

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

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

Renato de Oliveira Falcão
Analista na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Jader Fernandes Cirino
Professor Adjunto do Departamento de Economia da Universidade Federal de Viçosa (UFV)

RESUMO

A estimação da função de custos operacionais das empresas do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil apontaram retornos de escala crescentes e, conseqüentemente, economias de escala e de tamanho, além de indicar que o setor é um monopólio natural. Em termos de variáveis, o número de desligamentos/ano 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. Destaca-se ainda que a localização geográfica de tais distribuidoras influenciou tais custos.

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

ABSTRACT

The estimation of an operating costs function of companies in the electricity distribution sector in Brazil 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 a natural monopoly. In terms of variables, 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.

Área Temática: 1. Economia

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 custo médio e marginal decrescentes.

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 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tal regulação.

Sobre os custos de 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 a qual a distribuidora tem o maior controle, 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, como 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. Desta forma, a empresa pode obter margens de lucro maiores a partir da redução de custos operacionais, haja vista que essa é a parcela na qual a empresa possui maior gerência. Destaca-se que o modelo prevê que os ganhos de eficiência sejam repassados ao consumidor na Revisão Tarifária Periódica (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 a 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 tais custos são levados em consideração no processo de revisão tarifária. Ademais, tal conhecimento pode fornecer a tais 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 internacional¹ que estude as funções e as curvas de custo e economias de escala do setor de distribuição de energia, não se

¹ Fillipini (1996), Fillipini (1998), Yatchew (2000), Mydland, Haugom e Lien (2018), Khumbhakar e Hjalmarsson (1998), Fillipini e Wild (1999), Caldera e Folloni (2001), Growitsch, Jamasb e Politt (2009), Tovar, Ramos-Real e Almeida (2011) e Growitsh, Jamasb e Wetzal (2012).

encontrou nenhum estudo similar ao proposto em termos de abordagem e período a ser analisado para o Brasil.

Nesse sentido, o presente estudo tem como problema de pesquisa a obtenção da função de custo para o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro no período 2007-2016 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.

Destarte, o objetivo geral do presente trabalho é estimar a equação dos custos operacionais do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro no período 2007-2016. Especificamente, pretende-se: a) Analisar o comportamento de variáveis relacionadas aos custos operacionais das distribuidoras no período analisado; b) 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 c) Identificar a existência de rendimentos de escala, economias de escalas e economias de tamanho no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro.

2 – REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 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:

$$\begin{aligned} \ln C = & \alpha_0 + \alpha_y \ln y + \frac{1}{2} \alpha_{yy} (\ln y)^2 + \sum_{i=1}^n \alpha_i \ln p_i + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \alpha_{ij} \ln p_i \ln p_j + \dots \\ & + \dots \sum_{i=1}^n \alpha_{yi} \ln y \ln p_i \end{aligned} \quad (1) \quad 14$$

Onde C é a variável de custo, y é o 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, ou seja, dada um nível fixo de produção, um aumento proporcional no custo ocorre quando os preços aumentam proporcionalmente. A imposição dessa condição é feita através da restrição nos parâmetros da função de custo, de tal modo que:

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

A literatura aponta formatos diversos de aplicação da fórmula funcional *translog*. A maioria dos estudos, como Phillipini (1996), Phillipini (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. No presente 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 captar os efeitos de mudança tecnológica, e um conjunto de variáveis que busca considerar os efeitos da heterogeneidade das firmas. Este tipo de função foi apresentado no trabalho de Mydland, Haugom e Lien (2018) e adaptada para o presente estudo.

2.2 Medidas de Economia de Escala, Retorno à Escala e Economia de Tamanho

Uma medida interessante que pode ser avaliada através 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, através da elasticidade do custo com relação ao produto. Dessa maneira, os autores propõem que a Economia de Escala (EE) seja definida como sendo:

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

Onde 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. Assim, a firma operaria em economias de escala, pois dado 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 passam a aumentar mais que proporcionalmente ao produto, estando a firma em deseconomias de escala pelo fato dessa situação provocar, dado os preços dos fatores, aumento no custo médio. Assim sendo, 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:

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

Onde 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:

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

Onde o termo $\frac{\partial \ln C}{\partial t}$ 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 que proporcional. Por outro lado, quando há 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.

3. METODOLOGIA

No presente estudo, utilizou-se como variável dependente os custos operacionais das empresas de distribuição de energia elétrica e como variáveis independentes, 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 através 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 2000-2013.

Sobre a adaptação da metodologia do referido estudo para o presente trabalho é importante tecer algumas considerações. Primeiro, ao não se utilizar 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 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 no presente 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, foram utilizadas duas classes de variáveis qualitativas. 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. Já a segunda procura captar os efeitos da localização das empresas em cada subsistema, conforme classificação determinada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

3.1 Modelo empírico

Dessa forma, com base nas variáveis definidas, a equação geral do modelo na forma *translog* assumirá a seguinte especificação²:

$$\begin{aligned} \ln C = & \alpha_0 + \alpha_N \ln N + \alpha_Q \ln Q + \alpha_t \ln t + \frac{1}{2} \alpha_{NN} (\ln N)^2 + \frac{1}{2} \alpha_{QQ} (\ln Q)^2 \\ & + \frac{1}{2} \alpha_{tt} (t)^2 + \alpha_{NQ} \ln N \ln Q + \alpha_{Nt} \ln N t + \alpha_{Qt} \ln Q t \\ & + \beta_1 FEC + \beta_2 \text{Salário} + \beta_3 DUM_{tam} + \beta_4 \text{Perdas} \\ & + \beta_{5i} DUM_{sub-i} \end{aligned} \quad (7)$$

Onde: 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 ao número de desligamentos/ano 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, respectivamente.

Em relação aos produtos, o tamanho de rede é a medida em quilômetros (Km) 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. Já 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 (ABRADEE, 2021).

A variável FEC tenta captar os efeitos de variáveis que afetam as redes de distribuição e que influenciam nos custos operacionais das distribuidoras, como índices pluviométricos, descargas elétricas, ação de terceiros e até manutenções programadas. Assim, o FEC representa a frequência de desligamentos/ano 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.

² Por simplificação, foram omitidos os índices i (que caracteriza as unidades de corte transversal) e t (referente às unidades temporais) das variáveis e que caracterizam modelos com estruturas de dados em painel.

Com relação aos salários, esta variável corresponde à média dos salários pagos na área de concessão aos trabalhadores 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 2011-2014, a ANEEL (2011) considera como empresas pequenas aquelas em que o consumo anual era inferior à 1 Terawatt (TW) e empresas grandes, aquelas que possuíam consumo de energia anual superior à 1 TW. Assim, espera-se que os custos operacionais sejam afetados positivamente com relação ao tamanho das empresas, sendo que em (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 no sistema de distribuição devem atender a limites máximos e, portanto, subentende-se que para não ultrapassar tais valores, as empresas devem despender 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 esta representa a subdivisão do Sistema Interligado Nacional (SIN) em regiões onde ocorre a produção e transmissão de energia elétrica e difere 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 (MME, 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 e, por isso, espera-se 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, onde a variância do erro difere de uma unidade para outra.

Para a correção dos problemas de heterocedasticidade, correlação contemporânea dos erros e correlação serial de dados é possível utilizar o Modelo de Regressões Aparentemente Não Correlacionados, do inglês *Seemingly Unrelated Regression* (SUR³), 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 onde o número de indivíduos é muito grande e o número de unidades de tempo

³ Para maiores detalhes do SUR, ver Zellner (1962)

é reduzido, ou seja, que consomem muito graus de liberdade, tendem a produzir parâmetros pouco fidedignos ao modelo. Esse tipo de amostra é o caso do presente trabalho. Assim, os autores propõem o método dos MQO 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 confiança⁴.

Addikins e Hill (2011), citando Beck e Katz (1995), orientam utilizar o método PCSE sempre que o número de intervalos de tempo for pequeno frente ao número de unidades, uma vez que esse método responde pelas mesmas suposições típicas do modelo SUR.

Após a estimativa do modelo, foram desenvolvidas as análises referentes às elasticidades de custo médias para cada produto, assim como às economias de escala, conforme equação (3). Além disso, analisou-se os retornos à escala, os efeitos de mudanças tecnológicas e 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.

3.2 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 de tempo analisado se devem ao fato de que nem todas as empresas possuíam disponíveis 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 o período de 2007 e 2016.

Os dados relativos aos 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 conta da realização da audiência pública n° 52/2017. Essa debateu 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 (2019).

Os dados relativos ao consumo de eletricidade por parte das distribuidoras e 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 (2021b).

Os salários médios pagos na atividade de distribuição de energia elétrica, medidos em reais, foram obtidos em pesquisa junto à Relação Anual de Informações Sociais (RAIS), disponibilizados por ME (2018). Essa relação refere-se à média de salário paga na atividade de distribuição de energia elétrica, conforme classificação do CNAE 3514-00/00, que compreende a operação e manutenção de redes de distribuição

⁴ Maiores detalhes do método e sua validação pelo experimento de Monte Carlo encontram-se em Beck e Katz (1995).

de energia elétrica e atividades de medição de consumo, quando executada por empresa de distribuição de energia elétrica, e 4221-9/03, que engloba atividades de manutenção de redes de distribuição de energia elétrica executada 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) (2017). Já em relação à *dummy* de tamanho das empresas, a classificação dessas foi feita com base em ANEEL (2021b).

Por fim, destaca-se que os dados dos custos operacionais e de salários foram deflacionados pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), obtido em IPEA (2018), com data base de dezembro de 2016.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1. Análise descritiva

A Tabela 1 apresenta as estatísticas descritivas gerais das variáveis utilizadas nesta pesquisa, a partir das quais se observa que o setor de distribuição de energia elétrica no Brasil apresenta grande variação de valores em todos os dados apresentados, o que faz o mesmo possuir algumas particulares bem específicas quando comparadas ao setor de outros países, como por exemplo, 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 valor do número de unidades consumidoras, com a coexistência de valores de 2.318 unidades com 8.260.038 unidades. Tal variabilidade da quantidade de unidades consumidoras pode ser comprovada pelo valor do coeficiente de variação (CV)⁵ de 1,29. Tal variação entre os dados da amostra se reflete também nos custos operacionais, rede e perdas técnicas que possuem valor do CV de 1,27; 1,44 e 1,30, respectivamente.

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 do FEC, que procura medir efeitos ambientais que impactam nos 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.

Tabela 1 – Estatísticas descritivas da pesquisa referente ao setor de distribuição de energia elétrica brasileiro no período 2007-2016

Variáveis	Mínimo	Máximo	Média	Desvio Padrão	CV
CO (Mil R\$)	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 (Deslig/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

⁵ Quanto mais próximo de zero o valor do coeficiente, menor a variabilidade dos dados.

Variáveis	Mínimo	Máximo	Média	Desvio Padrão	CV
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	-	-

Fonte: Resultados da pesquisa

Legenda: CV - coeficiente de variação; CO - custos operacionais; UC - unidades consumidoras; FEC- frequência de interrupções, medida pelo número de desligamentos/ano por unidade consumidora; e TA – tamanho das empresas de acordo com ANEEL (2011), sendo que 0 representa empresas pequenas (consumo anual menor que 1 TWh) e um, empresas grandes (consumo anual maior que 1 TWh).

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 2007-2016, apresenta-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 2007-2013 (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 MP 579/2012 (BRASIL, 2021), 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.

Tabela 2 – Evolução da média anual para os dados da pesquisa referente ao setor de distribuição de energia elétrica brasileiro no período 2007-2016.

ANO	CO (Mil R\$)	UC (Un)	Rede (Km)	Salário (R\$)	FEC (Deslig/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

ANO	CO (Mil R\$)	UC (Un)	Rede (Km)	Salário (R\$)	FEC (Deslig/Un)	Perda (MWh)
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

Fonte: Resultados da pesquisa

Legenda: CO - custos operacionais; UC - unidades consumidoras; e FEC- frequência de interrupções, medida pelo número de desligamentos/ano por unidade consumidora.

Quanto ao setor de distribuição, uma das medidas impactantes determinadas pela MP 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 (COSTELLINI 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. A Parcela A constitui os custos com as obrigações contratuais das distribuidoras de energia, dentre elas as obrigações com a compra de energia elétrica. Já a Parcela B reflete os custos que são gerenciáveis pelas distribuidoras dentre os quais, os custos operacionais.

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.

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 2007-2016, o aumento acumulado foi de aproximadamente 32% e 26%, respectivamente.

É importante ressaltar que apesar de haver aumento do tamanho da rede e número de unidades consumidoras em todo o período analisado no presente estudo, ao se valer dos dados sobre o consumo de energia que se encontram disponibilizados pela ANEEL (2021b), nota-se que nos anos de 2015 e 2016 ocorreram quedas nesta variável frente aos anos anteriores. No ano de 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). Já em 2016, o valor de 5.936.702 MWh representou queda de consumo em relação ao ano de 2015 de 3,47%.

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 crescimento econômico, conforme pode ser comprovada em trabalhos como o de Gadelha e Cerqueira (2014). Segundo dados do IBGE (2021), esses anos registraram variações do Produto Interno Bruto (PIB) de -3,5% 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 2007-2014. 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 captar 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 a 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, o FEC mede a frequência com que acontecem os desligamentos/ano por unidade consumidora. Logo, decréscimos nesse valor representam que a distribuidora promoveu ações de prevenção aos desligamentos.

Com relação às variáveis de perdas técnicas, verificaram-se aumentos nos valores médios até o ano de 2014 e 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. Bem verdade que cabe às distribuidoras de energia procurar reduzir os níveis de perdas técnicas de modo a atender às exigências da ANEEL.

4.2. 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

A Tabela 4 apresenta o resultado da estimação. 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). Este teste apresenta como hipótese nula a ausência de autocorreção entre as unidades de seção transversal e 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.

Tabela 4 – Resultados da estimação da função de custo *translog* para as empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, 2007 – 2016

Coefficiente	Variável	Modelo 1
α_0	Constante	1,540669* (0,4534978)
α_N	<i>ln_tamanho da rede (N)</i>	0,3656157* (0,0966631)
α_Q	<i>ln_unidades consumidoras(Q)</i>	0,4725665* (0,1249996)
α_t	<i>Tempo(t)</i>	-0,0483642* (2,873344)
α_{NN}	<i>lnN²</i>	0,0375102*

Coefficiente	Variável	Modelo 1
		(0,0148595)
α_{QQ}	$\ln Q^2$	0,0355451*
		(0, 0136856)
α_{tt}	t^2	-0,0011575**
		(0,0004798)
α_{NQ}	$\ln N \ln Q$	- 0,0743798*
		(0,028287)
α_{Nt}	$\ln Nt$	-0,0010506 ^{ns}
		(0,0027815)
α_{Qt}	$\ln Qt$	0,0038878 ^{ns}
		(0,0030852)
β_1	FEC	0,005652*
		(0,0014474)
β_2	Salário	0,0000838*
		(6.25e-06)
β_3	Tamanho	0,1300034*
		(0,0248977)
β_4	Perdas Tecnicas	5.95e-08*
		(1.52e-08)
β_{51}	Subsistema 1	0,0824725*
		(0,030036)
β_{52}	Subsistema 2	-0,1349203*
		(0,0193742)
β_{53}	Subsistema 3	-0,0133236 ^{ns}
		(0,0124107)
<i>R-quadrado</i>		0,9841

Fonte: Resultados da pesquisa

Legenda: ns – não significativo; * significativo a 1%; e ** significativo a 5%. Os valores entre parênteses são os erros padrão das variáveis.

Para testar a existência de heterogeneidade cruzada, foi aplicado o teste de Wald para heteroscedasticidade de grupo nos resíduos de um modelo de regressão de efeito fixo, também seguindo as recomendações de Greene (2000). Este 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 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.

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.

As Tabelas 5 e 6 apresentam os resultados das estimativas anuais das elasticidades de custo médias para cada produto. 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 5 – Resultados da estimação das elasticidades de custo médias e economias de escala com relação ao tamanho da rede em cada ano analisado

ANO	ECR (ε_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

Fonte: Resultados da pesquisa

Legenda: ECR – Elasticidade de custo média em relação ao tamanho da rede; CV – Coeficiente de variação; e EE_R – Economia de escala definida pela equação 3.

Assim, nota-se que o sinal e o valor dessa elasticidade são condizentes ao que se espera do seu impacto no custo operacional das empresas. Concomitantemente, os trabalhos de Fillipini (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 a unidade para a elasticidade de custo em relação ao referido produto. Nestes trabalhos, os valores das elasticidades de custo em relação ao tamanho da rede foram de 0,37 e 0,13, respectivamente.

É esperado também para a elasticidade de custo em relação ao número de consumidores, 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.

Tabela 6 – Resultados da estimação das elasticidades de custo médias e economias de escala com relação ao número de unidades consumidoras em cada ano analisado

ANO	ECC (ε_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

ANO	ECC (ε_Q)	Desvio Padrão	Mínimo	Máximo	CV	EE _c
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

Fonte: Resultados da pesquisa

Legenda: ECC – Elasticidade de custo média em relação ao número de consumidores; CV – Coeficiente de variação; e EE_c – Economia de escala definida pela equação 3.

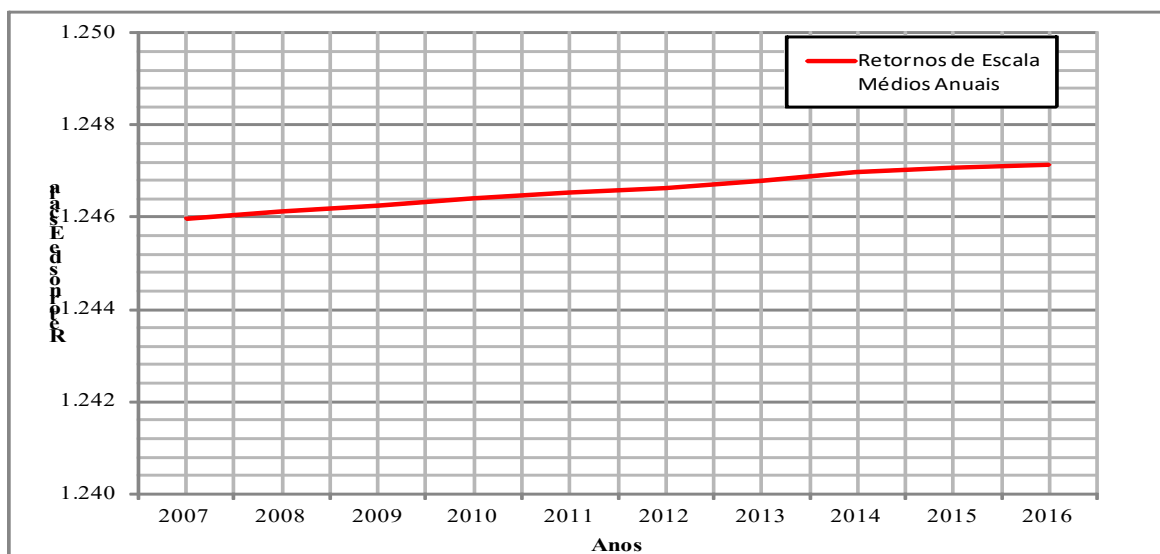
Outra interpretação importante em relação aos valores das elasticidades é que o aumento no custo é menos do que proporcional à elevação do tamanho da rede e do número de unidades consumidoras, indicando assim, a presença de economias de escala no setor. Tal comportamento tem como consequência a produção de custos operacionais médios decrescentes, o que demonstra uma das características de monopólios naturais.

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 unidades 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 resultados da estimação, é possível avaliar os Retornos de Escala (RE), conforme a equação 4, sendo para o modelo, o valor médio dos RE de 1,25. O referido valor comprova a existência de retornos crescentes de escala para o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, indo ao encontro da premissa de RE 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, Souza e Arcoverde (2009).

De acordo com os resultados dos RE, ao se avaliar os valores médios para cada ano da amostra, conforme apresentado no Gráfico 1, 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 RE 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, na medida em que as empresas vão ficando mais eficientes na aplicação dos seus recursos e reduzindo as suas elasticidades de custo, tem-se aumento dos RE.

Gráfico 1 – Evolução dos retornos de escala médios anuais para as empresas de distribuição de energia elétrica brasileiras no período de 2007 a 2016



Fonte: Resultados da pesquisa.

Seguindo com a interpretação dos coeficientes para as demais variáveis explicativas para os custos operacionais das distribuidoras de energia elétrica, em relação a variável t , sabe-se que a sua adição na função de custo *translog* busca captar os efeitos das mudanças de tecnologia ao longo do tempo (MT). 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 o resultado da estimação, o valor médio de MT obtido a partir da equação 5 é igual a 0,061. Esse valor positivo indica 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 diminuíram, 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 economia de tamanho (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, 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 de 1,50.

Os valores de ETR e ETC são maiores que a unidade, evidenciando a presença de economia de tamanho no setor de distribuição de energia elétrica e, consequentemente, confirmando a presença de economias de escala.

Com relação às variáveis ambientais, 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%, sendo igual a 0,006. Essa relação significa que o aumento de 1 desligamento/ano por unidade consumidora implica em 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 o 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 em 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) utilizam o FEC para medir a ineficiência das distribuidoras de energia elétrica e concluem que o sinal da variável é positivo e que o aumento das interrupções sinaliza elevação das ineficiências das distribuidoras de energia. Bem verdade que aquele 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 que são 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 entre outras ações, por exemplo, que implicariam em maiores custos operacionais.

O coeficiente β_2 , referente à variável salário, apresentou-se positivo e significativo. Logo, aumento nos salários implicaria elevação nos custos operacionais, ou seja, aumento de 1 real 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 Fillipini (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 desse 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, tomando como grupo de referência, as empresas pequenas. O resultado da estimação se mostrou positivo e significativo (0,13), 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 13%. 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 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, 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 aumento de R\$15,86 por MWh desperdiçado. Embora esse valor possa parecer baixo, a quantidade de MWh 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 à 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.

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

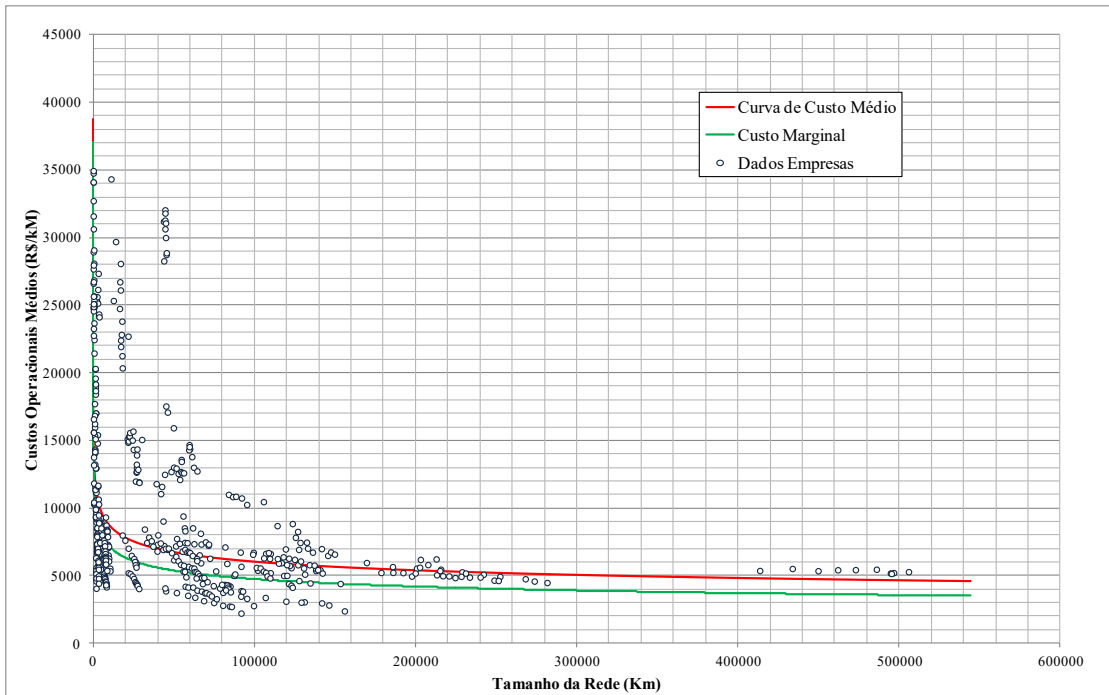
Para aquelas empresas localizadas no subsistema 3, não houve significância estatística em relação aos impactos de localização nesse subsistema nos custos operacionais. Dessa forma, não há impactos no custo operacional pelo fato das empresas estarem localizadas nos subsistemas 3 ou 4.

Bem verdade que a localização nos subsistemas engloba uma série de fatores que podem afetar os custos operacionais das distribuidoras, como aqueles ligados à infraestrutura local, por exemplo. 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 ao tamanho de rede e ao número de unidades consumidoras. Já o custo marginal foi obtido a partir da razão entre variação do custo estimado pela variação em relação ao tamanho da rede e ao número de unidades consumidoras (Gráficos 2 e 3).

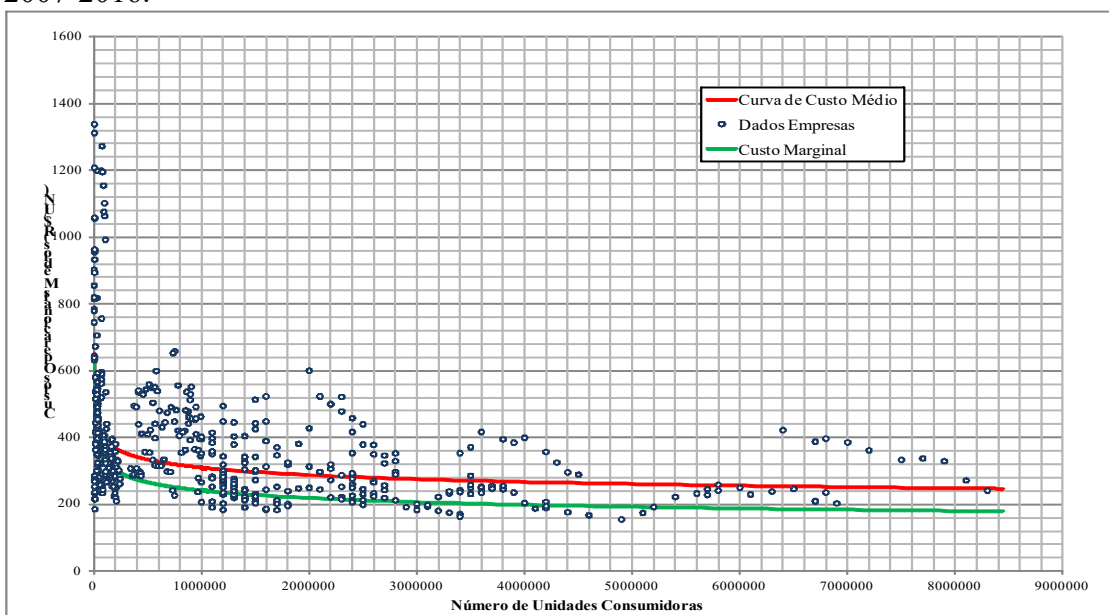
Conforme pode ser observado pelo comportamento das curvas de custo médio e marginal, percebe-se que de fato, o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro é um monopólio natural, ou seja, os custos médios decaem à medida que as empresas aumentam seus níveis de produção. Isso porque os custos marginais são sempre menores do que os custos médios.

Gráfico 2 – Curva de custo operacional médio e marginal em relação ao tamanho da rede para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil no período 2007-2016



Fonte: Resultados da pesquisa.

Gráfico 3 – Curva de custo operacional médio e marginal em relação ao número de unidades consumidoras para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil no período 2007-2016.



Fonte: Resultados da pesquisa.

Além disso, este achado confirma as conclusões de estudos como Phillipini (1996), Caldera e Folloni (2001) e Mydland, Haugom e Lien (2018), que identificaram a existência de retornos crescentes 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.

5. 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 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.

Em termos de variáveis de controle, o número de desligamentos/ano 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 empresas estudadas, sendo que a localização geográfica de tais empresas influenciou tais custos.

No que tange às limitações do estudo, teve-se que a variável de salários 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. 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 pode ser estudada a construção de funções de custo totais das distribuidoras, envolvendo também os custos com compra de energia, pagamentos de encargos setoriais, entre outros, e avaliar se a economia de escala se reflete também ao avaliar estes custos. Além disso, poderia se desenvolver estudos que englobem variáveis como índices pluviométricos, cobertura vegetal e declividade média dos terrenos e verificar se estes podem também influenciar nos custos operacionais das distribuidoras de energia.

REFERÊNCIAS

ABRADEE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **A distribuição de energia.** Disponível em <<https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia/>>. Acesso em: 01 nov. 2021.

ADKINS, L. C.; HILL, C. R.. **Using Stata for principles of econometrics.** 4. ed. New York- RJ: 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. 1, n. 17, p. 191–220, abr. 1987.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica**, Nota Técnica nº 294/2008-SRE/ANEEL. Metodologia de cálculo dos custos

operacionais: detalhamento do modelo de empresa de referência. Brasília: ANEEL, 2008.

_____. **Terceiro ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica**, Nota técnica nº 294/2011-SRE/ANEEL. Metodologia de cálculo dos custos operacionais. Brasília: ANEEL, 2011.

_____. **Audiências públicas**: Audiência 052/2017. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=nCbL9hln&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: 30 set. 2019.

_____. **Relatório de consumo e receita de distribuição**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acesso em: 01 nov. 2021b.

_____. **Nota técnica 192/2014 - SRE/ANEEL - Análise de eficiência dos custos operacionais das distribuidoras de energia elétrica**. Brasília: ANEEL, 2014.

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, 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, 1974.

BRASIL. Medida provisória n.º 579/2012, de 12 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] República Federativa do Brasil**. Disponível em <<https://www.jusbrasil.com.br/diarios/DOU/2012/09/12>>. Acesso em 30 nov. 2021.

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, paper number 196, 2001.

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, 1976.

CHRISTENSEN, L. R.; JORGENSEN, D. W.; LAU, L. Transcendental logarithmic production function frontiers. **Review of Economics and Statistics**, v. 2, p. 28–45, jan. 1973.

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

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.

_____. Are municipal electricity distribution utilities natural monopolies? **Annals of Public and Cooperative Economics**, v. 69, n. 2, p. 157-174, 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. de 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, 2012.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Produto Interno Bruto (PIB)**. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/explica/pib.php>>. Acesso em: 30 nov. 2021.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Tarifas de Energia e os Benefícios da Regulação por Incentivos. **White Paper**, n. 3, jan. 2011.

IPEA – INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. **Índice de Preços ao Consumidor Ampliado (IPCA)**. Disponível em: <<https://bit.ly/2Gm0L3p>>. Acesso em: 15 mar. 2018.

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.

ME – MINISTÉRIO DA ECONOMIA. **Relação Anual de Informações Sociais - RAIS**, 2018. Disponível em: <<https://bit.ly/2dM2A8H>>. Acesso em: 20 jan. 2018.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**, mar. 2017.

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.; KUMBHAKAR, S. C.; GUDBRAND, L.; ROAR, A.; HILDE, M. K. Economies of scope and scale in the Norwegian electricity industry. **Economic Modelling**, v. 88, p. 39–46, june 2020.

RASMUSSEN, S. **Production Economics** - The basic theory of product optimisation. Copenhagen - Dinamarca: Springer, 2010.

TANNURI-PIANTO, M. E.; SOUSA, M. da 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, mar. 2009.

TOVAR, B.; RAMOS-REAL, F.; ALMEIDA, E. F. 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, EUA: W.W. Norton & Company, INC., 1992.

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

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, 1962.

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