atividade em si são os denominados custos operacionais, que são conceituados pela Aneel (2011) como aqueles que correspondem aos gastos com pessoal, materiais, serviço de terceiros, outros custos operacionais (indenização por perdas e danos, consumo próprio de energia, despesas com conselhos de consumidores, taxas de arrecadação e taxas bancárias), tributos e seguros relativos à atividade de distribuição, e comercialização de energia elétrica.

Importante destacar que essa é a parcela de custos que está sob maior controle da distribuidora, uma vez que os demais custos relacionados ao fornecimento de energia são aqueles com pouca ou nenhuma margem de gerenciamento por parte das empresas. Esses últimos são geralmente obrigações contratuais estabelecidas, por exemplo, a compra de energia junto às empresas geradoras (Instituto Acende Brasil, 2011).

Portanto, é sobre a parcela dos custos operacionais que geralmente recaem os mecanismos de incentivos regulatórios. Por exemplo, o regime *price cap*, que é adotado no Brasil, consiste no descolamento entre custos de fornecimento do serviço e tarifa de energia. Isso ocorre ao fixar o valor da tarifa de energia por um determinado tempo estabelecido em contrato. Dessa forma, a empresa pode obter margens de lucro maiores a partir da redução de custos operacionais, haja vista

que essa é a parcela sobre a qual a empresa possui maior gerência. Destaca-se que o modelo prevê que os ganhos de eficiência sejam repassados ao consumidor na RTP, período no qual a tarifa é recalculada pelo órgão regulador com base nos custos incorridos pela empresa na prestação do serviço (Instituto Acende Brasil, 2011).

Assim, surge o problema de pesquisa, que é a estimação de uma função de custos operacionais das empresas de distribuição de energia elétrica com base em variáveis que venham a impactar na definição desses custos.

A relevância do tema reside no fato de que se faz necessária melhor compreensão de como estão estruturados os custos operacionais das empresas de distribuição. Isso porque conhecer o comportamento médio dos custos operacionais do setor é fundamental para o agente regulador diminuir a assimetria de informação entre ele e as empresas concessionárias, uma vez que esses custos são levados em consideração no processo de revisão tarifária. Ademais, tal conhecimento pode fornecer a essas empresas subsídios relevantes em termos de tomada de decisão para o melhor gerenciamento desses custos, assim como informações acerca de economias à escala, retornos de escala e economias de tamanho.

Embora exista vasta literatura nacional e internacional⁴ que estude as funções, bem como as curvas de custo e economias de escala do setor de distribuição de energia, não se encontrou nenhum estudo similar ao proposto em termos de abordagem e período a ser analisado para o Brasil.

Nesse sentido, este estudo tem como problema de pesquisa a obtenção da função de custo para o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro no período de 2007 a 2016, a partir dos custos operacionais das empresas atuantes no setor. A escolha do período deveu-se ao fato de analisar o comportamento de tais custos durante uma década, utilizando-se de dados recentes.

Dessarte, o objetivo geral deste trabalho é determinar a equação dos custos operacionais do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro no período de 2007 a 2016. Especificamente, pretende-se: i) analisar o comportamento de variáveis relacionadas aos custos operacionais das distribuidoras no período analisado; ii) verificar a existência de monopólio natural no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, por meio da determinação das curvas de custos operacionais médio e marginal; e iii) identificar a existência de rendimentos de escala, economias de escala e economias de tamanho no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro.

Além desta introdução, o trabalho está organizado em mais cinco seções. A segunda seção apresenta uma breve revisão de literatura acerca das estimativas dos custos operacionais eficientes. A terceira seção contempla a teoria que embasa

4. Filippini (1996; 1998); Yatchew (2000); Mydland, Haugom e Lien (2018); Kumbhakar e Hjalmarsson (1998); Filippini e Wild (1999); Caldera e Folloni (2001); Growitsch, Jamasb e Pollitt (2009); Tovar, Ramos-Real e Almeida (2011); e Growitsch, Jamasb e Wetzel (2012).

a formulação da função de custo proposta, além de medidas derivadas a partir de tal função. A metodologia utilizada para estimar tal função de custo é apresentada na quarta seção. A quinta seção, por sua vez, discute os resultados, os quais embasam as considerações finais da sexta seção.

2 REVISÃO DE LITERATURA: ESTIMATIVA DOS CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES

Grande parte dos trabalhos que procuram analisar o setor de distribuição de energia elétrica buscam avaliar o quão as empresas são eficientes na prestação desse serviço, verificando, principalmente, os seus custos gerenciáveis.

Uma das principais formas de medida de eficiência e a sua comparabilidade entre as empresas é a utilização do modelo da análise de fronteira estocástica (*stochastic frontier analysis* – SFA). O modelo SFA analisa a eficiência da firma, tanto sob o prisma da produção como sob o do custo.

Tannuri-Pianto, Sousa e Arcoverde (2009) estimaram as funções de produção e de custo estocásticas para 22 empresas distribuidoras de energia elétrica brasileiras no período entre 1993 e 2001, utilizando SFA.

Souza *et al.* (2010) compararam as metodologias SFA e *data envelopment analysis* (DEA) para avaliar a estimativa de eficiência para concessionárias brasileiras de distribuição de eletricidade. Nesse estudo, as medidas de eficiência aferidas por ambos os métodos expressam a redução dos custos operacionais das distribuidoras.

Por sua vez, Campos *et al.* (2022) avaliaram os custos operacionais de 61 distribuidoras de eletricidade brasileiras, também comparando SFA e DEA, concluindo que o primeiro é mais flexível para lidar com *outliers*, apesar de apresentar problemas de convergência.

Dessa forma, avaliar os custos operacionais das distribuidoras de energia se torna fundamental para ajustar a eficiência das empresas no setor de distribuição de energia elétrica, que é dada em função de uma gestão eficiente de seus custos e recursos, como também da sua própria economia de escala.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

Para estimar a função de custo proposta, optou-se pela função de custo *translog*. Christensen, Jorgenson e Lau (1973) destacam que a função *translog* tem como principal vantagem a não necessidade de imposição de aditividade e homogeneidade. Logo, devido à sua flexibilidade, ela se tornou uma forma funcional bastante utilizada nos estudos que envolvem funções de custo ou de produção. Assim, divide-se esta seção em duas partes. Na primeira, apresenta-se a função de custo *translog*. Na segunda, são definidas medidas econômicas derivadas de tal função que permitem analisar o setor em termos de economia de escala, retornos à escala e economias de tamanho.

3.1 Função de custo *translog*

Conforme Albuquerque (1987), a função de custo *translog* pode ser definida de forma análoga à função de produção, de tal forma que seja dada em função do preço dos insumos e da quantidade de produto. Binswanger (1974) considera que a função de custo *translog* é linear nos logaritmos.

Assim, a *translog* é comumente interpretada como uma aproximação de uma série de Taylor de segunda ordem de uma função qualquer, podendo ser descrita, conforme Christensen e Greene (1976), da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \ln C = & \alpha_0 + \alpha_y \ln y + \frac{1}{2} \alpha_{yy} (\ln y)^2 + \sum_{i=1}^n \alpha_i \ln p_i + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \ln p_i \ln p_j + \dots \\ & + \dots \sum_{i=1}^n \alpha_{yi} \ln y \ln p_i \end{aligned} \quad (1)$$

Nesse contexto, na equação (1), C é a variável de custo; \mathcal{Y} refere-se ao produto; e os p_{iS} e p_{jS} são os fatores de preços dos insumos.

Segundo os autores, para corresponder a uma função de produção bem-comportada, a função de custo deve ser homogênea de grau um nos preços dos fatores, ou seja, um aumento proporcional no custo ocorre quando os preços dos fatores aumentam na mesma proporção. A imposição dessa condição é feita por meio da restrição nos parâmetros da função de custo, de tal modo que:

$$\sum_{i=1}^n \alpha_i = 1; \quad \sum_{i=1}^n \alpha_{yi} = 0; \quad \sum_{i=1}^n \alpha_{ij} = \sum_{j=1}^n \alpha_{ij} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \alpha_{ij} = 0 \quad (2)$$

Ainda sobre a função de custo *translog*, deve-se salientar que essa não impõe homogeneidade e homoteticidade na estrutura da função de produção, nem restrições nas elasticidades de substituição. No entanto, a partir de testes estatísticos, essas restrições podem ser testadas.

A literatura aponta formatos diversos de aplicação da fórmula funcional *translog*. A maioria dos estudos, como Filippini (1996; 1998) e Caldera e Folloni (2001), apresentam o formato clássico da função de custo, ou seja, dada em função dos produtos e dos preços dos insumos. Neste estudo, no entanto, foi utilizada uma forma alternativa da função de custo *translog*, em que não há os preços dos insumos, mas apenas os produtos correspondentes da função de custo. Esta função de custo é composta por dois produtos, uma variável de tempo, que busca capturar os efeitos de mudança tecnológica, e um conjunto de variáveis, que busca capturar os efeitos da heterogeneidade das firmas. Esse tipo de função foi apresentado no trabalho de Mydland, Haugom e Lien (2018) e adaptada para este estudo. Os detalhes dessa adaptação são descritos na metodologia.

3.2 Medidas de economia de escala, retorno à escala e economia de tamanho

Uma medida interessante que pode ser avaliada por meio da função de custo é a economia de escala do setor em estudo. A economia de escala, conforme Varian (2014), ocorre quando há redução no custo médio à medida que há o aumento da produção. Para Christensen e Greene (1976), a forma de expressar a economia de escala é analisar como a variação percentual no nível de produto impactará percentualmente nos custos, ou seja, por meio da elasticidade do custo com relação ao produto. Dessa maneira, os autores propõem que a economia de escala (EE) seja definida como:

$$EE = 1 - \frac{\partial \ln C}{\partial \ln y} \quad (3)$$

Na equação (3), o termo $\frac{\partial \ln C}{\partial \ln y}$ é a elasticidade de custo em relação ao nível de produção. Quando a elasticidade de custo é menor do que a unidade, tem-se que a produção aumenta mais que proporcionalmente ao aumento do custo total. Assim, a firma operaria em economias de escala, pois dados os preços dos fatores, tal situação ocasionaria redução no custo médio. Do contrário, quando a elasticidade de custo é maior que a unidade, os custos totais passam a aumentar mais que proporcionalmente ao produto, estando a firma em deseconomias de escala pelo fato de essa situação provocar, dados os preços dos fatores, aumento no custo médio. Assim, EE positivo significaria economias de escala, ao passo que EE negativo, deseconomias de escala.

Além das economias de escala, faz-se necessário avaliar os retornos de escala (RE), a partir da expressão definida em Mydland, Haugom e Lien (2018), conforme segue:

$$RE = \frac{1}{\varepsilon_i + \varepsilon_j} \quad (4)$$

Na equação (4), ε_i e ε_j são as elasticidades de custo em relação aos produtos i e j . Dessa forma, quando RE assume valores maiores, iguais ou menores que um, têm-se retornos de escala crescentes, constantes ou decrescentes, respectivamente, considerando a produção conjunta dos produtos da empresa.

De acordo com Albuquerque (1987), a introdução do índice t na função de custo *translog* busca captar os efeitos de mudança tecnológica (MT) na produtividade do setor em análise. Assim, conforme Mydland, Haugom e Lien (2018), a MT pode ser avaliada de acordo com a seguinte equação:

$$MT = - \frac{\partial \ln C}{\partial t} \quad (5)$$

Na equação (5), $\frac{\partial \ln C}{\partial t}$ é a derivada de primeira ordem da função *translog* em relação ao tempo. Dessa forma, se MT assume valores maiores, iguais ou menores que zero, significa que existe mudança tecnológica positiva, neutra ou negativa, respectivamente.

Filippini (1996) define o conceito de economia de tamanho (ET) como o inverso da elasticidade de custo, conforme segue:

$$ET = \frac{1}{\frac{\partial \ln C}{\partial \ln y}} = \frac{\partial \ln y}{\partial \ln C} \quad (6)$$

Portanto, quando houver economias de escala, o valor de ET será maior que 1, havendo economias de tamanho, ou seja, o aumento no custo permitiria elevação na produção mais do que proporcional. Por outro lado, quando houver deseconomias de escala, o valor de ET será menor que 1 e, portanto, haverá deseconomias de tamanho, ou seja, elevação no custo vai permitir aumentos menos que proporcionais na produção. Por fim, caso ET seja igual a 1, não existem nem economias nem deseconomias de tamanho.

Logo, o que se observa é que os conceitos de economia de tamanho e economia de escala estão relacionados. No entanto, é importante destacar que a apresentação e a discussão do conceito de economia de tamanho são interessantes porque, dados os preços dos fatores de produção, ocorrerão economias de tamanho apenas se o aumento dos fatores de produção proporcionar elevação mais do que proporcional na produção. Dessa forma, tal resultado confirmaria a existência de rendimentos crescentes de escala no setor, ocorrendo o inverso, ou seja, deseconomias de tamanho, quando o aumento dos fatores de produção proporciona elevação menos do que proporcional na produção, sendo a situação de rendimentos decrescentes de escala.

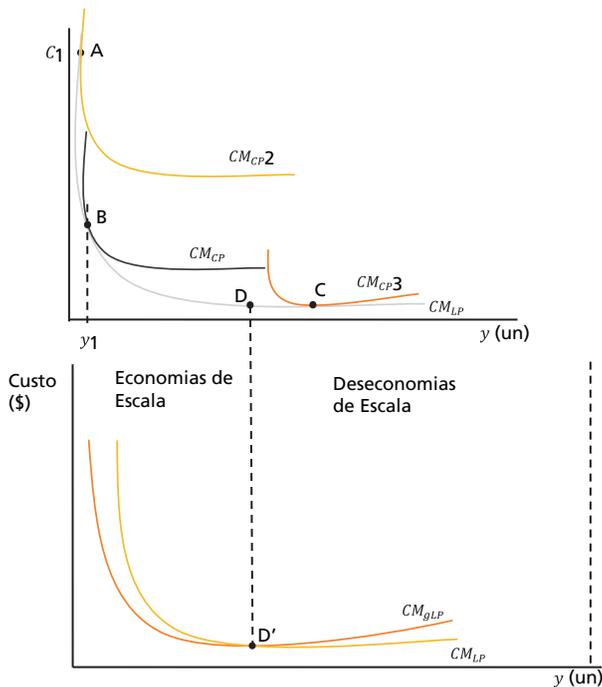
Graficamente, tais medidas podem ser analisadas por meio das curvas de custo médio de longo prazo (CM_{LP}), que foram utilizadas neste trabalho, visto que o período analisado foi de dez anos. As relações entre as curvas de custo de curto prazo com a curva de custo de longo prazo podem ser visualizadas na figura 1, supondo uma função de custo *translog*.

Portanto, no longo prazo, a planta de produção pode ter qualquer tamanho. Assim, a curva de CM_{LP} equivale a uma envoltória de n curvas de custo médio de curto prazo (CM_{CP}), caracterizando então as várias possibilidades de variação da produção no longo prazo (Rasmussen, 2010).

A ideia da envoltória pode ser mais bem explicada ao tomar o ponto B da figura 1, pertencente à CM_{CP1} . Ele representa o menor custo possível para se produzir a quantidade de produto y_1 por meio da planta de custo CM_{CP1} . Dessa forma, tal combinação y_1/CM_{CP1} representa um ponto na curva de CM_{LP} . De maneira análoga, são definidos os demais pontos da CM_{LP} .

Além disso, as curvas de custo médio apresentam formato em U, o que caracteriza a presença de economias ou deseconomias de escala (tamanho). Ou seja, uma empresa operando à esquerda do ponto mínimo da curva de custo médio apresenta economias de escala (tamanho), uma vez que seus custos médios caem à medida que a produção aumenta. Do contrário, ao operar do lado direito do ponto mínimo, a empresa apresenta deseconomias de escala (tamanho), com os custos médios aumentando à medida que a produção aumenta. Essas regiões encontram-se delimitadas na figura 1 pelo ponto D'.

FIGURA 1
Dedução das curvas de custo de longo prazo



Fonte: Rasmussen (2010).

Elaboração dos autores.

Obs.: Adaptado para a função *translog*.

Assim, empresas que no longo prazo estejam apresentando economias de escala vão obter redução nos seus custos médios, sendo válido, portanto, aumentar ainda mais a sua produção, uma vez que, nessas condições, a empresa estará apresentando também economias de tamanho (Rasmussen, 2010).

4 METODOLOGIA

A estimação de uma função de custos exige a especificação de determinada forma funcional que melhor se ajuste aos dados disponíveis e satisfaça as características de tal função.

Neste estudo, utilizaram-se, como variável dependente, os custos operacionais das empresas de distribuição de energia elétrica. Por sua vez, como variáveis independentes, utilizaram-se os produtos, que foram o número de consumidores na área de concessão de cada distribuidora e o tamanho de rede de distribuição, além do tempo, inserido com o objetivo de capturar os efeitos de mudanças tecnológicas

A determinação das variáveis para a função utilizou como base o trabalho de Mydland, Haugom e Lien (2018). Os autores estudaram o setor de distribuição de energia elétrica da Noruega por meio da estimação de função de custo *translog*, tendo como variável dependente o custo total das empresas, como produtos, o número de consumidores e o comprimento total de rede, além do termo de tempo e outras oito variáveis ambientais de controle, que incluíam, entre outras, relevo médio do terreno e proporção de áreas de florestas. O total de empresas analisadas foi 133, com dados do período entre 2000 e 2013.

Sobre a adaptação da metodologia do referido estudo para este trabalho, é importante tecer algumas considerações. Primeiro, ao não se utilizarem os preços dos fatores na estimativa da função de custo *translog*, considera-se que tais preços são fixos, sendo o custo dependente apenas do nível de produto da firma. A justificativa dos autores para essa abordagem deve-se ao fato de que o órgão regulador do setor na Noruega define os custos operacionais eficientes das empresas a partir dessa suposição. A vantagem dessa abordagem é que, conforme destaca Varian (1992), é possível então traçar gráficos muito úteis para a análise da relação entre produção e custo. Por outro lado, problemas de estimativas decorrentes da existência prática de preços variáveis para os fatores de produção no setor podem ser mitigados, conforme destacam Mydland *et al.* (2020), pela incorporação da variável de tendência de tempo no modelo (t), conforme feito neste estudo. Ademais, conforme destacam Mydland, Haugom e Lien (2018), possíveis variações de preço entre as empresas podem ser consideradas incluindo variáveis ambientais (de controle) para incorporar a heterogeneidade entre as firmas.

Assim, foram utilizadas as seguintes variáveis quantitativas de controle que podem influenciar na definição dos custos operacionais da atividade de distribuição, quais sejam: perdas técnicas no sistema de distribuição, salários pagos na área de concessão para a atividade de distribuição e o índice de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Ademais, utilizaram-se duas classes de variáveis qualitativas: i) a primeira, com o objetivo de caracterizar o tamanho da empresa, conforme classificação de tamanho, proposta pela Aneel (2011), e que tem como base o valor da energia consumida na área de concessão; e ii) a segunda, que procura captar os efeitos da localização das empresas em cada subsistema, conforme classificação determinada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Ainda sobre a adaptação do modelo de Mydland, Haugom e Lien (2018) para a realidade brasileira, tem-se que o modelo regulatório no Brasil assume que os custos operacionais eficientes podem ser medidos apenas pelos seus produtos, conforme constava do submódulo 2.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), aprovados por meio da Resolução Normativa da Aneel nº 660, de 28 de abril de 2015, vigente à época em que foi desenvolvida a pesquisa (Brasil, 2015).

Com relação ao preço dos insumos, deve-se destacar que as variáveis ambientais utilizadas não são os únicos fatores que determinam os preços dos fatores, os quais apresentam mudanças nos seus preços relativos. No entanto, no caso brasileiro, a remuneração pelos insumos se dá de forma uniforme, haja vista que os preços dos fatores que são reconhecidos e que podem ser remunerados via tarifa são aqueles que constam na Base de Remuneração de Ativos (BAR).

Também, deve-se considerar que, de forma geral, o serviço de distribuição possui grande parte dos ativos instalados por um longo período, cujos valores já foram devidamente depreciados na sua totalidade (ou na sua maior parte), mas permanecem em operação até o fim da vida útil e não compõem a base de remuneração das distribuidoras. Dessa forma, dadas as justificativas apontadas, assumiu-se que as variáveis de produto tamanho de rede (comprimento total da rede) e número de unidades consumidoras, sem a incorporação dos preços dos fatores de produção, poderiam ser utilizadas para a determinação dos custos operacionais das empresas do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro.

4.1 Modelo empírico

Dessa forma, com base nas variáveis definidas, a equação geral do modelo na forma *translog* assumirá a seguinte especificação:⁵

5. Por simplificação, foram omitidos os índices *i* (que caracterizam as unidades de corte transversal) e *t* (referentes a unidades temporais) das variáveis, os quais caracterizam modelos com estruturas de dados em painel.

$$\begin{aligned}
\ln C = & \alpha_0 + \alpha_N \ln N + \alpha_Q \ln Q + \alpha_t \ln t + \frac{1}{2} \alpha_{NN} (\ln N)^2 + \frac{1}{2} \alpha_{QQ} (\ln Q)^2 \\
& + \frac{1}{2} \alpha_{tt} (t)^2 + \alpha_{NQ} \ln N \ln Q + \alpha_{Nt} \ln N t + \alpha_{Qt} \ln Q t \quad (7) \\
& + \beta_1 FEC + \beta_2 \text{Salário} + \beta_3 DUM_{tam} + \beta_4 Perdas \\
& + \beta_5 i DUM_{sub-i}
\end{aligned}$$

Na equação (7), N e Q são os produtos, sendo, respectivamente, tamanho da rede e número de unidades consumidoras; e t é a variável de tempo. As variáveis FEC , Salário , DUM_{tam} , $Perdas$, e DUM_{sub-i} são as demais variáveis de controle e correspondem, respectivamente, ao número de desligamentos por ano e por unidade consumidora, à média de salários pagos na atividade de manutenção de redes de energia, ao tamanho da empresa conforme classificação da Aneel (2011), às perdas técnicas nos sistemas de distribuição de energia e à localização da distribuidora nos subsistemas.

Em relação aos produtos, o tamanho de rede é a medida em quilômetros do conjunto de cabos visíveis fixados em torres de metal responsáveis pelo transporte da eletricidade desde a usina até as unidades consumidoras. Esse conjunto de cabos e torres é denominado rede de transmissão de energia elétrica. Por sua vez, o número de unidades consumidoras, medido em unidades, é o conjunto de instalações/equipamentos elétricos caracterizados pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor (Arsesp, 2023).

A variável FEC tenta captar os efeitos de variáveis que afetam as redes de distribuição e que influenciam os custos operacionais das distribuidoras, como índices pluviométricos, descargas elétricas, ação de terceiros e até manutenções programadas. Assim, a FEC representa a frequência de desligamentos por ano e por unidade consumidora de determinada distribuidora. Logo, espera-se que a relação dessa variável com os custos operacionais seja negativa, ou seja, empresas que apresentam menor valor de FEC despendem maior valor na prevenção de fatores que causam esses desligamentos e, portanto, elevam o seu custo operacional.

Com relação aos salários, essa variável corresponde à média dos salários pagos na área de concessão que exercem a atividade de distribuição de energia elétrica, conforme a Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE). Ela tem como objetivo obter os efeitos dos gastos com mão de obra nos custos operacionais das distribuidoras, o que também afeta positivamente os custos operacionais das empresas distribuidoras.

Com relação à variável *dummy* que caracteriza o tamanho da empresa, tal classificação de tamanho, proposta pela Aneel (2011), tem como base o valor da

energia consumida na área de concessão. Conforme o ciclo de revisão tarifária de 2011 a 2014, a Aneel (2011) considera como empresas pequenas aquelas em que o consumo anual era inferior a 1 TW e como empresas grandes aquelas que possuíam consumo de energia anual superior a 1 TW. Assim, espera-se que os custos operacionais sejam afetados positivamente com relação ao tamanho das empresas, sendo que, na equação (7), a referida *dummy* assumirá o valor 1 para empresas classificadas como grandes.

A variável de perdas técnicas foi utilizada com o objetivo de medir os efeitos do combate a essas perdas no sistema de distribuição para os custos operacionais das empresas distribuidoras de energia. Por determinações regulatórias, as perdas nos sistema de distribuição devem atender a limites máximos, e, portanto, subentende-se que para atingir tais valores as empresas devem despende mais recursos, afetando positivamente os seus custos operacionais. Tais perdas são medidas em megawatt-hora (MWh).

Com relação às *dummies* de subsistemas, é necessário esclarecer que representam a subdivisão do Sistema Interligado Nacional (SIN) em regiões onde ocorrem a produção e a transmissão de energia elétrica, bem como diferem da divisão territorial geográfica do Brasil. O subsistema 1 é composto pelos estados do Pará, Amazonas, Tocantins, Amapá e Maranhão; o subsistema 2 é constituído pelos estados da região Nordeste, com exceção do Maranhão; o subsistema 3 é formado pelos estados das regiões Sudeste e Centro-Oeste, além dos estados do Acre e Rondônia; e o subsistema 4 consiste nos estados do Sul do país. O estado de Roraima não está incluído em nenhum subsistema, haja vista que a energia elétrica consumida nos seus municípios é proveniente de usinas locais, que não estão interligadas ao SIN, e da Venezuela (Brasil, 2017). Para fins de estimação, a variável *dummy* correspondente ao subsistema 4 foi utilizada como base. Destaca-se que o objetivo dessas variáveis qualitativas é verificar se a localização da concessão, em um país de tamanho continental como o Brasil, teria impacto nos custos operacionais das distribuidoras.

A estrutura de dados utilizada neste trabalho é em painel, por isso se espera que os termos de erro apresentem correlação contemporânea, ou seja, os erros referentes à uma unidade i no tempo t , muito provavelmente estarão correlacionados com uma determinada unidade j no mesmo instante de tempo. Além disso, espera-se que os modelos de dados com estrutura em painel apresentem painéis heterocedásticos, em que a variância do erro difere de uma unidade para outra.

Para a correção dos problemas de heterocedasticidade, a correlação contemporânea dos erros e a correlação serial de dados, é possível utilizar o *modelo de regressões*

aparentemente não correlacionados, do inglês *seemingly unrelated regression* (SUR),⁶ que utiliza o método dos mínimos quadrados generalizados (MQG) para fornecer os melhores estimadores não viesados.

No entanto, conforme Beck e Katz (1995), as estimações baseadas em MQG em amostras nas quais o número de indivíduos é muito grande e o número de unidades de tempo é reduzido – ou seja, que consomem muitos graus de liberdade – tendem a produzir parâmetros pouco fidedignos ao modelo. Esse tipo de amostra é o caso deste trabalho. Assim, os autores propõem o método dos MQOs com painéis corrigidos para erros-padrão, do inglês *panel corrected standard errors* (PCSE). Tal procedimento mantém os mesmos valores dos coeficientes estimados pelo MQO, embora promova correção na estimação dos erros-padrão e, conseqüentemente, melhora da precisão na determinação dos intervalos de confiança.⁷

Adkins e Hill (2011), com base em Beck e Katz (1995), orientam utilizar o método PCSE sempre que o número de intervalos de tempo for pequeno diante do número de unidades, uma vez que esse método responde pelas mesmas suposições típicas do modelo SUR.

Assim, foram definidos dois modelos para avaliar o poder explicativo do comportamento dos custos operacionais em relação aos produtos e às variáveis de controle. O modelo 1 (*translog*) é aquele expresso pela equação (7). O modelo 2 (Cobb-Douglas), por sua vez, corresponde a uma função de custo do tipo Cobb-Douglas, a qual se obtém a partir da equação (7), conforme Christensen e Greene (1976), igualando a zero os coeficientes dos termos quadráticos e dos termos cruzados. Assim, a equação para o modelo 2 assume o seguinte formato:

$$\ln C = \alpha_0 + \alpha_N \ln N + \alpha_Q \ln Q + \alpha_t \ln t + \beta_1 FEC + \beta_2 \text{Salário} + \beta_3 DUM_{tam} + \beta_4 Perdas + \beta_{5i} DUM_{sub} \quad (8)$$

Após as estimativas dos modelos, foram então desenvolvidas as análises referentes tanto às elasticidades de custo médias para cada produto quanto às economias de escala, conforme equação (3). Além disso, analisaram-se os retornos à escala, os efeitos de mudanças tecnológicas e a economia de tamanho do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, usando as equações definidas em (4), (5) e (6), respectivamente.

Por fim, foram então estimadas as curvas de custos operacionais média e marginal do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro.

6. Para mais detalhes do SUR, ver Zellner (1962).

7. Mais detalhes do método e sua validação pelo experimento de Monte Carlo encontram-se em Beck e Katz (1995).

4.2 Fonte de dados

Para o desenvolvimento da pesquisa foram utilizados os dados compreendidos entre 2007 e 2016 das empresas de distribuição de energia elétrica que se encontravam operando no Brasil durante este período. Foram analisadas 54 distribuidoras, de um total de 64 distribuidoras. A seleção das distribuidoras usadas no estudo e o período analisado se deve ao fato de que nem todas as empresas dispunham de todos os dados utilizados na pesquisa. Além disso, nem todos os dados analisados na pesquisa abrangiam um período superior a 2016. Portanto, foram selecionadas as distribuidoras que apresentavam a totalidade dos dados analisados no estudo entre 2007 e 2016.

Os dados relativos a custos operacionais, perdas técnicas, tamanho de rede e lista de municípios atendidos pelas empresas de distribuição de energia elétrica foram extraídos dos dados disponibilizados pela Aneel por ocasião da realização da Audiência Pública nº 52/2017, na qual foi debatida a nova metodologia de cálculo dos custos operacionais eficientes das empresas de distribuição de energia elétrica dos seus respectivos ciclos de revisão tarifária. Esses dados encontram-se disponíveis em Aneel (2017).

Os dados relativos ao consumo de eletricidade por parte das distribuidoras e da FEC foram extraídos, respectivamente, do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado (Samp) e dos relatórios de indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, ambos disponíveis em Aneel (2024).

Os salários médios pagos na atividade de distribuição de energia elétrica, medidos em reais, foram obtidos por meio da Relação Anual de Informações Sociais (Rais), por intermédio do primeiro autor deste artigo, servidor da Aneel. Essa relação refere-se à média de salário paga na atividade de distribuição de energia elétrica, conforme classificação do CNAE 3514-00/2000, que compreende a operação e a manutenção de redes de distribuição de energia elétrica e atividades de medição de consumo, quando executada por empresa de distribuição de energia elétrica, e 4221-9/2003, que engloba atividades de manutenção de redes de distribuição de energia elétrica executadas por empresa não produtora ou distribuidora de energia elétrica.

As *dummies* de subsistema foram criadas para avaliar o impacto no custo operacional da localização da distribuidora dentro de cada subsistema. A classificação dos subsistemas foi retirada do Boletim Mensal de Monitoramento do Setor Elétrico do Ministério de Minas e Energia – MME (Brasil, 2017). Por sua vez, a classificação referente à *dummy* de tamanho das empresas foi feita com base em Aneel (2024).

Por fim, destaca-se que os dados dos custos operacionais e de salários foram deflacionados pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), com data-base de dezembro de 2016.⁸

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Análise descritiva

A tabela 1 apresenta as estatísticas descritivas gerais das variáveis utilizadas nesta pesquisa.

TABELA 1
Estatísticas descritivas da pesquisa referente ao setor de distribuição de energia elétrica brasileiro (2007-2016)

| Variáveis | Mínimo | Máximo | Média | Desvio-padrão | CV |
|-----------------------|----------|--------------|------------|---------------|------|
| CO (R\$ 1 mil) | 1.719,86 | 2.730.512,83 | 375.025,18 | 477.222,10 | 1,27 |
| UC (Un) | 2.318 | 8.260.038 | 1.280.268 | 1.652.906 | 1,29 |
| Rede (km) | 45,65 | 505.891,80 | 57.112,98 | 82.001,92 | 1,44 |
| Salário (R\$) | 1.881,83 | 13.629,61 | 4.936,00 | 2.141,45 | 0,43 |
| FEC (Desligamento/Un) | 1,03 | 56,95 | 12,30 | 10,23 | 0,83 |
| Perda (Mwh) | 498,00 | 4.186.152,15 | 599.527,55 | 776.617,01 | 1,30 |
| Subsistema 1 | 0 | 1 | 0,09 | - | - |
| Subsistema 2 | 0 | 1 | 0,17 | - | - |
| Subsistema 3 | 0 | 1 | 0,48 | - | - |
| Subsistema 4 | 0 | 1 | 0,26 | - | - |
| TA (%) | 0 | 1 | 0,59 | - | - |

Elaboração dos autores.

Obs.: CV – coeficiente de variação; CO – custos operacionais; Un – unidades consumidoras; e TA – tamanho das empresas, de acordo com Aneel (2011), sendo que 0 representa empresas pequenas (consumo anual menor que 1 TWh) e 1, empresas grandes (consumo anual maior que 1 TWh).

Conforme observado na tabela 1, o setor elétrico brasileiro apresenta grande variação de valores em todos os dados apresentados, o que implica algumas particularidades quando comparadas ao setor de outros países, como Noruega e Itália. Essa grande variabilidade de valores das empresas que compõem o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro pode ser comprovada quando, por exemplo, observa-se o número de unidades consumidoras, com a coexistência de valores como 2.318 e 8.260.038. Tal variabilidade da quantidade de unidades consumidoras pode ser comprovada pelo valor do CV⁹ de 1,29. Tal variação entre os dados da amostra se reflete também nos custos operacionais, na rede e nas perdas técnicas, que possuem valor do CV de 1,27; 1,44; e 1,30, respectivamente.

8. Disponível em: <https://bit.ly/2Gm0L3p>. Acesso em: 15 mar. 2018.

9. Quanto mais próximo de zero o valor do coeficiente, menor a variabilidade dos dados.

Outras variáveis estudadas para avaliar o impacto nos custos operacionais das distribuidoras de energia elétrica, mas que não estão ligadas necessariamente ao tamanho da empresa, possuem variabilidade menos acentuada. Esse foi o caso da FEC, que procura medir efeitos ambientais que impactam os custos operacionais das distribuidoras, cujo CV foi de 0,83, e da variável que representa a média de salários pagos na área de concessão na atividade de distribuição, cujo CV foi de 0,43.

Com relação às variáveis de subsistema, percebe-se que a distribuição das empresas ao longo deles não se dá de maneira uniforme. Enquanto 48% das empresas constantes da amostra encontram-se situadas no subsistema 3, apenas 9% estão situadas no subsistema 1. As demais encontram-se inseridas nos subsistemas 2 e 4, com 17% e 26%, respectivamente.

Quanto ao tamanho da empresa, de acordo com a classificação da Aneel (2011), 59% são classificadas como empresas grandes (consumo superior à 1 TWh de energia por ano) e 41% como empresas pequenas (consumo inferior à 1 TWh de energia por ano).

Para analisar a evolução das variáveis quantitativas da tabela 1 ao longo do período entre 2007 e 2016, apresentam-se na tabela 2 os valores médios dessas variáveis para cada ano considerado.

Ao analisar a evolução dos dados da pesquisa, percebe-se que a média do custo operacional das distribuidoras de energia elétrica foi aumentando gradativamente ao longo do período entre 2007 e 2013 (aumento de aproximadamente 9%). No entanto, no ano de 2014, houve queda na média do custo operacional em relação ao ano anterior de aproximadamente 3%, sendo que, nos anos subsequentes, as reduções anuais foram de 2% e 1%. Tais reduções podem estar ligadas à edição da Medida Provisória (MP) nº 579/2012 (Brasil, 2012), convertida na Lei nº 12.783/2013, que buscou reduzir as tarifas de energia elétrica em aproximadamente 20%. Nesse sentido, as empresas de distribuição de energia elétrica precisaram se adaptar a essa nova realidade, sendo que a busca pela redução dos custos operacionais pode ter sido uma opção.

Quanto ao setor de distribuição, uma das medidas impactantes determinadas pela MP nº 579/2012 foi a que obrigava as empresas distribuidoras a assumirem o risco hidrológico, ou seja, o risco do impacto causado pela falta de chuvas no funcionamento das usinas hidrelétricas. Tal medida criou sérias dificuldades para as concessionárias de distribuição nos anos subsequentes a 2013, haja vista que o aumento dos custos de aquisição de energia junto às usinas termelétricas, em virtude dos baixos índices pluviométricos registrados no Brasil, não foi repassado totalmente para as tarifas de energia. Assim, o objetivo de não impactar os índices de inflação gerou desequilíbrio no fluxo de caixa das empresas de distribuição (Souza e Hollanda, 2014). Nesse aspecto, é importante esclarecer que os custos de

aquisição de energia são computados em separado dos custos operacionais das distribuidoras e refletidos nas tarifas de energia também de forma separada. Enquanto a Parcela A constitui os custos com as obrigações contratuais das distribuidoras de energia (como as obrigações com a compra de energia elétrica), a Parcela B reflete os custos que são gerenciáveis pelas distribuidoras (como os custos operacionais).

TABELA 2

Evolução da média anual para os dados da pesquisa referente ao setor de distribuição de energia elétrica brasileiro (2007-2016)

| Ano | CO (R\$ 1 mil) | UC (Un) | Rede (km) | Salário (R\$) | FEC (desligamento/Un) | Perda (MWh) |
|------|----------------|-----------|-----------|---------------|-----------------------|-------------|
| 2007 | 359.812,10 | 1.097.161 | 46.933,77 | 4816,74 | 14,61 | 518.729,8 |
| 2008 | 355.342,60 | 1.141.846 | 49.807,00 | 4769,07 | 14,09 | 539.820 |
| 2009 | 366.377,20 | 1.182.367 | 52.422,72 | 4.886,65 | 13,57 | 542.509 |
| 2010 | 379.177,50 | 1.217.530 | 54.762,37 | 4.930,88 | 12,70 | 587.078 |
| 2011 | 378.976,30 | 1.262.251 | 56.926,10 | 4.936,44 | 12,75 | 602.356 |
| 2012 | 393.780,50 | 1.300.092 | 59.134,16 | 4.988,36 | 12,52 | 623.933 |
| 2013 | 394.368,80 | 1.344.012 | 61.150,22 | 5.031,77 | 11,65 | 639.516 |
| 2014 | 380.760,30 | 1.386.490 | 61.617,32 | 5.078,09 | 10,83 | 811.768 |
| 2015 | 371.954,20 | 1.420.613 | 63.280,72 | 4.930,88 | 10,62 | 789.503 |
| 2016 | 369.710,40 | 1.450.215 | 65.095,46 | 4.855,49 | 9,62 | 643.335 |

Elaboração dos autores.

Por isso, acredita-se que, a partir do ano de 2014, houve dispêndios menores por parte das distribuidoras com seus custos gerenciáveis para cobrir despesas com as obrigações contratuais, como as de compra de energia elétrica.

A Parcela A, conforme colocado anteriormente, compõe os custos não gerenciáveis pela distribuidora de energia, como os contratos firmados com compra de energia. Em 2014, quando as baixas aflúências dos rios começaram a demandar o despacho por usinas termelétricas, o impacto já começou a ser sentido pelas distribuidoras. As remunerações dos contratos de fornecimento são feitas de forma mensal, mas os custos a mais para aquisição de energia de usinas térmicas por causa das baixas defluências de vazões só iriam ser reconhecidos nas revisões ordinárias. Assim, como esses custos são obrigatórios, caberia à distribuidora sacrificar os seus custos gerenciáveis de forma a manter o seu nível de serviço.

Mesmo com a implantação do sistema de bandeiras tarifárias, em janeiro de 2015, que sinaliza ao consumidor o acréscimo no valor cobrado pela energia elétrica em função das condições de geração de eletricidade, o repasse é feito respeitando o calendário de revisões tarifárias. Ou seja, o sistema de bandeiras minimiza os impactos nos processos tarifários, evitando a geração de elevadas taxas de aumento nas revisões tarifárias, mas elas recompõem à distribuidora aquilo que foi gasto, e

não o que ainda irá gastar caso os períodos de acionamento de usinas termelétricas perdurem por mais um ciclo tarifário ordinário (anual).

Vale lembrar que, de todo o valor que compõe uma tarifa de energia, em média, apenas 15% é o que remunera a distribuidora pela prestação de serviço e que é por ela administrável, sendo os demais componentes da tarifa de repasse obrigatório. Portanto, tal situação tem reflexo no caixa das empresas e principalmente nos custos que ela pode gerenciar, como os custos operacionais.

Quanto às variáveis de número de unidades consumidoras e tamanho da rede, observa-se que, de acordo com os dados constantes da amostra, as médias dessas variáveis aumentaram em todos os anos, sendo que no período entre 2007 e 2016, o aumento acumulado foi de aproximadamente 32% e 26%, respectivamente.

É importante ressaltar que, apesar de haver aumento do tamanho da rede e do número de unidades consumidoras em todo o período analisado neste estudo, ao se valer dos dados sobre o consumo de energia que se encontram disponibilizados pela Aneel (2024), nota-se que, nos anos de 2015 e 2016, ocorreram quedas nesta variável em comparação aos anos anteriores. Em 2015, a média de consumo foi de 6.149.790 MWh (queda de 0,95% em relação ao ano de 2014, cujo valor havia sido de 6.208.786 MWh). Em 2016, o valor de 5.936.702 MWh representou 3,47% de queda no consumo em relação ao ano de 2015.

Essa queda verificada no consumo de energia está ligada provavelmente aos efeitos da crise econômica vivida pelo Brasil nos anos de 2015 e 2016, devido à estreita ligação entre essa variável e o crescimento econômico, conforme pode ser comprovado em trabalhos como o de Gadelha e Cerqueira (2014). Segundo dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE (2017), esses anos registraram variações do produto interno bruto (PIB) de -3,8% e -3,6%, respectivamente.

Em relação à média de salários pagos na atividade de distribuição, observa-se que houve elevação de aproximadamente 5% no período entre 2007 e 2014. No entanto, de 2015 em diante, verificou-se redução, o que pode ser consequência também da crise econômica no Brasil, a qual provocou diminuição na atividade econômica. Nesse sentido, pode ter ocorrido também substituição de mão de obra própria das empresas por empresas terceirizadas, que é muito comum na atividade de distribuição de energia elétrica, principalmente nas áreas de manutenção de redes.

Na FEC, que é a variável que busca capturar os efeitos de outras variáveis ambientais não observadas na distribuição de energia elétrica, verificou-se que houve reduções dos valores médios ao longo de todo o período analisado. Tais números mostram que a prevenção contra desligamentos no fornecimento de energia elétrica melhorou. Entre 2007 e 2016, o valor médio reduziu de 14,61 para 9,62 (redução de aproximadamente 34%). Conforme já conceituado, a FEC mede a frequência com que acontecem os desligamentos por ano e por unidade consumidora. Logo,

decréscimos nesse valor representam que a distribuidora promoveu ações de prevenção contra desligamentos.

Com relação às variáveis de perdas técnicas, verificaram-se aumentos nos valores médios até o ano de 2014 e uma posterior queda nos anos de 2015 e 2016, sem, no entanto, voltar ao valor inicial da série. As perdas técnicas estão intimamente ligadas ao aumento do tamanho da rede e ao consumo de energia, o qual aumenta o fluxo de eletricidade pelas redes de distribuição. Logo, a queda no consumo de energia nos anos de 2015 e 2016 provavelmente contribuiu também para a diminuição nas perdas técnicas ocorridas nesses anos. Cabe às distribuidoras de energia procurar reduzir os níveis de perdas técnicas de modo a atender às exigências da Aneel.

5.2 Custos operacionais das distribuidoras de energia elétrica no Brasil: determinantes e medidas de elasticidade de custo, economias de escala, retornos de escala e economias de tamanho

Como a estrutura de dados apresentada compõe um painel, é necessário testar se existe correlação contemporânea e heterogeneidade cruzada entre as unidades de seção transversal. Para o primeiro caso, foi aplicado o teste de Breusch-Pagan para a independência transversal nos resíduos de um modelo de regressão de efeito fixo, conforme recomendação feita por Greene (2000). Esse teste apresenta como hipótese nula a ausência de autocorreção entre as unidades de seção transversal; assim, caso esta seja rejeitada, modelos como SUR ou PCSE são apropriados para estimação com o uso dos dados observados. A aplicação do teste revelou o valor da estatística *chi-quadrado* de 2.566,30, associado a um *p*-valor de 0,00, rejeitando a hipótese nula e indicando que há correlação contemporânea entre os erros.

Para testar a existência de heterogeneidade cruzada, foi aplicado o teste de Wald para heterocedasticidade de grupo nos resíduos de um modelo de regressão de efeito fixo, também seguindo as recomendações de Greene (2000). Esse teste apresenta como hipótese nula a variância comum do termo de erro, ou seja, homocedasticidade, contra a hipótese alternativa de heterocedasticidade entre os grupos. O resultado do teste apresentou a estatística *chi-quadrado* de 613,67 e significativa a 1%, rejeitando a hipótese nula e aceitando a hipótese alternativa, concluindo pela presença de heterocedasticidade entre os grupos, a qual é corrigida por meio da aplicação de modelos como SUR ou PCSE.

A partir da equação estimada para os modelos, foram determinadas as equações das elasticidades, que correspondem à derivada do custo em relação ao tamanho da rede e à quantidade de unidades consumidoras. Além disso, foram determinadas e discutidas as economias de escala, os retornos de escala e a economia de tamanho. Por fim, elaborou-se um gráfico do custo operacional médio e marginal em relação

à quantidade de unidades consumidoras e ao tamanho da rede para verificar a existência ou não, na prática, de monopólio natural no setor.

Feitas essas considerações, a tabela 3 apresenta os resultados das estimações das equações de cada modelo usando o método PCSE.

TABELA 3

Resultados da estimação das equações dos modelos da função de custo *translog* para as empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil (2007-2016)

| Coefficiente | Variável | Modelo 1 (<i>Translog</i>) | Modelo 2 (Cobb-Douglas) |
|---------------|------------------------------------|---|----------------------------|
| α_0 | Constante | 1,540669* (0,4534978) | 0,930828* (0,6399898) |
| α_N | <i>ln_tamanho da rede (N)</i> | 0,3656157* (0,0966631) | 0,1202207* (0,0106435) |
| α_Q | <i>ln_unidades consumidoras(Q)</i> | 0,4725665* (0,1249996) | 0,6958016* (0,0159962) |
| α_t | <i>Tempo(t)</i> | -0,0483642* (2,873344) | -0,0209514* (0,0015683) |
| α_{NN} | <i>lnN²</i> | 0,0375102* (0,0148595) | - |
| α_{QQ} | <i>lnQ²</i> | 0,0355451* (0,0136856) | - |
| α_{tt} | <i>t²</i> | -0,0011575** (0,0004798) | - |
| α_{NQ} | <i>lnNlnQ</i> | -0,0743798* (0,028287) | - |
| α_{Nt} | <i>lnNt</i> | -0,0010506 ^{ns} (0,0027815) | - |
| α_{Qt} | <i>lnQt</i> | 0,0038878 ^{ns} (0,0030852) | - |
| β_1 | FEC | 0,005652* (0,0014474) | 0,0060651* (0,0014179) |
| β_2 | Salário | 0,0000838* (6.25e-06) | 0,0000818 * (6.19e-06) |
| β_3 | Tamanho | 0,1300034* (0,0248977) | 0,1398671* (0,028974) |
| β_4 | Perdas técnicas | 5.95e-08* (1.52e-08) | 6.59e-08* (1.06e-08) |
| β_{51} | Subsistema 1 | 0,0824725* (0,030036) | 0,0879751* (0,0324638) |
| β_{52} | Subsistema 2 | -0,1349203* (0,0193742) | -0,1397529* (0,01862) |
| β_{53} | Subsistema 3 | -0,0133236 ^{ns} (0,0124107) | -0,0043727* (0,0121535) |
| R-quadrado | | 0,9841 | 0,9839 |

Elaboração dos autores.

Obs.: 1. Os valores entre parênteses são os erros-padrão das variáveis.

2. Significância: ns – não significativo; * 1%; ** 5%; e *** 10%.

Os resultados das regressões demonstraram elevado ajuste aos dados, conforme pode ser observado pelos valores do R -quadrado. Ou seja, observa-se que os regressores conseguem explicar o comportamento da variável dependente em aproximadamente 98% dos casos.

Após essas considerações, passa-se então a discutir os resultados das estimativas das elasticidades de custo em relação ao tamanho da rede e ao número de unidades consumidoras, utilizando como base os resultados das regressões para os dois modelos.

As tabelas 4 e 5 apresentam os resultados das estimativas anuais das elasticidades de custo médias para cada produto, considerando o modelo 1. Verifica-se que os valores das elasticidades de custo média em relação ao tamanho de rede e ao número de unidades consumidoras praticamente não se alteraram no período analisado, apresentando, em média, valores de 0,1368 e 0,6654, respectivamente. Isso significa que o aumento de 1% no tamanho da rede e no número de unidades consumidoras provocaria elevação média de aproximadamente 0,14% e 0,67%, respectivamente, nos custos operacionais das empresas para o período compreendido entre 2007 e 2016.

TABELA 4

Resultados da estimação das elasticidades de custo médias e economias de escala para o modelo 1 com relação ao tamanho da rede em cada ano analisado (2007-2016)

| Ano | ECR (\mathcal{E}_N) | Desvio-padrão | Mínimo | Máximo | CV | EE _R |
|------|-------------------------|---------------|-----------|-----------|-----------|-----------------|
| 2007 | 0,1337808 | 0,0431048 | 0,0106973 | 0,2144801 | 0,3222047 | 0,866219 |
| 2008 | 0,135199 | 0,0435499 | 0,0098414 | 0,2216156 | 0,322117 | 0,864801 |
| 2009 | 0,1363809 | 0,044222 | 0,0079123 | 0,2268854 | 0,3242536 | 0,863619 |
| 2010 | 0,1373473 | 0,0441724 | 0,0064095 | 0,2279416 | 0,321611 | 0,862653 |
| 2011 | 0,1381394 | 0,0440437 | 0,0040526 | 0,2290815 | 0,3188352 | 0,861861 |
| 2012 | 0,1389917 | 0,044257 | 0,0029768 | 0,2314972 | 0,3184147 | 0,861008 |
| 2013 | 0,1387445 | 0,0447893 | 0,0007795 | 0,2333542 | 0,3228186 | 0,861256 |
| 2014 | 0,1361611 | 0,0461683 | 0,0008158 | 0,2341323 | 0,3390711 | 0,863839 |
| 2015 | 0,1363754 | 0,0461379 | 0,0002088 | 0,2323695 | 0,3383154 | 0,863625 |
| 2016 | 0,1366903 | 0,0469555 | 0,0040999 | 0,2375564 | 0,3435174 | 0,863310 |

Elaboração dos autores.

Obs.: ECR – elasticidade de custo média em relação ao tamanho da rede; e EE_R – economia de escala definida pela equação (3).

No modelo 2, o valor da elasticidade de custo relacionada ao tamanho da rede é constante para todos os anos e igual ao valor do coeficiente α_N , relacionado à variável $\ln N$. Dessa forma, o aumento de 1% no tamanho da rede provoca elevação de 0,12% no custo total para o modelo 2.

Assim, nota-se que o sinal e o valor dessa elasticidade são condizentes com o que se espera do seu impacto no custo operacional das empresas, sendo a sua magnitude próxima para os quatro modelos. Concomitantemente, os trabalhos de Filippini (1996) e Mydland, Haugom e Lien (2018), que utilizaram o tamanho da rede como um produto nas funções de custo estimadas, também identificaram sinal positivo e valor inferior à unidade para a elasticidade de custo em relação ao referido produto. Nesses trabalhos, os valores das elasticidades de custo em relação ao tamanho da rede foram de 0,37 e 0,13, respectivamente.

TABELA 5

Resultados da estimação das elasticidades de custo médias e economias de escala para o modelo 1 com relação ao número de unidades consumidoras em cada ano analisado (2007-2016)

| Ano | ECC (E_Q) | Desvio-padrão | Mínimo | Máximo | CV | EE _c |
|------|---------------|---------------|-----------|-----------|---------|-----------------|
| 2007 | 0,6688327 | 0,0430501 | 0,5883597 | 0,7831840 | 0,06437 | 0,33117 |
| 2008 | 0,667322 | 0,0435024 | 0,5811418 | 0,7839498 | 0,06519 | 0,33268 |
| 2009 | 0,666058 | 0,0441543 | 0,575765 | 0,7857918 | 0,06629 | 0,33394 |
| 2010 | 0,6649967 | 0,0441031 | 0,5745619 | 0,7872262 | 0,06632 | 0,335 |
| 2011 | 0,6641225 | 0,0439427 | 0,5732493 | 0,7894774 | 0,06617 | 0,33588 |
| 2012 | 0,6631941 | 0,0441035 | 0,5707074 | 0,7904845 | 0,0665 | 0,33681 |
| 2013 | 0,6633524 | 0,044647 | 0,5687392 | 0,7925836 | 0,06731 | 0,33665 |
| 2014 | 0,6658173 | 0,0460678 | 0,5678586 | 0,7925295 | 0,06919 | 0,33418 |
| 2015 | 0,6655409 | 0,0459829 | 0,569506 | 0,7931018 | 0,06909 | 0,33446 |
| 2016 | 0,6651735 | 0,0467797 | 0,5643695 | 0,7973153 | 0,07033 | 0,33483 |

Elaboração dos autores.

Obs.: ECC – elasticidade de custo média em relação ao número de consumidores; e EE_c – economia de escala definida pela equação (3).

De maneira análoga, o coeficiente α_Q , ligado à variável \ln_Q , representa o valor da elasticidade de custo em relação ao número de unidades consumidoras – e, no caso do modelo 2, corresponde a 0,6958. Esse valor indica que o aumento de 1% na quantidade de unidades consumidoras eleva em 0,6958% os custos operacionais das empresas de distribuição de energia elétrica. Assim como já ocorrido para a elasticidade de custo em relação ao tamanho da rede, também para o número de consumidores os valores de elasticidade são próximos para os dois modelos. É esperado também, para a elasticidade de custo em relação ao número de consumidores, um valor positivo e menor que a unidade. Tal resultado encontra-se condizente com o que foi encontrado no trabalho de Mydland, Haugom e Lien (2018), que utilizaram a quantidade de unidades consumidoras como um dos produtos da função de custo estimada.

Outra interpretação importante em relação aos valores das elasticidades é que o aumento no custo é menos do que proporcional à elevação do tamanho da rede e do número de unidades consumidoras, o que indicaria a presença de economias

de escala no setor. Tal comportamento tem como consequência a produção de custos operacionais médios decrescentes, o que demonstra uma das características de monopólio natural.

Isso é confirmado pelos valores médios para o período analisado das economias de escala relativas ao tamanho da rede (EE_R) e ao número de unidade consumidoras (EE_C) que foram de, respectivamente, 0,86 e 0,33. Dessa forma, o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro apresentou economias de escala para os dois produtos analisados.

A partir dos dados da pesquisa e dos resultados da estimação dos coeficientes para os dados do modelo 1, é possível avaliar os valores das elasticidades de custo para diferentes níveis dos produtos. As tabelas 6 e 7 apresentam, respectivamente, os valores das elasticidades de custo para intervalos de níveis diferenciados de tamanho de rede e número de unidades consumidoras, determinados a partir dos seus percentis.

Verifica-se, pelos valores apresentados nas tabelas 6 e 7, que as elasticidades de custo para os dois produtos não apresentam grandes variações quando se comparam à média das elasticidades de toda a amostra – 0,14 para o tamanho da rede e 0,67 para o número de unidades consumidoras.

Com relação aos dados da tabela 6, verifica-se que as companhias com menores tamanho de rede apresentam a menor elasticidade, com valor de 0,09, abaixo da média total da amostra. Provavelmente isso se deve ao fato de que há empresas com valor de extensão de rede até 1.259 km que apresentam capacidade ociosa, conforme apontado por Mydland, Haugom e Lien (2018), que também encontraram valores mais baixos de elasticidade em companhias com menores tamanhos de rede.

TABELA 6

Valores de elasticidade de custo média para diferentes níveis de tamanho de rede para empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil (2007-2016)

| Intervalo | Intervalo (%) | Média | Desvio-padrão | Mínimo | Máximo |
|-----------------|---------------|----------|---------------|-----------|-----------|
| 0-1.253 | 0 a 10 | 0,093956 | 0,0316645 | 0,057812 | 0,1634065 |
| 1.254-2.287 | 10 a 20 | 0,143779 | 0,0436535 | 0,077804 | 0,2127055 |
| 2.288-4.802 | 20 a 30 | 0,150640 | 0,0319977 | 0,109130 | 0,2024899 |
| 4.803-8.543 | 30 a 40 | 0,145038 | 0,0234958 | 0,098853 | 0,1831978 |
| 8.544-26.605 | 40 a 50 | 0,110320 | 0,0384375 | 0,058159 | 0,1696694 |
| 26.606-51.142 | 50 a 60 | 0,105138 | 0,0646765 | -0,004099 | 0,2144801 |
| 51.143-65.695 | 60 a 70 | 0,135423 | 0,042683 | 0,066318 | 0,2279416 |
| 65.696-92.717 | 70 a 80 | 0,169180 | 0,0330828 | 0,099027 | 0,2375564 |
| 92.718-13.098 | 80 a 90 | 0,149759 | 0,0248474 | 0,100460 | 0,2103134 |
| 136.099-505.892 | 90 a 100 | 0,164573 | 0,020715 | 0,132876 | 0,215490 |

Elaboração dos autores.

TABELA 7

Valores de elasticidade de custo média para diferentes níveis de unidades consumidoras para empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil (2007-2016)

| Intervalo | Intervalo (%) | Média | Desvio-padrão | Mínimo | Máximo |
|---------------------|---------------|----------|---------------|----------|-----------|
| 0-29.220 | 0 a 10 | 0,684156 | 0,0597861 | 0,598846 | 0,7506773 |
| 29.221-44.847 | 10 a 20 | 0,665676 | 0,0376339 | 0,561027 | 0,7484825 |
| 44.848-105.825 | 20 a 30 | 0,678494 | 0,0331068 | 0,623081 | 0,728249 |
| 105.826-198.182 | 30 a 40 | 0,666214 | 0,0184458 | 0,628471 | 0,703019 |
| 198.183-680.233 | 40 a 50 | 0,639308 | 0,0433972 | 0,564369 | 0,729808 |
| 680.234-1.128.238 | 50 a 60 | 0,652071 | 0,0417167 | 0,591895 | 0,728145 |
| 1.128.239-1.451.485 | 60 a 70 | 0,652135 | 0,0370951 | 0,584210 | 0,736671 |
| 1.451.486-2.310.985 | 70 a 80 | 0,666626 | 0,0412508 | 0,606106 | 0,739572 |
| 2.310.986-3.523.543 | 80 a 90 | 0,662587 | 0,0317823 | 0,609330 | 0,726628 |
| 3.523.544-8.260.038 | 90 a 100 | 0,687136 | 0,0611984 | 0,622477 | 0,797315 |

Elaboração dos autores.

No entanto, verifica-se que empresas que possuem comprimento de rede que estejam entre o quinto e o sexto intervalos analisados apresentaram elasticidade de custo média abaixo da média para todo o período. Explicar esse fenômeno merece detalhar mais os dados. Verifica-se que nesses intervalos a Companhia Piratininga de Força e Luz (CPFL Piratininga), a EDP São Paulo, a Eletropaulo e a Companhia Energética de Brasília (CEB) possuem elasticidades de custo em relação ao tamanho da rede menores que 0,10 em todo o período analisado, fazendo com que a média desse grupo seja reduzida.

Ao analisar as características dessas empresas, verifica-se que as áreas de concessão são pequenas e densamente povoadas, com valores acima de 400 habitantes/km² (valor mínimo para a EDP São Paulo em 2007). Uma vez que essas áreas possuem concentração maior de pessoas, não são necessárias grandes extensões de rede, por isso a variação do seu tamanho implicaria um menor aumento no custo operacional.

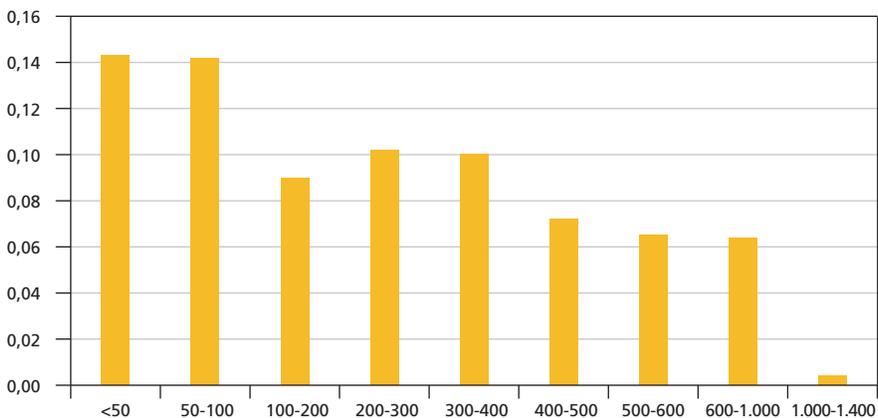
Para confirmar tal hipótese, verifica-se que, no período analisado, as empresas que apresentaram área de concessão com densidade menor do que 400 habitantes/km² possuíam, em média, elasticidade de custo em relação ao tamanho da rede de 0,15, enquanto que, para aquelas com densidade superior a essa referência, o valor da referida elasticidade diminui para 0,05.

O gráfico 1 apresenta os valores da média da elasticidade de custo para o tamanho de rede para diferentes intervalos de densidade populacional. Observa-se que a referida elasticidade diminui à medida que há o aumento da densidade.

Um dos estudos que ajuda a embasar essa conclusão foi o desenvolvido por Caldera e Folloni (2001), em que estudaram o impacto do tamanho e da densidade das áreas de concessão nos custos das empresas distribuidoras de energia da Itália. Apesar de os autores usarem o custo total, demonstraram que empresas as quais atuam em territórios mais densos incorreram em custos menores de estoque de capital, representado no trabalho pelo tamanho da rede. Os autores ainda concluem que áreas menos densas são penalizadas em termos de economias de escala que deixam de ser exploradas.

GRÁFICO 1

Relação da elasticidade de custo média para o tamanho de rede com a densidade populacional das áreas de concessão das distribuidoras de energia elétrica no Brasil (2007-2016)



Elaboração dos autores.

Passando para a elasticidade de custo média em relação ao número de consumidores, verifica-se, pela tabela 7, que os maiores valores se encontram no topo e na base da amostra. Para o primeiro caso, o valor da elasticidade de custo média em relação ao número de consumidores foi de 0,69 para as empresas que possuíam até 29.220 unidades consumidoras. Nesse intervalo, verifica-se que as empresas Força e Luz João Cesa (EFLJC), Departamento Municipal de Energia de Ijuí (Demei) e Mux Energia possuíam elasticidade de custo em relação ao número de consumidores de 0,74, superior à média das demais (0,63), fazendo com que a média do grupo fosse elevada. Tais valores mais elevados podem ser explicados por outros fatores que não apenas ligados ao número de consumidores e devem compreender características específicas das áreas de concessão, que não estão no escopo deste estudo.

Uma possível explicação para esse achado pode ser dada por meio dos estudos feitos por Growitsh, Jasmab e Wetzel (2012), os quais concluíram que quanto

menos urbanizadas as áreas de concessão, maiores serão os custos das distribuidoras de energia. Essas distribuidoras têm como características atender a municípios pequenos do interior dos seus respectivos estados, onde o aumento do número de consumidores é mais lento e, por isso, os valores da elasticidade de custo tendem a ser mais elevados nessa faixa.

Concomitantemente ao trabalho de Mydland, Haugom e Lien (2018), verifica-se que a elasticidade volta a ser superior à média para as empresas que possuem grande número de consumidores, sendo observado neste estudo um valor de 0,69 para as empresas que possuíam mais de 3.523.544 unidades consumidoras. Apesar de os autores não explicarem como tal fenômeno acontece, acredita-se que o aumento de custo, dada a elevação no número de consumidores, é maior porque nesses casos podem existir empresas que possuem redes de energia elétrica mais saturadas. Ademais, deve-se considerar que as áreas com essa quantidade de unidades consumidoras podem vir a apresentar maiores níveis de industrialização e demandar elevada carga para o sistema de energia. Assim, é possível que haja maior necessidade de obras de reforço na rede para atender a essa carga adicional, como a instalação de novas subestações, troca de transformadores, banco de capacitores, entre outros equipamentos.

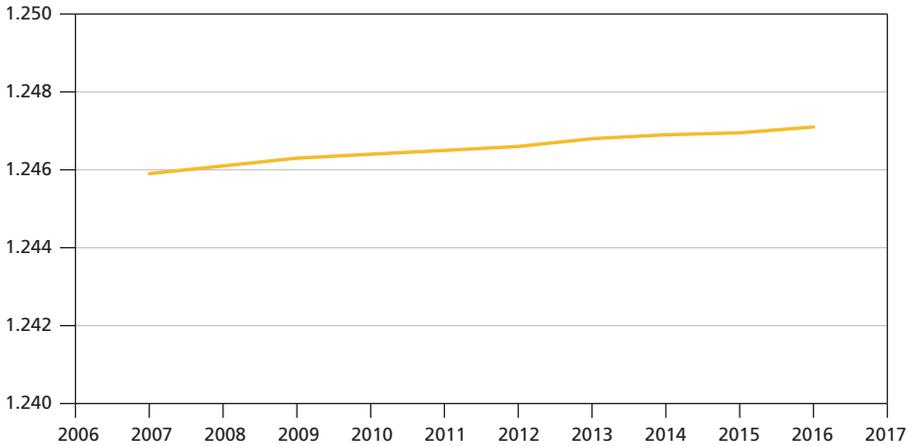
A partir dos resultados da estimação, é possível avaliar os REs, conforme a equação (4). Para o modelo 1, o valor médio dos REs foi de 1,25. Para os modelos 2, 3 e 4, por sua vez, os valores dos REs foram constantes e iguais a 1,19, 1,24 e 1,23, respectivamente.

Os referidos valores comprovam a existência de retornos crescentes de escala para o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, indo ao encontro da premissa de REs não decrescentes do modelo da Aneel (2014) para o cálculo dos custos operacionais eficientes para as empresas distribuidoras de energia. Além disso, esse resultado confirma as conclusões dos estudos de Tannuri-Pianto, Sousa e Arcoverde (2009).

De acordo com os resultados dos REs, ao se avaliarem os valores médios para cada ano da amostra, conforme apresentado no gráfico 2, verifica-se que eles vão aumentando a pequenas taxas. Tal achado se mostra interessante e é semelhante aos resultados encontrados no trabalho de Mydland, Haugom e Lien (2018), que avaliaram os REs do sistema de distribuição de eletricidade da Noruega. Devido à regulação, assim como acontece no Brasil, as concessionárias de distribuição têm estímulos para aumentar a sua eficiência, que acontece a partir da redução dos seus custos, uma vez que a demanda pelos serviços de eletricidade é exógena e não pode ser controlada pelas empresas. Assim, à medida que as empresas vão ficando mais eficientes na aplicação dos seus recursos e reduzindo as suas elasticidades de custo, tem-se aumento dos REs.

GRÁFICO 2

Evolução dos retornos de escala médios anuais para as empresas de distribuição de energia elétrica brasileiras (2007-2016)



Elaboração dos autores.

Seguindo com a interpretação dos coeficientes para as demais variáveis explicativas para os custos operacionais das distribuidoras de energia elétrica, em relação à variável t , sabe-se que a sua adição na função de custo *translog* busca captar os efeitos das MTs ao longo do tempo. De acordo com Mydland, Haugom e Lien (2018), o valor de MT corresponde à $-\partial \ln C / \partial t$, sendo que a parcela $\partial \ln C / \partial t$ é o valor da elasticidade do custo em relação ao tempo e assume valores maiores, iguais ou menores que zero, indicando mudanças técnicas positivas, neutras ou negativas.

De acordo com os resultados da estimação dada nos modelos 1 e 3, os valores médios de MT obtidos a partir da equação (5) são iguais a 0,061 e 0,02, respectivamente. Para os modelos 2 e 4, esses valores são constantes e iguais a 0,061 e 0,02, respectivamente, que são iguais aos valores da variável α_t .¹⁰ Os valores positivos de MT indicam que, em termos gerais, as empresas do setor de distribuição de energia elétrica se tornam mais eficientes ao longo do tempo, uma vez que seus custos diminuiram, na média, para o período estudado. Tal resultado vai ao encontro do que é preconizado no modelo de regulação do tipo *price cap*.

Conforme definido anteriormente, a ET mede a variação do produto em função da variação do custo, sendo o inverso da elasticidade de custo. Assim, a partir da equação (6) e utilizando os resultados do modelo 1, o valor médio da economia de tamanho em relação ao tamanho de rede (ETR) é de 7,32. Já o valor médio de economia de tamanho em relação ao número de unidades consumidoras (ETC) foi

10. Os demais valores que compõem o cálculo de MT para os modelos 2 e 4 mostraram-se não significativos.

de 1,50. O valor de ETR determinado pelos modelos 2 e 3 foi de 6,25, sendo de 8,33 para o modelo 4. Já os valores de ETC para os modelos 2, 3 e 4 foram de 1,45, 1,53 e 1,45, respectivamente.

Os valores de ETR e ETC são maiores que a unidade, o que evidencia a presença de economia de tamanho no setor de distribuição de energia elétrica e, conseqüentemente, confirma a presença de economias de escala. Dados os preços dos fatores, tais resultados reforçam a característica de rendimentos crescentes de escala para o setor de distribuição de energia elétrica.

Com relação às variáveis ambientais, verifica-se que elas assumem valores muito semelhantes nos quatro modelos apresentados, o que demonstra estabilidade nos parâmetros estimados.

O coeficiente β_1 , associado à variável FEC, visa medir o impacto de outras variáveis que afetam a continuidade do fornecimento de energia elétrica nos custos operacionais das distribuidoras, como relevo médio, índices pluviométricos, descargas elétricas, cobertura vegetal, entre outras. Ele se mostrou positivo e significativo a 1% em todos os modelos de regressão estimados, sendo igual a 0,006. Essa relação significa que o aumento de um desligamento por ano e por unidade consumidora implica uma elevação no custo operacional, em média, de 0,6%. Esse resultado aparentemente se apresenta contraditório, uma vez que este índice positivo indica que quanto maior o seu valor, maior será o custo operacional, sendo que a FEC mede a quantidade de vezes por ano que uma unidade consumidora fica sem o fornecimento de energia. Ou seja, frequência maior de desligamentos implicaria um aumento de custos.

Verifica-se escassez de estudos que utilizam o índice FEC para avaliar o impacto nos custos das distribuidoras de energia elétrica, o que dificulta a discussão dos resultados encontrados. O trabalho de Tannuri-Pianto, Sousa e Arcoverde (2009) utiliza a FEC para medir a ineficiência das distribuidoras de energia elétrica e conclui que o sinal da variável é positivo e que o aumento das interrupções sinaliza elevação das ineficiências das distribuidoras de energia. Ressalte-se que esse estudo não tem o mesmo objeto tratado nesta pesquisa. No entanto, levando em consideração que o aumento dos custos pode ser um dos fatores indicativos de maior ineficiência, então o sinal da variável estaria em consonância com o trabalho citado.

Além disso, as interrupções no fornecimento de energia elétrica podem ser causadas por aspectos ambientais, falhas do sistema e atuação de terceiros, ou seja, procedimentos que tendem a aumentar o custo operacional das empresas, e muito provavelmente não estão sob o gerenciamento da distribuidora. Logo, o aumento nessas interrupções pode justificar a melhoria de sistemas de proteção de subestações, redes de energia, podas em árvores, por exemplo, que implicariam maiores custos operacionais.

Ainda sobre a FEC, deve-se destacar que a existência de uma possível causalidade negativa dos custos operacionais com essa variável não seria contemporânea, uma vez que o aumento de tais custos tenderia a reduzir a frequência de desligamentos em períodos futuros. Sendo assim, essa possível endogeneidade da FEC no modelo não traria implicações empíricas relevantes para a estimativa dos custos operacionais realizada.

O coeficiente β_2 , referente à variável salário, apresentou-se positivo e significativo em todos os quatro modelos estimados. Logo, aumento nos salários implicaria elevação nos custos operacionais, ou seja, aumento de R\$ 1,00 no salário produz alta no custo operacional de 0,008%. Considerando o valor do custo operacional na mediana da amostra, que foi de R\$ 266.237.095,98, isso representaria elevação de cerca de R\$ 21.982,65 nos custos operacionais. Em outros trabalhos, como os de Filippini (1996) e Caldera e Folloni (2001), a variável salário é usada como o preço do insumo mão de obra na função de custo para avaliar os custos das distribuidoras de energia, diferentemente deste estudo, que utiliza a variável como *proxy* para avaliar os gastos de mão de obra nos custos operacionais das empresas. No entanto, é interessante observar que o efeito do salário sobre os custos avaliados são os mesmos, ou seja, aumento do salário promove aumento nos custos das empresas.

O coeficiente β_3 procurou avaliar o efeito do tamanho das empresas nos custos operacionais, com as empresas pequenas como grupo de referência. O resultado da estimação se mostrou positivo e significativo em todos os modelos estimados, com valores de coeficientes de 0,13, 0,15, 0,14 e 0,14 para os modelos 1, 2, 3 e 4, respectivamente, confirmando o que de fato se espera: empresas grandes possuem custo operacional maior do que empresas pequenas. Dessa forma, o fato de uma empresa ser grande elevaria o seu custo operacional em 14,25%, com base na média dos coeficientes dos quatro modelos. Como a separação entre empresas grandes e pequenas segue a divisão dada pela Aneel (2011) e está ligada ao consumo de energia, então, na medida em que as empresas classificadas como grandes possuem consumo maior nas suas respectivas áreas de concessão, elas tendem a apresentar maior custo operacional comparativamente às menores.

O coeficiente β_4 , relacionado às perdas técnicas no setor de distribuição, se mostrou positivo, e não foram encontrados outros trabalhos que utilizam essa variável. Porém, esse sinal se mostra coerente, haja vista que o aumento das perdas técnicas faz com que as empresas tenham interesse em maior dispêndio para minimizá-las. Inclusive, esse interesse pode se dar para atender às exigências regulatórias que obrigam as empresas de distribuição de energia a ter limites máximos de perdas nas suas redes.

De acordo com a estimação do modelo 1, nota-se que o aumento de 1 MWh nas perdas de energia tem impacto de 0,00000595%, ou seja, tomando-se na

mediana da amostra o valor do custo operacional, isso significa um aumento de R\$ 15,86 por megawatt desperdiçado. Embora esse valor possa parecer baixo, a quantidade de megawatt perdido anualmente nas redes do sistema de distribuição é bastante elevada, variando de acordo com as características de cada rede de distribuição, mas que pode chegar a 10% do total de energia consumida na área de concessão da distribuidora. Tal fato exige que as empresas de energia elétrica invistam cada vez mais na diminuição dessas perdas, de modo a atender aos limites regulatórios de perdas definidos pela Aneel.

Nesse ponto, cabe uma observação a respeito das perdas não técnicas. Conceitualmente, as perdas totais no sistema de distribuição são a diferença entre o que é injetado na rede pela geração e aquilo que é de fato medido e consumido. As perdas técnicas são aquelas decorrentes do efeito joule, e decorrem da própria operação no sistema, sendo que uma parte é perdida no próprio sistema de transmissão e a outra parte, nos sistemas de distribuição. Logo, é essa última parcela que as distribuidoras devem combater. As perdas técnicas são calculadas e têm metodologia própria, segundo o que consta do módulo 7 das Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist), publicado pela Aneel (2022b). A diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas consiste nas perdas não técnicas, que decorrem principalmente de furtos na rede de energia. Destaca-se que, nas áreas de concessão das distribuidoras, grande parte dos furtos de energia ocorre em locais carentes e/ou dominados por grupos e facções criminosas, cujo combate é de difícil implementação.

Combater o furto de energia possui apelo social e eleitoral muito forte, fazendo com que grupos políticos locais usem de meios para evitar que a distribuidora implemente ferramentas de combate ao furto de energia, como ocorreu no caso da Amazonas Energia, em que houve tentativa de implementar medidores aéreos em Manaus, como forma de diminuir o furto de energia (Amazonas..., 2023). Ademais, em áreas dominadas por grupos criminosos, o combate é praticamente impossível, pelo fato de que é a vida dos colaboradores da empresa que vão fazer o serviço de fiscalização que está em risco.

Assim, as empresas em geral combatem os furtos em áreas menos suscetíveis a esses problemas e, portanto, têm reconhecidas na tarifa as perdas não técnicas regulatórias. A diversidade das características de cada mercado possibilita que as distribuidoras de energia combatam as perdas não técnicas e façam com que a perda técnica real se aproxime da perda técnica regulatória. Outras, no entanto, apresentam grande dificuldade, como o caso da Light e da Amazonas Energia, que respondem por 30% das perdas não técnicas no país (Aneel, 2021).

Dessa forma, as perdas não técnicas nos sistemas de distribuição perpassam necessariamente por políticas sociais e de segurança pública, e não dependem exclusivamente do gerenciamento da distribuidora. Nesse sentido, optou-se por

considerar como variáveis ambientais na estimativa dos custos operacionais do setor apenas as perdas técnicas.

Em relação à localização da distribuidora nos subsistemas β_{5i} , em que i é o índice que representa cada subsistema, os resultados demonstram que as empresas localizadas no subsistema 1 apresentam custos operacionais 8,7% maiores do que aquelas localizadas no subsistema 4, utilizado como base na regressão, a partir dos coeficientes dos quatro modelos. No entanto, aquelas localizadas no subsistema 2 possuem custo operacional, em média, 13,84% menor do que aquelas que se encontram no subsistema 4.

Para aquelas empresas localizadas no subsistema 3, não houve significância estatística em relação aos impactos de localização nesse subsistema nos custos operacionais nos modelos 1, 2 e 3, embora tenha sido significativo a 1% no modelo 4. No entanto, pelo valor do coeficiente associado a esse modelo, as empresas localizadas nesse subsistema 3 teriam custo operacional inferior a apenas 0,4% em relação ao grupo base. Dessa forma, de modo geral, não há impactos no custo operacional, pelo fato de as empresas estarem localizadas nos subsistemas 3 ou 4.

A localização nos subsistemas engloba uma série de fatores que pode afetar os custos operacionais das distribuidoras, como aqueles ligados à infraestrutura local, por exemplo. Além disso, é pouco útil tentar comparar tais elementos com outros estudos internacionais que tenham usado variáveis semelhantes, pois as características desses subsistemas que podem influenciar na estrutura de custo operacionais das distribuidoras são exclusivas do Brasil. Dessa forma, investigações adicionais devem ser feitas a fim de avaliar melhor como as características de cada subsistema afetam os custos operacionais das distribuidoras.

A partir da estimação dos parâmetros da função de custo, foi possível obter os valores do custo médio, por meio da razão entre o custo estimado e os valores referentes tanto ao tamanho de rede quanto ao número de unidades consumidoras. Por sua vez, o custo marginal foi obtido a partir da razão entre a variação do custo estimado e a variação em relação ao tamanho da rede e ao número de unidades consumidoras (gráficos 3 e 4).

Conforme pode ser observado pelo comportamento das curvas de custo médio e marginal, percebe-se que, de fato, o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro é um monopólio natural, ou seja, os custos médios decaem à medida que as empresas aumentam seus níveis de produção. Isso porque os custos marginais são sempre menores do que os custos médios. Dessa forma, confirma-se a existência de economias de escala no setor. O mesmo resultado para o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro foi encontrado por Rezende, Pessanha e Amaral (2014), Souza *et al.* (2010) e Brigatte *et al.* (2011).

GRÁFICO 3

Curva de custo operacional médio e marginal em relação ao tamanho da rede para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil (2007-2016)

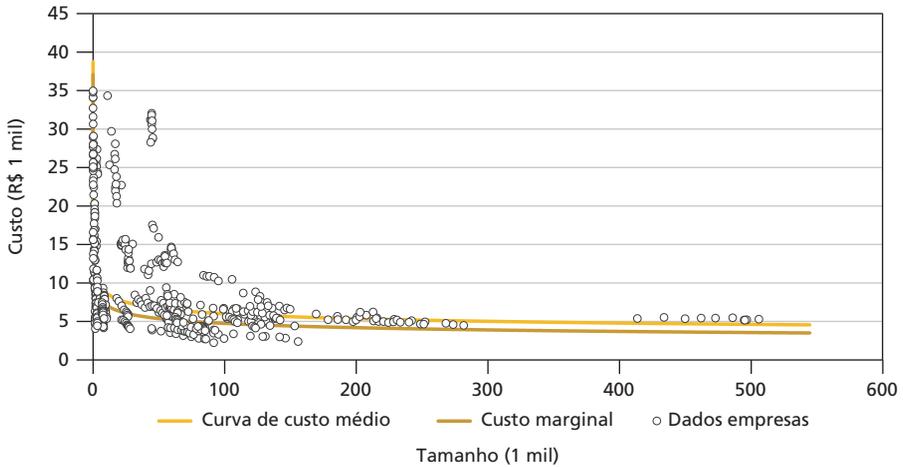
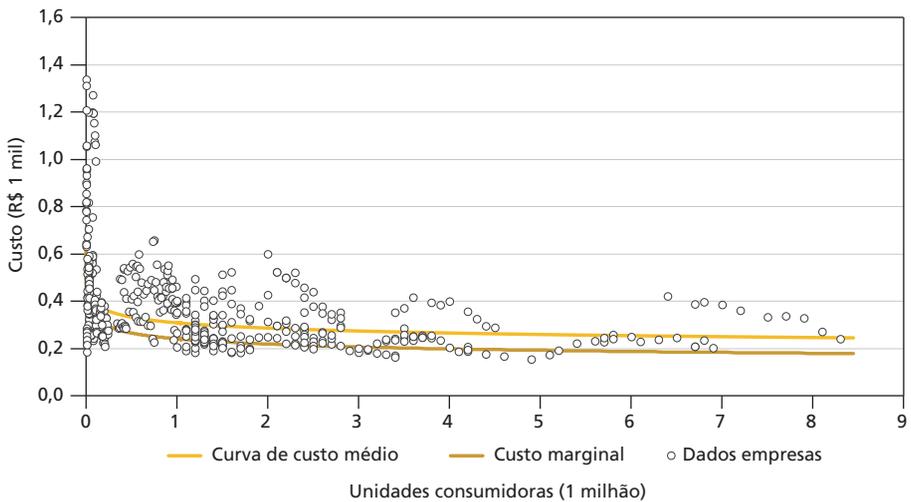


GRÁFICO 4

Curva de custo operacional médio e marginal em relação ao número de unidades consumidoras para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil (2007-2016)



Além disso, esse achado confirma as conclusões de estudos como os de Filipini (1996), Caldera e Folloni (2001) e Mydland, Haugom e Lien (2018), que identificaram a existência de economias de escala no setor de distribuição de energia nos seus países de estudo, o que garante que os custos médios sejam menores à medida que a produção aumenta.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como propósito principal construir a curva de custos operacionais do setor de distribuição de energia elétrica e discutir como algumas variáveis influenciam na determinação do custo operacional das empresas que compõem esse setor.

Os resultados de significância e os valores das variáveis de controle utilizadas nas estimativas das funções de custo apresentaram poucas variações entre os modelos estimados, o que garante estabilidade nos resultados das estimativas.

Outro achado importante é que os valores de elasticidade de custo em relação ao tamanho de rede e ao número de unidades consumidoras não apresentaram grandes variações entre os intervalos de valores de cada variável. No entanto, percebeu-se forte ligação entre a elasticidade de custo para o tamanho da rede e a densidade populacional, sugerindo que áreas com maior densidade populacional apresentam menor valor de elasticidade.

Os resultados vão ao encontro das premissas adotadas pela Aneel de que o setor de distribuição de energia elétrica opera com retornos de escala crescentes. Também a partir dos resultados, foi possível estimar as curvas de custo médio e custo marginal em relação ao tamanho da rede e ao número de unidades consumidoras. Tais curvas comprovam as características de monopólio natural do setor de distribuição de energia elétrica, ou seja, custos médios e custos marginais decrescentes à medida que há a expansão do produto.

No entanto, sabe-se que este estudo possui limitações, como a variável de salários, que foi determinada a partir da média das remunerações pagas na atividade de distribuição. O ideal seria que esses salários fossem fornecidos diretamente pelas distribuidoras para se obter maior precisão dos salários que são pagos na atividade de distribuição.

No mesmo sentido, outra limitação refere-se ao fato de que a função custo *translog* não foi estimada da forma tradicional, com a inclusão dos preços dos fatores. Dessa forma, não foi possível estimar as parcelas de custo e as elasticidades-preço dos fatores.

Assim, sugere-se que, em pesquisas futuras, possa ser feita uma análise da presença de economias de escala incorporando tais preços e também outros produtos inerentes

ao setor elétrico, como o consumo de energia elétrica. Também se estudar a construção de funções de custo totais das distribuidoras – envolvendo também os custos com compra de energia, pagamentos de encargos setoriais, entre outros – e analisar se a economia de escala se reflete também ao avaliar estes custos. Além disso, poderiam ser desenvolvidos estudos que englobem variáveis como índices pluviométricos, cobertura vegetal e declividade média dos terrenos, com o objetivo de verificar se estes podem também influenciar nos custos operacionais das distribuidoras de energia.

REFERÊNCIAS

ADKINS, L. C.; HILL, R. C. **Using Stata for principles of econometrics**. 4. ed. Nova York: John Wiley & Sons Inc, 2011.

ALBUQUERQUE, M. C. C. de. Uma análise translog sobre mudança tecnológica e efeitos de escala: um caso de modernização ineficiente. **Pesquisa e Planejamento Econômico**, v. 17, n. 1, p. 191-220, abr. 1987.

AMAZONAS Energia diz que vai contestar STF sobre proibição de medidores aéreos. **18horas**, 13 abr. 2023. Disponível em <https://18horas.com.br/amazonas/amazonas-energia-diz-que-vai-contestar-stf-sobre-proibicao-de-medidores-aereos/>. Acesso em: 9 maio 2023.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Metodologia de cálculo dos custos operacionais**: detalhamento do modelo de empresa de referência – segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Brasília: Aneel, 2008. (Nota Técnica, n. 294/2008-SRE/Aneel).

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Metodologia de cálculo dos custos operacionais** – terceiro ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Brasília: Aneel, 2011. (Nota Técnica, n. 294/2011-SRE/Aneel).

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Análise de eficiência dos custos operacionais das distribuidoras de energia elétrica**. Brasília: Aneel, 2014. (Nota Técnica, n. 192/2014-SRE/Aneel).

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Audiências públicas**: Audiência 052/2017. Brasília: Aneel, 2017. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_auth=U29jwzui&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=1181&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica. Acesso em: 12 dez. 2024.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Perdas de energia elétrica na distribuição** – Edição 1/2021. Brasília: ANEEL, 2021.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Regulação: saiba mais sobre regulação técnica e econômica do segmento de distribuição de energia elétrica. **Portal Gov.br**, 8 abr. 2022a. Disponível em: [https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/regulacao#:~:text=Regula%C3%A7%C3%A3o%20econ%C3%B4mica%20da%20distribui%C3%A7%C3%A3o,Reajuste%20Tarif%C3%A1rio%20Anual%20\(RTA\)](https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/regulacao#:~:text=Regula%C3%A7%C3%A3o%20econ%C3%B4mica%20da%20distribui%C3%A7%C3%A3o,Reajuste%20Tarif%C3%A1rio%20Anual%20(RTA).). Acesso em: 12 dez. 2024.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Regras e procedimentos de Distribuição (Prodist). **Portal Gov.br**, 4 maio 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 12 dez. 2024.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Tarifas e informações econômico-financeiras. **Portal Gov.br**, 5 dez. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/tarifas-e-informacoes-economico-financeiras>. Acesso em: 12 dez. 2024.

ARSESP – AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Continuidade no fornecimento de energia elétrica**: cartilhas temáticas Arsesp. 2. ed. São Paulo: Arsesp, 2023. Disponível em: https://www.arsesp.sp.gov.br/Documentosgerais/Cartilha%20Tem%C3%A1tica_Continuidade%20Fornecimento.pdf. Acesso em: 12 dez. 2024.

BECK, N.; KATZ, J. N. What to do (and not to do) with time-series cross-section data. **The American Political Science Review**, v. 89, n. 3, p. 634-647, set. 1995.

BINSWANGER, H. P. A cost function approach to the measurement of elasticities of factor demand and elasticities of substitution. **American Journal of Agricultural Economics**, v. 56, n. 2, p. 377-386, maio 1974.

BRASIL. Medida provisória nº 579/2012, de 11 de setembro de 2012. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 12 set. 2012. Disponível em <https://www.jusbrasil.com.br/diarios/DOU/2012/09/12>. Acesso em: 30 nov. 2021.

BRASIL. Resolução Normativa nº 660, de 28 de abril de 2015. Aprova as novas versões dos Submódulos 2.1, 2.2, 2.5, 2.6 e 2.7, que compõem o Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. **Diário Oficial da União**, Brasília, 6 maio 2015. Disponível em: <https://www.jusbrasil.com.br/diarios/91308109/dou-secao-1-06-05-2015-pg-42>. Acesso em: 5 maio 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Boletim mensal de monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro** – mar. 2017. Brasília: MME, 2017.

BRIGATTE, H. *et al.* Análise de eficiência relativa das distribuidoras de energia elétrica brasileiras das regiões Sudeste/Nordeste. **Pesquisa & Debate**, v. 22, n. 1 (39), p. 1-24, 2011.

CALDERA, O.; FOLLONI, G. Size, density and costs of network services: the case of the distribution of electricity in Italy. *In*: CONGRESS OF THE EUROPEAN REGIONAL SCIENCE ASSOCIATION (ERSA), 41., 2001, Zagreb, Croatia. **Anais...** Louvain-la-Neuve, Belgium: ERSa, 2001. (Paper n. 196).

CAMPOS, M. S. *et al.* Robust stochastic frontier analysis applied to the Brazilian electricity distribution benchmarking method. **Decision Analytics Journal**, v. 3, jun. 2022.

CHRISTENSEN, L. R.; GREENE, W. H. Economies of scale in U.S. electric power generation. **Journal of Political Economy**, v. 84, n. 4, p. 655-676, ago. 1976.

CHRISTENSEN, L. R.; JORGENSON, D. W.; LAU, L. J. Transcendental logarithmic production frontiers. **The Review of Economics and Statistics**, v. 55, n. 1, p. 28-45, fev. 1973.

FILIPPINI, M. Economies of scale and utilization in the Swiss electric power distribution industry. **Applied Economics**, v. 28, n. 5, p. 543-550, maio 1996.

FILIPPINI, M. Are municipal electricity distribution utilities natural monopolies? **Annals of Public and Cooperative Economics**, v. 69, n. 2, p. 157-174, jun. 1998.

FILIPPINI, M.; WILD, J. Yardstick regulation of electricity distribution utilities based on the estimation of an average cost function. **Working Paper**, v. 99, n. 10, 1999.

GADELHA, S. R. B.; CERQUEIRA, R. M. G. Consumo de eletricidade e crescimento econômico no Brasil, 1952-2010: uma análise de causalidade. **Revista Faz Ciência**, v. 16, n. 24, p. 11-49, jul.-dez. 2014.

GREENE, W. H. **Econometric analysis**. 4. ed. Englewood Cliffs: Prentice Hall, 2000.

GROWITSCH, C.; JAMASB, T.; POLLITT, M. Quality of service, efficiency and scale in network industries: an analysis of European electricity distribution. **Applied Economics**, v. 41, n. 20, p. 2555-2570, 2009.

GROWITSCH, C.; JAMASB, T.; WETZEL, H. Efficiency effects of observed and unobserved heterogeneity: evidence from Norwegian electricity distribution networks. **Energy Economics**, v. 34, n. 2, p. 542-548, mar. 2012.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Série Produto Interno Bruto (PIB)**. Agência de Notícias IBGE, 7 mar. 2017.

Disponível em: https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/media/com_mediaibge/arquivos/7531a821326941965f1483c85caca11f.xls Acesso em: 12 dez. 2024.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Tarifas de energia e os benefícios da regulação por incentivos. **White Paper**, n. 3, jan. 2011.

KUMBHAKAR, S. C.; HJALMARSSON, L. Relative performance of public and private ownership under yardstick competition: electricity retail distribution. **European Economic Review**, v. 42, n. 1, p. 97-122, jan. 1998.

MYDLAND, Ø.; HAUGOM, E.; LIEN, G. Economies of scale in Norwegian electricity distribution: a quantile regression approach. **Applied Economics**, v. 50, n. 40, p. 4360-4372, 2018.

MYDLAND, Ø. *et al.* Economies of scope and scale in the Norwegian electricity industry. **Economic Modelling**, v. 88, p. 39-46, jun. 2020.

RASMUSSEN, S. **Production economics**: the basic theory of product optimisation. 1 ed. Copenhagen: Springer, 2010.

REZENDE, S. M. de; PESSANHA, J. F. M.; AMARAL, R. M. Avaliação cruzada das distribuidoras de energia elétrica. **Production**, v. 24, n. 4, p. 820-832, out.-dez. 2014.

SOUZA, C. C. de; HOLLANDA, L. Setor elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro. **FGV Energia**, mar. 2014. (Informativo de energia).

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

TANNURI-PIANTO, M. E.; SOUSA, M. C. S. de; 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**, São Paulo, v. 39, n. 1, p. 221-247, jan.-mar. 2009.

TOVAR, B.; RAMOS-REAL, F. J.; ALMEIDA, E. F. de. Firm size and productivity: evidence from the electricity distribution industry in Brazil. **Energy Policy**, Special Section on Offshore wind power planning, economics and environment, v. 39, n. 2, p. 826-833, fev. 2011.

VARIAN, H. R. **Microeconomic analysis**. 3. ed. Nova York: W.W. Norton & Company, mar. 1992.

VARIAN, H. R. **Intermediate Microeconomics**: a modern approach. 9. ed. Nova York: W.W. Norton & Company, 2014.

YATCHEW, A. Scale economies in electricity distribution: a semiparametric analysis. **Journal of Applied Econometrics**, v. 15, n. 2, p. 187-210, mar.-abr. 2000.

ZELLNER, A. An efficient method of estimating Seemingly Unrelated Regressions and tests for aggregation bias. **Journal of the American Statistical Association**, v. 57, n. 298, p. 348-368, jun. 1962.

Originais submetidos em: dez. 2021.

Última versão recebida em: jul. 2023.

Aprovada em: jul. 2023.