

RENATO DE OLIVEIRA FALCÃO

**DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA ANÁLISE  
MICROECONÔMICA DOS CUSTOS OPERACIONAIS DO SETOR**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Economia, para obtenção do título de *Magister Scientiae*.

VIÇOSA  
MINAS GERAIS - BRASIL  
2019

**Ficha catalográfica preparada pela Biblioteca Central da Universidade  
Federal de Viçosa - Câmpus Viçosa**

T

F178d Falcão, Renato de Oliveira, 1978-  
2019 Distribuição de energia elétrica : uma análise  
microeconômica dos custos operacionais do setor / Renato de  
Oliveira Falcão. – Viçosa, MG, 2019.  
x, 82 f. : il. (algumas color.) ; 29 cm.

Inclui apêndices.

Orientador: Jader Fernandes Cirino.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Viçosa.

Referências bibliográficas: f. 72-76.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Energia elétrica - Custo  
operacional. 3. Energia elétrica - Custos. 4. Análise de valor  
(Controle de custo). I. Universidade Federal de Viçosa.  
Departamento de Economia. Programa de Pós-Graduação em  
Economia. II. Título.

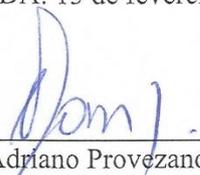
CDD 22. ed. 333.7932

RENATO DE OLIVEIRA FALCÃO

**DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA ANÁLISE  
MICROECONÔMICA DOS CUSTOS OPERACIONAIS DO SETOR**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Economia, para obtenção do título de *Magister Scientiae*.

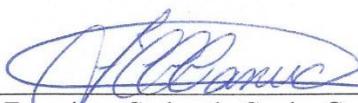
APROVADA: 13 de fevereiro de 2019.



Adriano Provezano Gomes



Rosângela Aparecida Soares Fernandes



Francisco Carlos da Cunha Cassuce  
(Coorientador)



Jader Fernandes Cirino  
(Orientador)

“Ando devagar porque já tive pressa e levo esse sorriso porque já chorei demais. Hoje me sinto mais forte, mais feliz, quem sabe? Só levo a certeza de que muito pouco eu sei, ou nada sei...”

(Almir Sater)

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente ao Senhor Deus que continuamente me ilumina, protege e me dá as forças necessárias para que eu enfrente todos os desafios que a vida me impõe.

Agradeço imensamente aos meus pais, José Eduardo Falcão (in Memoriam) e Eduviges de Oliveira Falcão (in Memoriam) que dentro de suas condições sempre incentivaram a buscar na educação a saída para o crescimento na vida e por isso não mediram esforços para que eu pudesse ter uma educação de qualidade e a realização desse mestrado é mais uma grande vitória que tenho que dedicar a ele e tenho certeza que ao lado do pai celeste estão felizes por mais essa conquista.

Dedico um agradecimento mais do que especial à minha doce e querida Esposa Isabella Toledo Caetano. Faltam palavras para eu agradecer todo amor e dedicação a mim dada em todo o tempo em que estamos juntos. Obrigado por ser a minha esposa e por ter me escolhido para ser o seu marido. Em todos os momentos você estava ao meu lado e por isso cada palavra deste trabalho eu dedico a você. Te amo muito, te amarei sempre e mais uma vez, muito obrigado.

Às minhas irmãs Adriana e Liliane, que me deram apoio em vários momentos difíceis de minha vida e acompanharam de perto todo o esforço para que eu pudesse chegar até aqui, principalmente nos momentos após em que Deus chamou os nossos pais.

À Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o lugar em que desempenho o meu trabalho e que me deu uma grande oportunidade de poder fazer o mestrado e poder contribuir nos seus processos e nas atividades de regulação do setor elétrico brasileiro.

A todos os Diretores da ANEEL e ao Superintendente Helvio Neves Guerra, que veem na capacitação do servidor uma grande ferramenta de melhoria na prestação do serviço público.

A todos os professores que contribuíram para o meu crescimento durante toda a minha formação de conhecimento, aos professores do mestrado que enriqueceram minha formação acadêmica e em especial aos professores Francisco Carlos da Cunha Cassuce e Jader Fernandes Cirino que com suas orientações valiosas e compreensão puderam me ajudar a desenvolver este trabalho.

Também agradeço aos demais membros da banca, os professores Adriano Provezano Gomes e Rosangela Aparecida Soares Fernandes, pela presteza e disponibilidade em avaliar este trabalho.

Aos funcionários do Departamento de Economia da UFV que sempre atenderam minhas solicitações prontamente com muito zelo e eficiência.

A todos os meus, familiares, amigos e colegas de trabalho que contribuíram de forma direta ou indireta para a realização deste mestrado.

## SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS E GRÁFICOS _____	vi
LISTA DE QUADROS E TABELAS _____	vii
RESUMO _____	viii
ABSTRACT _____	x
1.0 Introdução _____	1
1.1 Considerações Iniciais _____	1
1.2 Objetivos _____	6
1.2.1 Objetivo Geral _____	6
1.2.2 Objetivos Específicos _____	6
1.3 Estrutura do Trabalho _____	7
2.0 Referencial Teórico _____	7
2.1 Monopólios Naturais e Regulação _____	7
2.2 Função Translog _____	15
2.3 Função de Custo Translog _____	21
2.4 Medidas de Economia de Escala, Retorno à Escala e Economia de Tamanho	23
3.0 Trabalhos empíricos sobre funções de custo no setor elétrico _____	27
4.0 Procedimentos Metodológicos _____	31
4.1 Descrição das Variáveis _____	31
Fonte: Dados da pesquisa _____	36
4.2 Método Econométrico _____	37
4.3 Fonte de Dados _____	42
5.0 Resultados e discussão _____	44
6.0 Considerações Finais _____	70
7.0 Referências Bibliográficas _____	72
APÊNDICE 1 – Resultados da estimação das equações dos modelos da função de custo translog para as empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, 2007 – 2016 ____	77
APÊNDICE 2: Quadro com características gerais das empresas que foram utilizadas nessa pesquisa e de suas áreas de concessão e que foram utilizadas nessa pesquisa. Brasil. 2016 _____	79

**LISTA DE FIGURAS E GRÁFICOS**

Figura 1: Curvas de Custo Médio e Custo Marginal em Monopólios Naturais. ....	8
Figura 2: Dedução das curvas de custo de longo prazo .....	26
Gráfico 1 – Evolução dos Custos Operacionais Médios das Distribuidoras de Energia Brasileiras no Período 2007-2016 .....	51
Gráfico 2 – Variação da média da elasticidade de custo para tamanho de rede para diferentes densidades populacionais das áreas de concessão das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, no Período 2006-2017 .....	60
Gráfico 3 – Evolução dos retornos de escala médios anuais para as empresas de distribuição de energia elétrica brasileiras no período de 2007 a 2016.....	62
Gráfico 4 – Curva de custo operacional médio e marginal em relação ao tamanho da rede para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil no período de 2007-2016.....	66
Gráfico 5 – Curva de custo operacional médio e marginal em relação ao número de unidades consumidoras para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil no período de 2007-2016 .....	67
Gráfico 6 – curva de custo operacional médio e marginal em relação ao tamanho da rede para as 16 distribuidoras de energia no Brasil no período de 2007-2016 .....	68
Gráfico 7 – Curva de custo operacional médio e marginal em relação ao número de unidades consumidoras para as 16 distribuidoras de energia no Brasil no período de 2007-2016 .....	69

## LISTA DE QUADROS E TABELAS

Quadro 1: Comparação entre os Modelos Price Cap e Empresa de Referência. ....	14
Quadro 2: Descrição das variáveis utilizadas no estudo .....	32
Tabela 1 – Evolução da média anual para os dados da pesquisa referente ao setor de distribuição de energia elétrica brasileiro no período 2007-2016. ....	44
Tabela 2 – Evolução da média anual para os dados da pesquisa referente ao setor de distribuição de energia elétrica brasileiro para as empresas situadas no subsistema 1 no período 2007-2016. ....	47
Tabela 3 – Evolução da média anual para os dados da pesquisa referente ao setor de distribuição de energia elétrica brasileiro para as empresas situadas no subsistema 2 no período 2007-2016. ....	47
Tabela 4 – Evolução da média anual para os dados da pesquisa referente ao setor de distribuição de energia elétrica brasileiro para as empresas situadas no subsistema 3 no período 2007-2016. ....	48
Tabela 5 – Evolução da média anual para os dados da pesquisa referente ao setor de distribuição de energia elétrica brasileiro para as empresas situadas no subsistema 4 no período 2007-2016. ....	48
Tabela 6 – Resultados do Teste Lr para a verificação de Modelos que melhor explicam o custo operacional das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, 2006 – 2017 .....	53
Tabela 7 – Resultados da estimação do Modelo 1 da função de custo translog para as empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, 2007-2016 .....	54
Tabela 8 – Resultados da estimação das elasticidades médias de custo e economia de escala para o Modelo 1 com relação ao tamanho da rede em cada ano analisado .....	55
Tabela 9 – Resultados da estimação das elasticidades médias de custo e economia de escala para o Modelo 1 com relação ao número de unidades consumidoras em cada ano analisado .....	56
Tabela 10 – Valores de elasticidade média de custo para diferentes níveis de tamanho de rede para empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, 2006-2017 .....	57
Tabela 11 – Valores de elasticidade média de custo para diferentes níveis de número de unidades consumidoras para empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, 2006-2017 .....	58

## RESUMO

FALCÃO, Renato de Oliveira, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, fevereiro de 2019. **Distribuição de energia elétrica: uma análise microeconômica dos custos operacionais do setor.** Orientador: Jader Fernandes Cirino. Coorientador: Francisco Carlos da Cunha Cassuce.

A atividade de distribuição de energia elétrica constitui um monopólio natural, tendo como principais características econômicas os elevados custos fixos e rendimentos crescentes de escala, com custo médio e marginal decrescentes. Para as empresas de distribuição de energia elétrica, os custos operacionais constituem uma parcela importante das tarifas de energia que chegam até ao consumidor. Com base nas mudanças ocorridas no setor elétrico brasileiro e no ambiente regulatório, o estudo dos custos operacionais das empresas de distribuição de energia e a determinação dos níveis da economia de escala em que essas empresas encontram operando se mostra importante, uma vez que podem produzir impactos nas tarifas de energia elétrica ao consumidor final. Assim, o principal objetivo do estudo foi confirmar a premissa adotada pelo Modelo da ANEEL no cálculo da tarifa de energia elétrica que leva em consideração que o setor de distribuição de energia elétrica opera com retornos de escala crescentes. Especificamente, o estudo objetivou analisar o comportamento de variáveis relacionadas aos custos operacionais das distribuidoras no período analisado, determinar as curvas dos custos operacionais médios e marginal do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro no período 2007-2016, verificar se o setor de distribuição de energia elétrica opera com retornos de escala crescentes, verificar a existência de monopólio natural no setor de distribuição de energia elétrica e identificar onde cada empresa estaria na curva de custo médio operacional do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro. A partir dos resultados apresentados é possível concluir que o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro opera em economia de escala e com retornos de escala crescentes, sugerindo que o Modelo de regulação *price cap* está trazendo maior eficiência na aplicação dos custos operacionais das distribuidoras de energia. Também é possível concluir que o setor de distribuição de energia de fato é um Monopólio Natural, com custos médios e marginais decrescentes. Porém ao analisar isoladamente cada empresa é possível inferir que decisões empresariais distintas e características da área de concessão faz com que o comportamento do seu custo médio seja semelhante ou diferente daquele que foi

verificado quando se analisa o setor, sugerindo que políticas regulatórias podem ser aprimoradas para que todas as empresas apresentem o mesmo comportamento verificado para o setor.

## ABSTRACT

FALCAO, Renato de Oliveira, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, February, 2019.  
**Electricity distribution: a microeconomic analysis of the sector's operating costs.**  
Advisor: Jader Fernandes Cirino. Co-Advisor: Francisco Carlos da Cunha Cassuce.

The activity of electricity distribution constitutes a natural monopoly, having as main economic characteristics the high fixed costs and increasing returns of scale, with decreasing average and marginal cost. For electricity distribution companies, operating costs constitute an important part of the energy tariffs that reach the consumer. Based on changes in the Brazilian electricity sector and the regulatory environment, the study of the operational costs of energy distribution companies and the determination of the levels of economies of scale in which these companies are operating is important, since they can produce impacts in electricity tariffs to the final consumer. Thus, the main objective of the study was to confirm the premise adopted by the ANEEL Model in the calculation of the electricity tariff that takes into account that the electricity distribution sector operates with increasing returns to scale. Specifically, the study aimed to analyze the behavior of variables related to the operating costs of the distributors in the analyzed period, to determine the curves of the average and marginal operating costs of the Brazilian electricity distribution sector in 2007-2016, to verify if the distribution sector of electric power operates with increasing returns to scale, verifying the existence of a natural monopoly in the electric power distribution sector and identifying where each company would be in the average operating cost curve of the Brazilian electricity distribution sector. From the results presented, it is possible to conclude that the Brazilian electricity distribution sector operates in economies of scale and with increasing returns to scale, suggesting that the price cap regulation model is bringing greater efficiency in the application of the operational costs of energy distributors. It is also possible to conclude that the energy distribution sector is in fact a Natural Monopoly, with decreasing average and marginal costs. However, when analyzing each company separately, it is possible to infer that distinct business decisions and characteristics of the concession area mean that the behavior of its average cost is similar to or different from that observed when analyzing the sector, suggesting that regulatory policies can be improved to that all companies present the same behavior verified for the sector.

## **1.0 Introdução**

### **1.1 Considerações Iniciais**

A partir do fim da década de 1970 observou-se uma crescente crise das contas públicas de diversos países, fruto de um aumento progressivo das suas respectivas dívidas públicas. Na América Latina a crise fiscal teve sua origem ligada ao endividamento externo e a interrupção dos fluxos de financiamento. Dessa forma, a decisão de privatizar setores importantes da economia veio como uma forma de tentar viabilizar uma melhora na situação das finanças públicas. Isso porque tal medida representaria redução de demanda por recursos estatais, uma vez que a operação e a ampliação da capacidade produtiva passaram a ser exercidas pela iniciativa privada ao invés do poder público (GIAMBIAGI; ALÉM, 2008).

No que tange à estrutura dos setores de infraestrutura, uma série de reformas trouxeram transformações na estrutura organizacional, institucional, econômica e no ambiente operacional desses setores em diversos países a partir do fim da década de 80. Especificamente com relação ao setor de energia, tais transformações procuraram trazer reformas que tinham como principal objetivo aumentar a eficiência do setor (JAMASB; POLLITT, 2000).

No Brasil, segundo Branco (1996), acompanhando as mudanças ocorridas nos setores de infraestrutura em diversos países, o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro teve influência de diversas mudanças de cunho econômico, político e ideológico. Dentre essas mudanças, os programas de privatização das empresas distribuidoras de energia, iniciado na década de 80, porém efetivado na década seguinte, podem ser entendidos como os que trouxeram maiores impactos diretos para a população, com a substituição das empresas estatais por empresas privadas na prestação do serviço acompanhada também por mudanças na política tarifária.

Segundo Giambiagi e Além (2008), os processos de privatização de empresas estatais brasileiras passaram a ter início na década de 1980, embora tivesse sido a partir da década seguinte que tais processos passaram a integrar a agenda governamental e tornou-se prioridade dentro da política econômica, em parte motivados pela crise financeira verificada nas empresas, utilizadas como ferramentas para a contenção de processos inflacionários.

Neste aspecto, o setor de distribuição de energia elétrica, que era operado basicamente por empresas estatais, passou a integrar os planos governamentais de privatização através do Programa Nacional de Desestatização (PND). Esse criado, em 1991, pelo governo federal e que tinha como objetivo reduzir a máquina pública, provocar a redução dos custos das empresas que foram privatizadas, e como consequência melhorar a sua eficiência na prestação do serviço (REIS; TEIXEIRA; PIRES, 2007).

Além disso, após iniciados os processos de privatização, o Estado brasileiro passou a adotar uma postura regulatória, concretizada a partir da criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que tem como uma de suas funções a regulação do setor de distribuição de energia elétrica e a determinação das tarifas de energia para os consumidores (ABRADEE, 2013).

Conforme destaca Shirota (1996), o setor de distribuição de energia elétrica apresenta a característica típica de monopólio natural referente à existência de economias de escala, ou seja, custo médio e custo marginal decrescentes na medida em que há aumento no nível de produção. Além disso, o setor apresenta elevados custos fixos, o que torna inviável a atuação de mais de uma empresa (TUMA, 2005).

Para Jamasb e Pollitt (2000), citando Priest (1993), a regulação de serviços públicos tem sido tradicionalmente justificada por razões de interesse público devido às características de monopólio natural das indústrias envolvidas, onde a demanda pelo produto é inelástica, ou seja, mostra-se pouco sensível a variações de preços, o que dá margem para as empresas aumentarem seus preços. Além disso, o monopolista natural não pode praticar os preços como se estivesse em concorrência perfeita, onde preços são iguais aos custos marginais, pois tal prática pode trazer prejuízos à firma, haja vista que no ambiente de monopólio natural o custo médio é declinante e o custo marginal é sempre menor que o custo médio.

Outro ponto a observar é que o monopolista não pode igualar o seu preço ao custo médio, uma vez que nesse cenário, apesar de produzir uma quantidade maior, a empresa não teria lucro. No entanto, poderá ocorrer a situação onde o preço ser maior que o seu custo marginal, operando como em um monopólio tradicional. Para esta situação o monopolista natural obteria lucros extraordinários, porém parte da demanda não seria atendida.

Dessa forma, os objetivos da regulação tarifária são garantir aos prestadores de serviço uma tarifa que venha a cobrir os seus custos e remunerar os investimentos para

assegurar a expansão da oferta de energia e a melhoria na qualidade do serviço, sem onerar o consumidor (ANEEL, 2015).

Porém, no setor de distribuição de energia elétrica, a gestão da empresa congrega diversas decisões que impactam diretamente na definição de seus custos de fornecimento, sendo difícil para o regulador observar todas essas ações, constituindo tal situação em assimetria de informação. Logo, a adoção de mecanismos de incentivo de modo a diminuir a assimetria de informação entre regulador e agente regulado são ferramentas importantes para a definição de políticas regulatórias e tarifárias mais justas.

Neste sentido, reguladores têm adotado uma variedade de abordagens em regulação por incentivos, com destaque para *price cap* (preço teto) e *revenue cap* (receita teto). No entanto, na prática muitos esquemas de incentivo usam a combinação de diferentes Modelos. Além disso, é comum o uso de *benchmarking* para medir o desempenho entre as distribuidoras ou destas com uma outra empresa de referência (JAMASB; POLLITT, 2000).

A técnica de *benchmarking*, segundo a ANEEL (2008), consiste na comparação entre os níveis de eficiência real e o nível de eficiência esperado, que se baseia na análise retrospectiva da evolução dos custos médios e comparações com empresas de características de mercado similares. Os métodos de *benchmarking* baseados em fronteira de eficiência, como análise envoltória de dados (DEA, *em inglês*), por exemplo, são utilizados para identificar ou estimar a fronteira de eficiência no conjunto de empresas que estão sendo analisadas.

No Brasil, a aplicação do Modelo DEA no setor de distribuição de energia se baseia a partir da avaliação dos custos relacionados à atividade, que são denominados de custos operacionais e conceituados pela ANEEL (2015a) 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 por parte 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 que já são geralmente obrigações contratuais estabelecidas, como por exemplo, a compra de energia junto às empresas geradoras (INSTITUTO ASCENDE, 2011)

Portanto, é sobre a parcela dos custos operacionais que geralmente recai 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 visto que essa é a parcela na qual a empresa possui gerencia. Destaca-se que o Modelo prevê 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 ASCENDE, 2011).

No caso do Brasil, a partir de um Modelo de análise de eficiência, com o uso de DEA aplicado a dois grupos distintos de distribuidoras – um grupo para concessionárias com consumo de energia inferior à 1 TWh e outro para valores de energia consumida superior à 1 TWh – é que são verificadas quais empresas são eficientes na aplicação dos custos. Um dos pressupostos usados no Modelo de análise de eficiência utilizado pela ANEEL é que as distribuidoras de energia elétrica operam com retornos não decrescentes de escala (NDRS) (ANEEL, 2015), ou seja, empresas maiores não tendem a ter custos médios menores que empresas de menor porte.

Tal pressuposto de retornos crescentes de escala no Modelo adotado pela ANEEL tem sido alvo de críticas por parte de algumas empresas e estudiosos do setor de distribuição de energia elétrica. Durante a Audiência Pública (AP) n° 40/2010, realizada para obter informações o estabelecimento das metodologias e critérios gerais para o terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica, por exemplo, foram obtidas várias contribuições no sentido de criticar a adoção do NRDS. Banker (2010), representando a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), por exemplo, fez a seguinte consideração:

[...]

O defeito mais fundamental e potencialmente fatal da proposta é a manutenção da premissa de Retornos Não-Decrescentes de Escala (NDRS) para a função de produção que associa custos operacionais (OPEX) a três outputs definidos pela ANEEL

[...]

...no caso em que se usa uma função simples para representar uma relação verdadeira muito mais complexa, obtém-se o melhor ajuste estimando-se a forma funcional mais geral e flexível em vez de impor uma estrutura teórica

que não se sustenta devido a erros de especificação. Na metodologia DEA, isso significa que se deve usar o Modelo de retornos variáveis de escala (VRS) em vez do Modelo NDRS para estimar o Modelo simplificado de custo da distribuição. Simulações extensivas descritas no relatório indicam falhas no uso da premissa do NDRS na metodologia proposta pela ANEEL...

Diante do exposto, torna-se relevante analisar se o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro opera de fato com NDRS, ou seja, se de fato o Modelo da ANEEL está correto em adotar essa premissa.

Verifica-se que existe um número considerável de publicações que estudam as funções e curvas de custo e economias de escala do setor de distribuição de energia de diversos países.

Fillipini (1996) estudou as economias de escala do setor de distribuição de energia elétrica suíço, por meio de uma função de custo total, concluindo pela existência da subatividade da função de custo a partir de um determinado patamar de consumo. Já Fillipini (1998) também estudando o sistema de distribuição suíço e utilizando uma função de custo total para concluiu que existem economias de densidade para a maioria dos níveis de produção e que apenas empresas pequenas e médias operam em economia de escala. Yatchew (2000), ao estudar 81 dos 300 municípios de Ontário no Canadá, estimou uma função de custo com base na forma funcional Translog, concluindo que a escala mínima de eficiência é alcançada em aproximadamente 20 mil clientes e que fusões entre as empresas não produziriam economias de escala suficiente.

Mydland, Haugoma e Lien (2018) estudaram o setor de distribuição da Noruega através de uma função de custo translog e um Modelo de regressão quantílica, sendo identificado retornos crescente de escala em todos os quantis analisados, embora, apresentando variações entre um quantil e outro.

Outros autores também se utilizaram de uma função de custo para estudar as economias de escala do setor de distribuição de energia elétrica para diferentes objetos de estudos como Khumbhakar e Hjalmarsson (1998), que mediu a eficiência relativa entre empresas públicas e privadas no sistema de distribuição sueco e concluindo que aquelas de capital privado são mais eficientes. Além disso, encontrou indícios de retornos de escala e mudança tecnológica.

Já outros trabalhos estudaram os retornos de escala do setor de distribuição de energia elétrica sob a ótica da análise de eficiência e benchmarking como Growitsch, Jamasb e Politt (2009), Growitsh, Jamasb e Wetzel (2012).

Para o caso brasileiro, não foram encontrados estudos que tenham analisado os retornos de escala do setor de distribuição brasileiro a partir da criação de uma função de custo. No entanto, podem ser encontrados estudos que analisam o setor de distribuição de energia elétrico brasileiro sob a ótica da análise de eficiência como Resende (2002), Tovar, Ramos-real e Almeida (2011) e Daniel e Gomes (2013).

Vale salientar que determinação do tipo de retorno de escala presente no setor de distribuição de energia se mostra importante, uma vez que pode representar impactos nas definições das tarifas de energia para os consumidores finais, pois é a partir da definição dos retornos de escala do setor que podem ser definidos os níveis eficientes dos custos operacionais e que é sobre esses recaem as principais ferramentas de regulação.

Assim, o presente trabalho pretende contribuir para verificar se de fato o setor de distribuição de energia opera com NDRS e quais variáveis impactam na definição dos custos operacionais das distribuidoras de energia elétrica, através da construção de uma função de custo operacional. Tal estudo pode possibilitar a diminuição da assimetria de informação entre regulador e entre as empresas de distribuição de energia elétrica.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo Geral**

Verificar qual tipo de retorno de escala encontra-se operando o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- a) Analisar o comportamento de variáveis relacionadas aos custos operacionais das distribuidoras no período analisado;
- b) Determinar as curvas dos custos operacionais médios e marginal do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro no período 2007-2016;
- c) Verificar se o setor de distribuição de energia elétrica opera com NDRS;

- d) Verificar a existência de monopólio natural no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro;
- e) Identificar onde cada empresa estaria na curva de custo médio operacional do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro.

### **1.3 Estrutura do Trabalho**

Este trabalho está organizado em 6 capítulos. No capítulo 1 encontra-se a introdução, onde são abordados as considerações iniciais, o problema e sua importância e os objetivos. No capítulo 2 são apresentados o referencial teórico que embasará a análise proposta. Trabalhos empíricos que abordam o setor de distribuição de energia elétrica são dispostos no capítulo 3. No capítulo 4 são apresentadas as metodologias utilizadas e a origem da base de dados utilizados no estudo encontram-se dispostas são apresentados os resultados obtidos e as suas discussões. No capítulo 5 são apresentados os resultados e as suas interpretações e discussões. Por fim, no capítulo 6 são tecidas as principais conclusões do estudo e possíveis recomendações de estudos futuros.

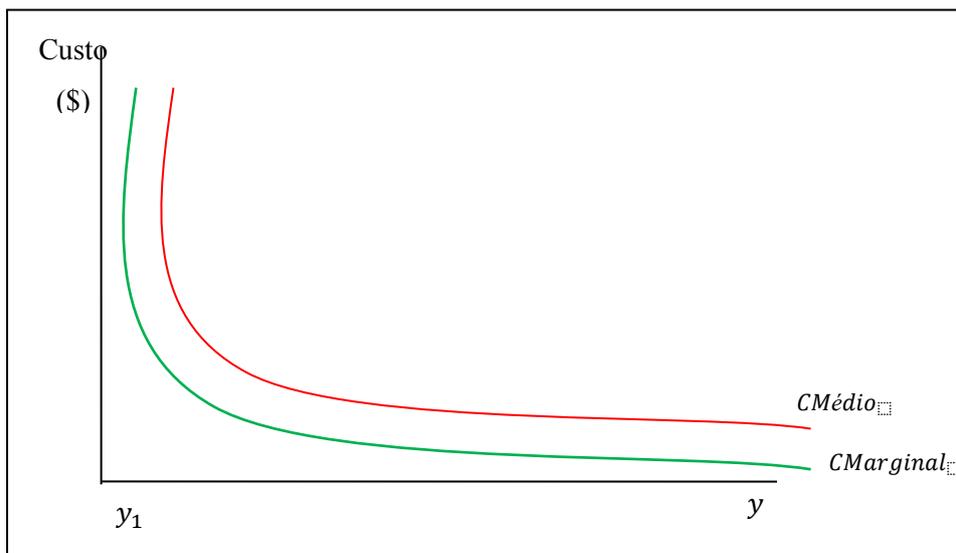
## **2.0 Referencial Teórico**

### **2.1 Monopólios Naturais e Regulação**

Monopólio tem como característica a atuação de uma ou poucas empresas no fornecimento de um produto ou na disponibilização de um determinado serviço (VARIAN, 1992). Serviços de distribuição de energia elétrica, distribuição de água ou coleta de esgoto, em que devido aos elevados custos fixos é inviável a atuação de mais de uma empresa, são caracterizados como monopólio natural (TUMA, 2005).

Outra característica dos monopólios naturais é a presença de economia de escala, com custos médios e custos marginais decrescentes com o nível de produção, como pode ser visualizado a partir da Figura 1.

Figura 1: Curvas de Custo Médio e Custo Marginal em Monopólios Naturais.



Fonte: Pyndick e Rubenfield (2005)

Por apresentar tais características, o monopólio natural constitui uma falha de mercado, uma vez que não se consegue alocar eficientemente os seus recursos (VARIAN, 1992). Apesar de apenas um único produtor poder produzir a um menor custo que vários outros produtores, não há como garantir que o monopolista irá praticar os preços operando no mesmo nível que seu custo marginal como se estivesse operando em um ambiente concorrencial. Assim, lucros excessivos podem ser identificados em setores que haja a presença de monopólios naturais, e tais lucros podem ser advindos da própria prática de preços do monopolista que pode elevar os seus preços muito acima do nível do seu custo marginal ou diminuir a qualidade dos serviços prestados.

Neste caso, o objetivo da regulação é evitar tais práticas e buscar a maximização do bem estar dos agentes envolvidos (PIRES; PICCININI, 1998).

Nesta linha, de acordo com Barrinuevo Filho e Lucinda (2004, p. 48)

A regulação previne o abuso de poder econômico em setores nos quais características técnico-econômicas dificultam a existência de concorrência, seja ela efetiva, de outras empresas já estabelecidas, ou mesmo potencial, de empresas que poderiam entrar no mercado.

Para Bradburd (1995), os objetivos a serem atendidos pela regulação de monopólios vão depender do quanto a sociedade está disposta a fazer compensações dentre o leque de objetivos a serem alcançados. Dentre aqueles que o autor cita estão a

redução das ineficiências dadas pelas perdas de peso morto, o aumento da redistribuição de renda restringindo a atuação do monopolista na apropriação dos excedentes, o aumento do consumo de modo a permitir que os consumidores possam adquirir os montantes socialmente desejados e redução das incertezas institucionais que em geral acompanha a ausência total de políticas públicas ou está presente em setores que sofrem influências políticas. Em resumo, o objetivo da regulação é diminuir o abuso do poder de mercado nos setores de monopólio.

O Instituto Ascende (2011) considera que os abusos de poder de mercado existentes nos monopólios naturais constituem desafios aos reguladores, onde, no caso do setor de distribuição de energia elétrica, deve evitar a elevação da tarifa de energia acima do nível necessário e que remunere adequadamente a distribuidora por todos os seus custos de produção. No entanto, prevenir tais abusos deve começar diminuindo a assimetria de informação existente na relação bilateral entre regulador e agente regulado.

Em uma relação bilateral em que uma das partes contrata outra para fornecer algum tipo de produto ou serviço, tem essa relação regida por um contrato e as partes que compõem essa relação são principal (contratante) e agente (contratado). A assimetria de informação ocorre quando uma das partes envolvida em uma relação principal-agente possui mais informações importantes e que a outra parte desconhece, ou seja, não há como observar e incluir todas as ações individuais das partes envolvidas no instrumento que rege as suas transações. O problema da assimetria de informação pode ser dividido em dois tipos: risco moral (*moral hazard*), quando o agente recebe informações privilegiadas após a relação contratual ser estabelecida, ou quando as suas ações não podem ser confirmadas, e seleção adversa (*adverse selection*), quando o agente detém a posse de informações privilegiadas antes a relação principal-agente já ter se iniciado (MACHO-STADLER; PÉREZ-CASTRILLO, 2001).

Para Macho-Stadler e Pérez-Castrillo (2001), nos casos de risco moral, no momento da assinatura do contrato, principal e agente possuem a mesma quantidade de informação, no entanto, a assimetria de informação surge após o estabelecimento da relação e o principal não pode acompanhar de fato quais as ações que são tomadas pelo agente, ou não pode controlar perfeitamente as suas ações. Diferentemente, nos casos de seleção adversa, o agente já possui informações privilegiadas antes mesmo do início da relação e que podem afetar o resultado da ação contratada. Assim, os problemas de seleção adversa surgem quando o principal, mesmo tendo conhecimento de que o agente

pode cumprir o contrato de diversas formas possíveis, não consegue antever quais ações serão tomadas pelo agente.

No setor de distribuição de energia elétrica há assimetria de informação, já que a distribuidora pode observar diretamente as suas ações e promover reduções de seus custos. Essas ações não podem ser acompanhadas diretamente pelo regulador, seja pela impossibilidade operacional ou pelos custos de acompanhamento. Dessa maneira, o regulador busca acompanhar o resultado dessas operações que serão impactados pela própria ação das distribuidoras (estabelecimento de metas, índices de qualidade, pesquisas de satisfação), como pela existência de outras variáveis que não estão sob o seu controle.

Hölmstrom (1979) coloca que informações adicionais podem ser usadas para melhorar um contrato. Essas informações podem surgir de fontes secundárias e outras variáveis observadas, tanto pelo principal como pelo agente, e podem ser usadas como um sinal de ações que podem ser exercidas pelo agente. O autor ainda esclarece que em contratos de longo prazo, onde determinadas ações dos agentes podem ser repetidas diversas vezes em situações semelhantes, tendem a reduzir o problema de assimetria de informação.

Chong (2004) afirma que a assimetria de informação assola a relação entre o agente regulador e regulado, que explora um serviço tipicamente monopolista. Para ele, o regulador não possui todas as informações que demonstrem o quão eficiente são os custos de uma empresa e nem o quanto eles podem ser, mesmo que na maioria das vezes ele possa observar a realização dos custos das empresas. Portanto, a redução da assimetria de informação se torna crucial para o desenho de políticas regulatórias.

Uma forma de contornar esses problemas, reduzindo a assimetria de informação entre regulador e regulado é a adoção de um sistema de incentivos que induza o agente a apresentar um comportamento que leve ao aumento da eficiência. Assim, o reconhecimento que existe da assimetria de informações entre regulador e regulado apenas pode ser assegurado quando há um sistema de incentivos adequado para as empresas operarem (ASCENDE, 2011).

Chong (2004) enumera duas formas de reduzir a assimetria de informação por parte de regulador e regulado: *individuals incentives* e *yardstick competition*. No primeiro caso, o regulador pode induzir as empresas a revelarem seus níveis de custos operacionais e a regularem em consequência. No segundo caso, o regulador usa a informação de diferentes firmas para deduzir as informações necessárias para a regulação e os níveis de

compensação de cada firma irão depender de como se dará o comportamento da empresa analisada com relação a outras similares.

Shleifer (1985) ao criar o método *yardstick competition* cita duas desvantagens em relação aos esquemas de *individuals incentives*: i) perda de bem estar durante os períodos de ciclo tarifário e ii) assimetria de informação no comportamento da empresa que pode influenciar na definição de seus custos.

Mais detalhadamente, na regulação por *yardstick competition*, o regulador estabelece padrões de desempenho das empresas que operam no mesmo setor e que posteriormente são comparados entre si, respeitadas as suas características semelhantes. Neste caso, as tarifas de cada empresa são definidas com base no seu desempenho em comparação com a sua congênere, observando os padrões estabelecidos e que influenciam na definição dos seus custos (PIRES; PICCININI, 1998, BARRINUEVO FILHO; LUCINDA, 2004).

Ainda segundo Pires e Piccinini (1998), um aumento do número de firmas melhora a base comparativa, o que conseqüentemente, melhora a eficácia do método *yardstick competition*. No entanto, quanto maior a quantidade de empresas, maior será a possibilidade de reduzir a eficiência produtiva das firmas devido à possível presença de deseconomias de escala e de escopo provocadas pela fragmentação do mercado.

No Brasil, após os processos de reestruturação do setor elétrico, iniciou-se um ciclo de debates a respeito de qual seria o regime regulatório a ser ditado para o setor de distribuição de energia elétrica. Dentre as medidas que se deram no âmbito da gestão tarifária no setor de distribuição de energia elétrica brasileira, a principal mudança foi a substituição da equalização tarifária e da regulação pelo regime do custo do serviço, no qual vigorava uma única tarifa de energia em todo território nacional, pelo regime de regulação pelo preço teto, que passou a vigorar no Brasil a partir do ano de 1998 (INSTITUTO ASCENDE, 2011).

Conforme Ruffin, El Hage e Delgado (2015) a regulação do tipo *price cap* é o Modelo de incentivos mais conhecido mundialmente. Seu princípio consiste no reajuste das tarifas com base em um índice de preços ao consumidor (*Retail Price Index – RPI*) deduzidos de um fator X, que representa os ganhos anuais de eficiência e produtividades esperados, medidos através de algum método de análise de eficiência, para cada empresa em relação às demais (BARRIBUEVO FILHO E LUCINDA, 2004).

Segundo o Instituto Ascende (2011), este tipo de regulação consiste no descolamento entre custos de fornecimento e tarifa de energia. Isso ocorre ao fixar o valor

da tarifa de energia, determinada a partir dos custos não gerenciáveis e custos operacionais, por um determinado tempo estabelecido em contrato. Desta forma, a empresa pode obter margens maiores a partir da redução dos custos operacionais, uma vez que é sobre essa parcela que a empresa tem maior poder de gerenciamento, e os ganhos de eficiência serão repassados ao consumidor na Revisão Tarifária Periódica (RTP), período no qual a tarifa é recalculada pelo regulador. Em geral, esse período que compreende a entrada em vigor de uma tarifa e a sua revisão é conhecido como ciclo tarifário e pode variar de acordo com a estrutura do contrato entre a distribuidora e o poder concedente. Ao final desse período, que em geral é de 4 anos no caso brasileiro, as tarifas são revisadas com base nos custos incorridos pela empresa.

Este descolamento entre tarifa ao longo do ciclo tarifário tende a delegar às empresas uma maior parcela do risco, sendo que estas ficariam expostas às flutuações do mercado, como alterações nos custos dos insumos e variações na demanda por energia elétrica (INSTITUTO ASCENDE, 2011). No entanto, segundo Pires e Piccinini (1998), este tipo de regulação permite reduzir o risco de captura das agências reguladoras ao não expô-las a uma situação de assimetria de informações, que uma vez com os preços fixos incentiva a eficiência entre as empresas, que podem apropriar-se das reduções de custo entre os períodos revisionais.

Pires e Piccinini (1998) e o Instituto Ascende (2011) ainda colocam que o método *yardstick competition* é complementar ao método *price cap*. Isso porque ao estabelecer o preço teto necessário a remunerar os investimentos de uma empresa eficiente, outras empresas que consigam apresentar custos ainda mais reduzidos que outra empresa de características semelhantes obterão maiores lucros. Assim, se a eficiência de uma empresa for superior em comparação às demais distribuidoras, sua tarifa pode ser mantida em um determinado patamar de modo a propiciar maiores lucros, mesmo após os processos de revisão tarifária e conseqüentemente aumentar a estrutura de incentivos para a redução de custos.

No entanto, o uso do método *yardstick competition* deve ser feito com cautela para evitar distorções. O uso desse método deve se atentar ao fato de levar em consideração as especificidades de cada área de concessão e que impactam na definição dos custos de cada empresa. Por isso, deve-se atentar para o uso de variáveis adequadas de modo que a eficiência relativa entre as empresas não fique prejudicada (PIRES; PICCININI, 1998, INSTITUTO ASCENDE, 2011, NASCIMENTO, 2013).

Esses processos podem ser elaborados para comparação entre empresas reais (*benchmarking*) ou através de empresas reais com empresas (empresa de referência) de forma a medir o seu nível de eficiência.

Neste aspecto Rufin, El Hage e Delgado (2015, p. 9) pontuam que o resultado efetivo desses processos de comparação se dá quando...

ao determinar regulatoriamente um nível médio de preços considerado eficiente, há intrinsecamente incentivos para que o custo médio real fique, no mínimo, abaixo desse valor, permitindo que haja apropriação de ganhos pelo aumento da produtividade além do nível regulatório (redução do custo médio real).

Nos processos de *benchmarking*, as empresas têm seus níveis de eficiência medidos através da comparação entre as próprias empresas com características semelhantes. De acordo com Jamasb e Pollit (2000) os principais métodos de *benchmarking* utilizados na regulação dos serviços públicos de distribuição de eletricidade e empregados na definição de custos operacionais eficientes são: i) DEA<sup>1</sup>; ii) Modelos de Fronteira Estocástica (SFA – Stochastic Frontier Analysis)<sup>2</sup> e iii) Mínimos Quadrados Ordinários com Correção (COLS – Corrected Ordinary Least Square)<sup>3</sup>.

Segundo Rufin, El Hage e Delgado (2015), o Modelo de empresa de referência constitui uma alternativa ao Modelo *price cap* com o uso do Fator X. Tal Modelo consiste na construção de uma concessionária de distribuição fictícia que teria, teoricamente, todas as atribuições de serviços prestados por qualquer outra concessionária de distribuição.

Segundo Agrell e Borgetoft (2005), o Modelo de empresa de referência é um caso de estimação de uma função de custo, com níveis diferentes de requerimento de informação. Como tal, eles são usados para prescrever, antes que estimar, os custos ótimos ou possíveis (*allowable*) para certo nível de operação. O que caracteriza este Modelo é o fato desta prescrição de custos não ser baseada nos custos contábeis reais das empresas.

---

<sup>1</sup> Ver CHARNES et. al (1994).

<sup>2</sup> Ver KUMBHAKAR e LOVELL (2000).

<sup>3</sup> Ver WINSTEN (1957).

Ainda segundo os autores há duas formas de estimar a função de custo. A primeira, baseada na parametrização, implica na definição de parâmetros que relacionam as variáveis do Modelo de forma mais conservadora, de modo que não haja uma subestimação da função de custo e inviabilize a operação das empresas. Neste caso, como o ajuste do Modelo se dá de forma conservadora, as dúvidas inerentes à algumas variáveis são ajustadas para cima o que pode incorrer em um exagero nos riscos e uma superestimativa de custos. A segunda forma, que tem como base a construção do Modelo de forma dedutiva, utilize-se da expertise de consultores especializados no tema para, a partir de uma intensa análise das variáveis envolvidas, estimar a função de custo.

Desse modo, a estimação de uma função de custo, pela investigação de parâmetros que podem compor essa função e a adoção de uma metodologia econométrica para estimação dessa função, base do Modelo de Empresa de Referência, se mostra interessante por ser uma alternativa ao Modelo *price cap*.

Bem verdade que a possível arbitrariedade na escolha das variáveis que vão compor a função de custo seja uma das principais críticas ao Modelo de referência e por isso constituem alguns problemas de ordem teórica e prática. O que, segundo Rufin, El Hage e Delgado (2015), pode explicar a difusão do Modelo no setor de distribuição de energia elétrica que no caso se limitou à seu país de origem, o Chile, e outros países como Peru, Panamá, República Dominicana, Guatemala, El Salvador, Espanha e Brasil. Este último, até o segundo ciclo de revisão tarifária das concessionárias de energia, que se deu no ano de 2008. O Quadro 1 mostra um comparativo com vantagens e desvantagens em relação ao Modelo de Empresa de Referência e ao *Price Cap*.

Quadro 1: Comparação entre os Modelos Price Cap e Empresa de Referência.

	<i>Vantagens</i>	<i>Desvantagens</i>
<i>Price Cap</i>	Incentivos Claros	Dificuldade de comparação entre as empresas Arbitrariedade do valor do fator X Colusão entre as empresas
<i>Empresa de referência</i>	Incentivos Claros Não precisa de comparação entre as empresas	Arbitrariedade nos parâmetros do Modelo Manipulação do Modelo Conflito entre regulador e concessionárias

Fonte: Rufin, El Hage e Delgado (2015) citando Gómez-Lobo (2007)

Assim, a estimação da função de custo para avaliar a evolução do custo operacional da atividade de distribuição de energia elétrica se mostra interessante em cenários de adoção de ambos os Modelos de regulação. Através da função de custo é que são determinados os retornos de escala do setor para a aplicação dos métodos de benchmarking, usados na comparação de empresas e determinação de seus níveis de eficiência.

Por outro lado, a estimação de uma função de custo é a base do próprio Modelo de empresa de referência, onde os custos das empresas são determinados a partir de uma função baseada em variáveis que impactam nos custos das empresas.

Para o presente estudo, o objetivo principal é de avaliar se o setor de distribuição de energia elétrica opera com retornos de escala crescentes, o que traz impacto nas definições das tarifas de energia para o consumidor. Especificamente, através da construção das curvas de custo médio e marginal será avaliada a existência de retornos crescentes de escala, e a verificação onde cada empresa utilizada nesta pesquisa estaria em relação à curva de custo operacional do setor.

## 2.2 Função *Translog*

Não há uma forma funcional específica com relação à função de custo. Alguns autores como Vendruscolo e Alves (2009) e Martins, Fortunato e Coelho (2006) ao estudarem setores com características de economia de escala e presença de monopólios naturais propuseram uma função de custo cúbica para avaliar as variáveis que influenciam os custos desses setores.

No entanto, algumas formas funcionais tradicionais como as funções Cobb-Douglas esbarram na dificuldade de impor propriedades de aditividade e homogeneidade, importantes para o estudo das propriedades das funções de custo. Christensen, Jorgenson e Lau (1975) ao estudarem a função *Transcendental Logarithmic (Translog)* aplicadas as funções de produção, discutem algumas formas funcionais aplicadas à função de produção e a forma que alguns autores impõem as condições de aditividade e homogeneidade nos seus estudos. Neste caso, o conceito de aditividade (ou livre entrada) pode ser definido quando dois planos de produção  $y$  e  $y'$ , factíveis e pertencentes ao mesmo conjunto de possibilidades de produção  $Y$ , podem ser executados de forma independente de tal modo que  $y + y'$  também pertençam a  $Y$ . Já o conceito de

homogeneidade pode ser determinado a partir de uma função  $f(x)$  que é homogênea de grau  $n$  se  $f(tx) = t^n f(x)$ .

A imposição dessas condições é que de fato constituem o grande desafio nos estudos de algumas funções na teoria microeconômica.

Isto posto, é que Christensen, Jorgenson e Lau (1975) apresentam a função *translog*, que tem como principal vantagem a não necessidade de imposição de aditividade e homogeneidade. Logo, devido à sua flexibilidade se tornou uma forma funcional bastante utilizada nos estudos que envolvem funções de custo ou de produção. Sob este aspecto é que Costantini, Crespi e Paglialunga (2018, p. 5) afirmam:

Translog production (or cost) functions have been considered in the majority of econometric works because, without imposing restrictions on substitutability, they are more appropriate when the number of inputs is greater than two.

Especificamente em relação ao setor de distribuição de energia elétrica, para Fillipini (1998) a função *translog* oferece uma forma funcional apropriada para responder perguntas sobre economias de escala, importante em setores com características de monopólio natural.

De acordo com Albuquerque (1987), a função *translog* não impõe restrições aos valores das elasticidades de substituição, nem admite como pressuposto a homogeneidade da função, diferentemente das tradicionais funções Cobb-Douglas e CES.

Para Christensen e Greene (1976), ao estudarem a economia de escala do setor de geração de energia elétrica dos Estados Unidos, a função *translog* além de não impor restrições nas possibilidades de substituição entre os fatores de produção, permite as economias de escala variarem de acordo com o nível de produção, fazendo com que as curvas de custo médio apresentem o formato clássico em U.

Assim, segundo as definições de Christensen, Jorgenson e Lau (1973), Christensen e Greene (1976) e Albuquerque (1987) pode-se afirmar que a função *translog* pode ser interpretada como uma aproximação dada por uma expansão de Taylor de segunda ordem de  $\ln y$  em potências de  $\ln x$  de uma função arbitrária onde  $y = f(x)$ . (BOISVERT, 1982), citando Allen (1937, pp 456-58), demonstrou como a função *translog* é deduzida de uma expansão de Taylor de segunda ordem, de tal forma que se

$h(q_1, q_2, q_3 \dots q_n)$  é uma função qualquer com  $n$  variáveis e  $(r_1, r_2, r_3 \dots r_n)$  são pontos fixos nos quais as  $n$  derivadas das funções existem, então:

$$y = h(q_1 + r_1 \dots q_n + r_n) = h(r_1 \dots r_n) + \left[ \sum_{i=1}^n q_i \frac{\partial h}{\partial q_i} \Big|_{r_1 \dots r_n} \right] + \left[ \frac{1}{2!} \sum_{i=1}^n q_i^2 \frac{\partial^2 h}{\partial^2 q_i} \Big|_{r_1 \dots r_n} \right] + \left[ \frac{1}{n!} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n q_i q_j \frac{\partial^2 h}{\partial q_i \partial q_j} \Big|_{r_1 \dots r_n} \right] \quad (1)$$

Portanto, nota-se que os três primeiros termos da expansão de Taylor são os termos da função translog quando  $h$  é definido em função de logaritmos de forma que:

$$\ln y = h(\ln x_1, \ln x_2, \ln x_3 \dots \ln x_n); q_i = \ln x_i; r_i = \ln r_i; \ln a_0 = h(\ln r_1 \dots \ln r_n) \text{ e}$$

$$\alpha_i = \frac{\partial \ln y}{\partial \ln x_i}; \alpha_{ij} = \frac{\partial^2 \ln y}{\partial \ln x_i \partial \ln x_j}; \alpha_{ii} = \frac{\partial^2 \ln y}{\partial \ln x_i^2}.$$

Ainda conforme Boisvert (1982), a aplicação da aproximação dada pela expansão de segunda ordem de Taylor vai depender da especificação de um ponto do qual ocorrerá a expansão. Então, tomando  $r_1; r_2 \dots r_n = 1$  os valores dos respectivos logaritmos serão iguais a 0. Dessa forma, a equação 9 pode ser reescrita na forma geral da função translog:

$$\ln y = \alpha_0 + \sum_{i=1}^n \alpha_i \ln x_i + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \alpha_{ij} \ln x_i \ln x_j \quad (2)$$

Onde:  $\alpha_0 = \ln a_0 = h(0 \dots 0)$

Conforme comentado anteriormente, a função *translog* tem como uma de suas principais características a sua forma flexível. Para Kamel (2015) e Boisvert (1982) essa flexibilidade da função translog pode ser descrita comparando as elasticidades de custo em relação aos fatores de produção derivadas desta formulação com as geradas por uma função de Cobb-Douglas. Para essa função de custo, as elasticidades em relação insumos e os retornos à escala são constantes. No entanto, na função do tipo translog, os valores

das elasticidades em relação aos insumos e os retornos de escala eles dependem do nível do fator de produção. Além disso, sua forma funcional não impõe como pressupostos, as hipóteses de homogeneidade e separabilidade dos insumos.

.Outra característica da função translog é não satisfazer as condições de monotonicidade e concavidade em nível global, propriedades essas que podem ser avaliadas em nível local (ALBUQUERQUE,1987). Isso pode ser observado através do estudo de Boisvert (1982) que demonstra como as condições de monotonicidade e concavidade não são satisfeitas em nível global através da determinação da elasticidade de produção e posteriormente a partir das primeiras (produto marginal) e segundas derivadas da função translog na sua forma geral, dada pela equação 2, em relação ao insumo  $i$ , como segue:

$$e_i = \frac{\partial \ln y}{\partial \ln x_i} = \alpha_i + \sum_{j=1}^n \beta_{ij} \ln x_j \quad (i=1, \dots, n) \quad (3)$$

$$f_i = \frac{\partial y}{\partial x_i} = \frac{\partial \ln y}{\partial \ln x_i} \frac{y}{x_i} = \left[ \alpha_i + \sum_{j=1}^n \beta_{ij} \ln x_j \right] \left[ \frac{y}{x_i} \right] \quad (4)$$

Onde:  $\beta_{ij} = \frac{1}{2} \alpha_{ij}$ ,  $e_i$  é a elasticidade de produção e  $f_i$  é a primeira derivada da função translog em relação ao insumo  $i$  e corresponde ao seu produto marginal.

Conforme o autor, para níveis finitos do insumo  $i$ , o seu produto marginal pode ser positivo para um determinado intervalo nos valores do insumo  $j$  ( $\beta_{ij} > 0$  e  $x_j > 1$ ). No entanto, o valor do produto marginal pode ser negativo caso  $\beta_{ij} > 0$  e  $x_j \rightarrow 0$  ou  $\beta_{ij} < 0$  e  $x_j \rightarrow \infty$ . Assim, por causa das condições de monotonicidade requerida para todo insumo  $i$ , os valores de  $f_i$  devem ser maiores do que 0, porém, esses dependem do nível do insumo  $j$  e do sinal do coeficiente  $\beta_{ij}$ , portanto, a função translog não é bem comportada globalmente.

As segundas derivadas, diretas e cruzadas, podem ser obtidas a partir da equação 2, com a utilização da regra da cadeia<sup>4</sup>.

$$f_{ii} = \frac{\partial y^2}{\partial x_i^2} = y \left[ \alpha_i + \sum_{j=1}^n \beta_{ij} \ln x_j \right] \left[ \frac{-1}{x_i^2} \right] + \left[ \frac{1}{x_i} \right] \left[ y \left( \frac{\beta_{ii}}{x_i} \right) + \frac{y}{x_i} \left( \alpha_i + \sum_{j=1}^n \beta_{ij} \ln x_j \right)^2 \right]$$

$$f_{ii} = \frac{\partial y^2}{\partial x_i^2} = \frac{y}{x_i^2} \left[ - \left( \alpha_i + \sum_{j=1}^n \beta_{ij} \ln x_j \right) + \beta_{ii} + \left( \alpha_i + \sum_{j=1}^n \beta_{ij} \ln x_j \right)^2 \right]$$

$$f_{ii} = \frac{\partial y^2}{\partial x_i^2} = y \left[ \alpha_i + \sum_{j=1}^n \beta_{ij} \ln x_j \right] \left[ \frac{-1}{x_i^2} \right] + \left[ \frac{1}{x_i} \right] \left[ y \left( \frac{\beta_{ii}}{x_i} \right) + \frac{y}{x_i} \left( \alpha_i + \sum_{j=1}^n \beta_{ij} \ln x_j \right)^2 \right] \quad (5)$$

$$f_{ij} = \frac{\partial y^2}{\partial x_i \partial x_j} = \frac{1}{x_i} \left[ y(\beta_{ij}) \frac{1}{x_j} + \left( \alpha_i + \sum_{j=1}^n \beta_{ij} \ln x_j \right) \left( \alpha_j + \sum_{i=1}^n \beta_{ij} \ln x_i \right) \frac{y}{x_j} \right]$$

$$f_{ij} = \frac{\partial y^2}{\partial x_i \partial x_j} = \frac{y}{x_i x_j} \left[ \beta_{ij} + \left( \alpha_i + \sum_{j=1}^n \beta_{ij} \ln x_j \right) \left( \alpha_j + \sum_{i=1}^n \beta_{ij} \ln x_i \right) \right] \quad (6)$$

A matriz hessiana orlada é formada pelos valores das primeiras e segundas derivadas, de tal modo que:

$$H = \begin{bmatrix} 0 & f_1 & f_2 & \dots & f_n \\ f_1 & f_{11} & f_{12} & \dots & f_{1n} \\ f_2 & f_{21} & f_{22} & \dots & f_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ f_n & f_{n1} & f_{n2} & \dots & f_{nn} \end{bmatrix} \quad (7)$$

Dessa forma, as isoquantas serão convexas em relação à origem e consequentemente fica garantida a quase concavidade da função de produção, se a matriz

<sup>4</sup> Detalhes sobre a aplicação da regra da cadeia ver em PISKUNOV (1983)

hessiana orlada (7) for negativa definida<sup>5</sup>. Entretanto, no caso da função translog, como os valores das primeiras e segundas derivadas variam de acordo com o nível de insumo, não há garantia de que as isoquantas serão globalmente convexas. No entanto, estudos empíricos demonstram que essas condições podem ser avaliadas em regiões específicas e se estas são bem comportadas e grandes o suficiente, podem então garantir uma boa representação da função de produção (BOISVERT, 1982).

Vale salientar que a função Translog pode satisfazer as condições de aditividade, homogeneidade e separabilidade dos insumos. A primeira propriedade pode ser definida quando dois planos de produção  $y$  e  $y'$ , factíveis e pertencentes ao mesmo conjunto de possibilidades de produção  $Y$ , podem ser executados de forma independente de tal modo que  $y + y'$  também pertençam a  $Y$ . Já o conceito de homogeneidade pode ser determinado a partir de uma função  $f(x)$  que é homogênea de grau  $n$  se  $f(tx) = t^n f(x)$ .

A separabilidade é que define o quanto um conjunto de insumos pode ser separável e assim definir se eles são complementares ou substitutos permitindo a determinação das elasticidades de substituição entre quaisquer pares de insumos.

Essas mesmas propriedades podem ser testadas para o caso de uma função de custo na forma translog a partir de restrições nos parâmetros da função. Logo, a imposição de homoteticidade e homogeneidade devem ser feitas a partir de restrições sobre os parâmetros da função.

Isto posto, é válido então a construção de Modelos econométricos da função de custo translog que levem em conta essas restrições, de tal forma que se estas forem válidas estatisticamente é preferível adotar o Modelo restrito (simplificado). Do contrário, é interessante que seja investigado o impacto das restrições no formato das curvas de custo estimadas (CHRISTENSEN; GREENE, 1976).

Além de avaliar as questões de concavidade, outras hipóteses podem ser testadas mediante a aplicação de restrições à função *translog*. Hipóteses como homogeneidade, separabilidade, mudanças tecnológicas e outras implicações, derivadas da função de produção, podem ser testadas através da imposição de restrições nos seus parâmetros (ALBUQUERQUE, 1987).

---

<sup>5</sup> Uma matriz é negativa definida se os determinantes das  $n$  submatrizes de  $H$  alternarem de sinal sendo o primeiro negativo, de tal modo que  $(-1)^k |H_{kk}| > 0 \quad \forall 1 \leq k \leq n$ . Para maiores detalhes ver CHIANG e.; WAINWRIGHT (2006).

As mudanças tecnológicas dentro da função de produção, procuram testar o que ocorre com a produção ao longo do tempo na medida em que a modernização dos processos tende a produzir aumentos de produtividades e conseqüentemente redução dos custos médios.

Por exemplo, as condições de regularidade e homogeneidade são satisfeitas se  $\alpha_i > 0$  para todo  $i$ ,  $\sum_{j=1}^n \alpha_j = 1$  e  $\alpha_{ij} = 0$  para todo  $i$  e  $j$ , quando a função *translog* se reduz para uma função Cobb-Douglas.

### 2.3 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 a quantidade de produto. Binswanger (1974) considera que a função de custo translog é linear nos logaritmos.

Assim, para Christensen e Greene (1976), uma função de custo translog pode ser escrita da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \ln C = & \alpha_0 + \alpha_y \ln y + \frac{1}{2} \alpha_{yy} (\ln y)^2 + \sum_{i=1}^n \alpha_i \ln p_i + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \ln p_i \ln p_j \\ & + \dots + \\ & \dots \sum_{i=1}^n \alpha_{yi} \ln y \ln p_i \end{aligned} \quad (8)$$

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

$$\sum_{i=1}^n \alpha_i = \mathbf{1}; \sum_{i=1}^n \alpha_{yi} = \mathbf{0}; \sum_{i=1}^n \alpha_{ij} = \sum_{j=1}^n \alpha_{ij} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \alpha_{ij} = \mathbf{0} \quad (9) \quad 14$$

Alguns trabalhos pesquisados e que apresentam o formato clássico da função de custo, ou seja, a mesma em função dos produtos e dos preços dos insumos. Fillipini (1996) utilizou no seu trabalho uma função composta de três produtos (energia consumida, fator de carga e tamanho da rede) e o preço de dois insumos (energia comprada pelas distribuidoras e salário). Fillipini (1998) utilizou no seu trabalho uma função de custo total dada em função de quatro produtos (consumo de energia elétrica, fator de carga, tamanho da área de concessão e número de consumidores) e o preço de três insumos (capital, energia comprada pela distribuidora e salários). Folloni e Caldera (2001), também utilizando uma função de custo no formato translog, apresentam como produtos da função o número de consumidores e um índice de densidade populacional e preços dos insumos como sendo o custo com rede e salários.

Portanto, na literatura têm-se trabalhos apresentam na composição da função de custo, mais de um produto.

Ademais, 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 das função de custo. Esta função de custo é composta com 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. Este tipo de função foi apresentada no trabalho de Mydland, Haugon e Lien (2018) e adaptada para o presente trabalho.

Importante salientar que este trabalho, foi publicado na revista *Applied Economics*, classificada, de acordo o Qualis-Periódicos, como A1, tendo sua publicação ocorrida em na plataforma online em 14 de março de 2018.

Além disso, há que considerar características regulatórias do setor Norueguês que levam a adaptar a metodologia ali apresentada ao caso brasileiro. Ambos os setores se utilizam de ferramentas de regulação para promover eficiência das empresas de distribuidoras de energia, no caso Norueguês é utilizado o sistema *revenue cap* (receita teto). Portanto, ao promover essas ferramentas espera-se que os custos médios das empresas decaiam ao longo do tempo, fato que se pretende, conforme dito anteriormente, confirmar nesta pesquisa.

## 2.4 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 existência de economia de escala do setor em estudo. 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 seja definida como sendo:

$$EE = 1 - \frac{\partial \ln C}{\partial \ln y} \quad (10)$$

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 que a unidade, têm-se que a produção aumenta mais que proporcionalmente ao aumento do custo, logo a firma operaria em economias de escala. 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. Assim sendo, EE positivo significaria economia de escala, ao passo que EE negativo, deseconomias de escala.

Analisar a economia de escala nos indica qual o comportamento do custo médio na medida em que há um aumento do nível de produção. Pelas relações definidas em 10, quando EE é positivo, a elasticidade de custo é menor que um pelo fato de que o aumento do custo está sendo menos que proporcional ao aumento da produção e assim, o custo médio é declinante na medida em que a produção aumenta. Porém, quando EE é negativo, a elasticidade de custo é maior do que um, significando que o custo aumenta mais que proporcionalmente ao aumento de produção, levando ao crescimento do custo médio com a elevação dos níveis de produção.

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

$$RE = \frac{1}{\varepsilon_i + \varepsilon_j} \quad (11)$$

Onde  $\varepsilon_i$  e  $\varepsilon_j$  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 os retornos de escala crescentes, constantes e decrescentes, respectivamente, considerando a produção conjunta dos produtos da empresa.

Importante destacar que na função translog, as elasticidades de custo para cada um dos produtos são calculadas a partir das seguintes equações:

$$\varepsilon_i = \frac{\partial \ln C}{\partial \ln y_i} = \beta_1 + \beta_3 \ln y_i + \beta_5 \ln y_j + \beta_8 t \quad (12)$$

$$\varepsilon_j = \frac{\partial \ln C}{\partial \ln y_j} = \beta_2 + \beta_4 \ln y_j + \beta_5 \ln y_i + \beta_9 t \quad (13)$$

Onde  $\varepsilon_i$  e  $\varepsilon_j$  são as elasticidades de custo em relação aos produtos  $i$  e  $j$ ,  $y_i$  e  $y_j$  são as quantidades dos insumos  $i$  e  $j$  e  $t$  é um índice de tempo. Os  $\beta$  são os coeficientes da função translog.

De acordo com Albuquerque (1987), a introdução do índice  $t$  na função de custo translog busca capturar os efeitos de mudança tecnológica (MT) na produtividade do setor em análise.

Assim, conforme Myland, Haugom e Lien (2018), a MT pode ser avaliada de acordo com a seguinte equação:

$$MT = -\frac{\partial \ln C}{\partial t} \quad (14)$$

Onde o termo  $\frac{\partial \ln C}{\partial t}$  é a derivada de primeira ordem da função translog em relação ao tempo.

Logo se  $\frac{\partial \ln C}{\partial t}$  é menor que zero, significa que a redução de custo ao longo do tempo é maior que a próprias variações de tempo, o que implica que as empresas estão se tornando mais eficientes na redução de seus custos.

Dessa forma, se  $MT$  assume valores maiores, iguais ou menores que zero, significa que existe mudança tecnológica positiva, neutra e negativa, respectivamente.

Filippini (1996) ao citar os trabalhos de Caves e Christensen (1988), define os conceitos de economia de tamanho como inverso da elasticidade de custo, conforme segue:

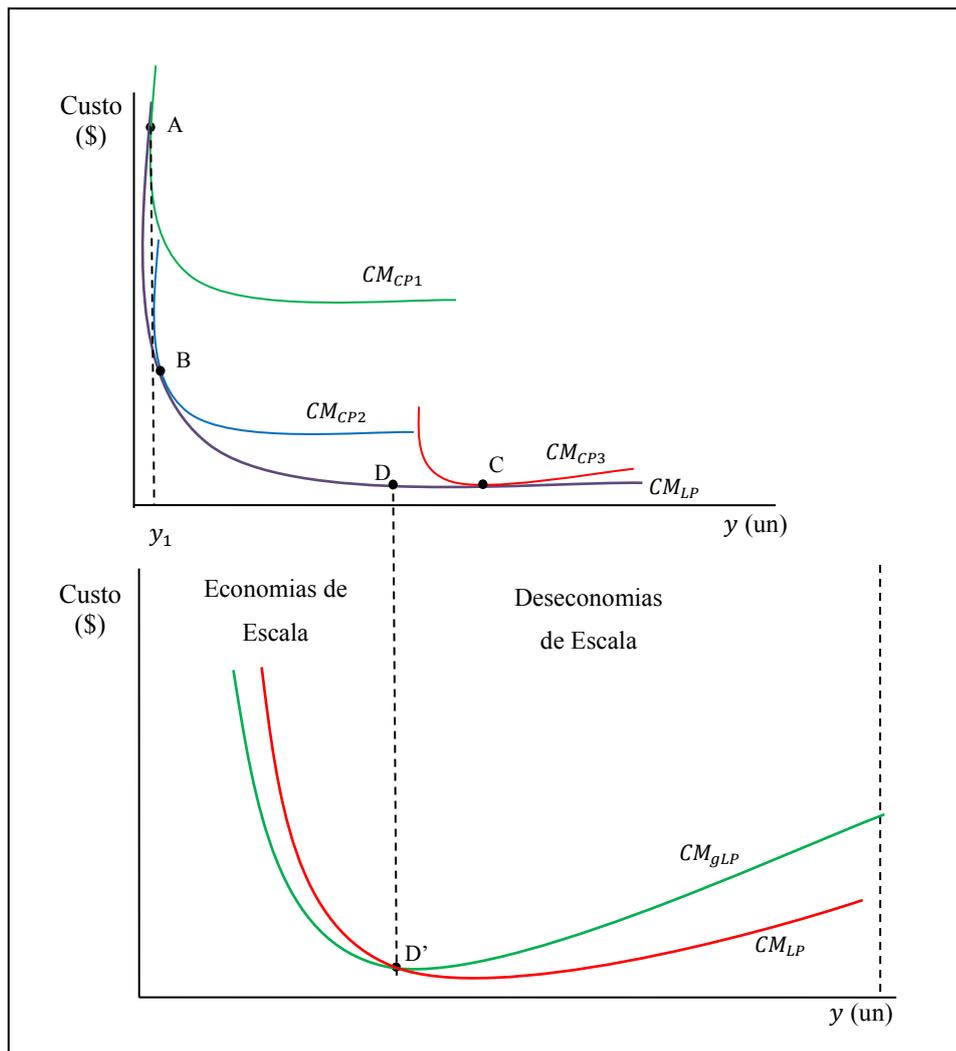
$$ET = \frac{1}{\frac{\partial \ln C}{\partial \ln y}} = \frac{\partial \ln y}{\partial \ln C} \quad (15)$$

Portanto, quando houver economias de escala, o valor de  $ET$  será maior que 1 haverá economia de tamanho, ou seja, o aumento no custo permitiria elevação na produção mais do 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.

O que se observa é que os conceitos de economia de tamanho está relacionado aos conceitos de economia de escala e retornos de escala, uma vez que a quando a produção aumenta mais que proporcional ao seu custo se tem economia de tamanho, logo verifica-se que nesta situação há a presença de retornos crescentes de escala. Isso quer dizer que, uma vez que se os preços dos insumos aumentam menos que proporcional ao aumento da produção o custo médio é declinante, verificando-se então a presença de economias de escala.

Graficamente, tais medidas podem ser analisadas por meio das curvas de custo médio de longo prazo ( $CM_{LP}$ ), que serão utilizadas no presente trabalho, uma vez que estas geram o menor custo de produção total médio possível. 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.

Figura 2: Dedução das curvas de custo de longo prazo



Fonte: Rasmussen (2010) (Adaptado para função translog)

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

A ideia da envoltória pode ser melhor explicada ao tomar o ponto A 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. Ou seja, uma empresa operando à

esquerda do ponto mínimo da curva de custo médio apresenta economias de escala, uma vez que seus custos médios caem à medida que a produção aumenta. Do contrário, ao operar ao lado direito do ponto mínimo a empresa apresenta deseconomias de escala, com os custos médios aumentando na medida em que a produção aumenta. Essas regiões encontram-se delimitadas na Figura 1 pelo ponto D'.

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 (RASMUSSEN, 2010).

### **3.0 Trabalhos empíricos sobre funções de custo no setor elétrico**

Os estudos relativos à função de custo da indústria de energia elétrica tiveram grande parte de suas publicações nos meados da década de 70, seguindo o desenvolvimento da teoria da dualidade. No entanto, com os processos de privatização das empresas do setor e diversas mudanças institucionais acontecendo, o interesse no desenvolvimento desses estudos passou a ganhar mais força. Diversos pesquisadores passaram então a desenvolver Modelos matemáticos a fim de analisar a estrutura de custos das empresas e de como esses Modelos se comportam frente à diversas outras variáveis (FILLIPINI, 1996).

Neste aspecto Fillipini (1996) estudou as economias de escala e de sua utilização na distribuição de eletricidade suíça. Para desenvolver o seu estudo utilizou uma função de custo translog com dados de 39 concessionárias municipais de distribuição no período de 1988 a 1991. As variáveis de produto da função de custo foram representadas pelo total de energia consumida, o estoque de capital (tamanho da rede de distribuição) e o fator de carga do sistema elétrico de cada concessionária, os preços dos insumos foram mão de obra e preços da energia adquirida pelas distribuidoras. As conclusões desse estudo sugerem a existência de subatividade da função de custo acima de um determinado patamar de consumo, característica essencial para configurar a existência de monopólios naturais. Além disso, o estudo conclui que a função estimada atende as propriedades clássicas das funções de custo.

Fillipini (1998) utilizando o mesmo objeto de estudo do seu trabalho do ano de 1996, propõe um estudo sobre as economias de escala e de densidade das concessionárias de distribuição do sistema elétrico suíço. Para chegar aos resultados estimou uma função de custo total utilizando como produto o total de energia consumida no âmbito de cada

concessionária, respectivo fator de carga e tamanho de cada área de concessão, além do número de consumidores. Os resultados indicaram a existência de economia de densidade para a maioria dos níveis de produção e a existência de economias de escala apenas para as empresas pequenas ou médias. Além disso, o estudo confirma que a existência de monopólios concedidos é mais eficiente do que a existência de concorrência no setor de distribuição de energia elétrica.

Outro estudo com características parecidas, utilizando concessionárias municipais de energia e função translog foi realizado por Yatchew (2000) em Ontario, no Canadá no período de 1993 a 1995. A análise se deu em 81 dos 300 municípios através de uma metodologia semi paramétrica para estimar a função de custo, que foi definida como base na forma funcional translog. A variável a ser estimada foi a razão entre o custo total e o número de consumidores. O produto utilizado para compor a função *translog* foi o número de consumidores e os preços dos insumos, o qual foi dado pelo preço do capital e o valor da hora trabalhada de eletricitistas. Além disso, utilizou variáveis ambientais que podem influenciar nos custos operacionais das distribuidoras de eletricidade, como: fator de carga, quantidade de energia entregue por consumidor, tempo de vida restante dos ativos de eletricidade e extensão de rede por número de consumidores. Os resultados do estudo mostram que a escala mínima de eficiência é alcançada com aproximadamente 20 mil clientes, no entanto, os resultados também sugerem que as fusões entre distribuidores não produziram economias de escala suficientes na distribuição, mas na aquisição de energia do gerador.

Outros estudos também passaram a estudar as características de território e como isso influencia nos custos das concessionárias de energia. Como por exemplo, no estudo realizado por Folloni e Caldera (2001), os autores utilizam a forma funcional *translog* para estimar a função de custo da distribuidora ENEL, que atua em 147 zonas do território italiano, tendo como objetivo principal estimar o impacto das características territoriais nos custos da distribuição de eletricidade. Para isso, dentre as variáveis que compõem o produto da função de custo foi utilizado um índice T que é dado em função da densidade populacional, onde para a densidade máxima ele assume valor 1 e para a densidade mínima o número  $e$ . Além dessa, outras variáveis compuseram o produto, como o número de consumidores, os preços dos insumos de capital, representado pelo custo das linhas de distribuição e o custo do trabalho. O estudo conclui que as configurações dos territórios das áreas de concessão tem influência nos serviços de distribuição de eletricidade. Para os autores, as áreas menos densas e que também possuem menos usuários são penalizadas

em termos de economia de densidade e como também de economias de escala que deixam de ser exploradas.

Kwoka Junior (2005) ao estudar as concessionárias de distribuição de eletricidade dos Estados Unidos, diferentemente de alguns outros autores, inclusive como os já citados nesta pesquisa, utiliza uma função quadrática para estimar a função de custo médio das empresas distribuidoras americanas. A quantidade de energia na distribuição, o número de consumidores e o total de linhas de distribuição compunham termos quadráticos e lineares, enquanto que o preço dos insumos e as variáveis ambientais de controle foram colocadas na equação apenas de forma linear.

Em sua justificativa, o autor explica que a função quadrática leva em consideração os efeitos fixos mais prontamente do que na função *translog*. Considera ainda que a função quadrática não faz suposição sobre a maximização do lucro que é subjacente ao procedimento usual da função *translog*. A estimação foi realizada considerando os mínimos quadrados ordinários em três equações distintas: uma equação de custo total, uma equação com os custos de O & M e uma equação para os custos com mão de obra.

Os resultados do estudo mostraram que as escalas de operação afetam os custos unitários das distribuidoras de energia americanas, mas que estes dependem da dimensão da escala de operação. Em outras palavras, os efeitos de escala tem bastante significância entre a quantidade de energia distribuída e até no número de consumidores, do que necessariamente em relação ao tamanho do território, com pouco ou nenhum efeito sobre ele. Verificou-se ainda que as economias de escala em função do tamanho da rede são maiores do que aquela dada em função do fornecimento de energia aos consumidores finais.

Alguns Modelos desenvolvidos levam em consideração a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Apesar de não ter necessariamente avaliado uma função de custo, o trabalho de Growitsh, Jasmab e Pollitt (2009) trazem resultados interessantes quanto a avaliação da eficiência técnica e do tamanho da empresa.

Os autores utilizam o conceito de fronteira estocástica e função de distância para medir a eficiência técnica das empresas, e a forma funcional escolhida é a função *translog*. Os autores estimam dois Modelos: o primeiro leva em conta a estimação do custo total das empresas com a utilização de dois produtos que são a energia consumida e o número de consumidores. O segundo Modelo leva em consideração além dos dois produtos já mencionados, a relação entre o *Customer Minutes Lost* (CML), uma variável que representa a qualidade no serviço de distribuição, e o *TOTEX*, que é a soma entre os

custos de capital (CAPEX) e os custos operacionais (OPEX). Como resultados, os autores mostram a relação entre tamanho da empresa, eficiência técnica e a qualidade das economias de escala das concessionárias de distribuição europeias e concluem que empresas maiores podem fornecer um nível maior de qualidade a um menor custo.

Em outro estudo, Growitsh, Jasmab e Wetzel (2012) promoveram a análise da eficiência e benchmarking das empresas de distribuição de energia elétrica da Noruega, considerando os efeitos da heterogeneidade das áreas de concessão de cada distribuidora. Neste estudo, os autores utilizaram dados de 128 concessionárias, 38 variáveis geográficas e 40 meteorológicas, que posteriormente, através de análise fatorial foram reduzidas para 8 variáveis combinadas, que englobavam 4 de fatores climáticos e 4 de fatores geográficos, a fim de evitar problemas de multicolineariedade entre as variáveis.

Para estimar a ineficiência das empresas, utilizou-se um Modelo de fronteira estocástica, combinada com a metodologia de efeitos aleatórios, propostas por Greene (2004). Apesar de não ter o objetivo principal de estimar uma função de custos, este estudo torna-se interessante pois mostra que quanto mais urbanizada a área, menor será as ineficiências das distribuidoras de energia e conseqüentemente, menores serão os seus custos.

Mydland, Haugoma e Liena (2018), também estudaram o setor de distribuição de energia elétrica da Noruega, através da estimação de uma 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, um termo  $t$ , que tem a função de medir a mudança tecnológica e outras 8 variáveis ambientais de controle, que incluíam, relevo médio do terreno e proporção de áreas de florestas. O total de empresas analisadas foi de aproximadamente 133 com dados do período de 2000 a 2013. Para estimação da função foi utilizado o Modelo de regressão quantílica.

Os resultados mostraram a presença de economia de escala no setor elétrico norueguês. No entanto, os retornos de escala apresentam uma grande variação quando se analisa por cada quantil, como usado no Modelo, excedendo em uma unidade em todos os quantis, no entanto, sendo maior em empresas menores. Quanto às elasticidades calculadas, foi mostrado que para as empresas menores esse efeito foi um pouco menor do que nas empresas maiores. Quanto ao número de clientes, a diferença das elasticidades não são tão grandes. O autor ainda conclui que, empresas menores que geralmente atende áreas rurais na Noruega onde a população é mais baixa e os assentamentos são mais dispersos, pode ser mais dispendioso se um novo cliente estiver localizado mais longe

dos clientes existentes. Outro achado importante do estudo é que os retornos de escala aumentam com o tempo, o que leva a crer que as empresas estão ficando cada vez menores em relação à escala ótima de produção, assim, para se tornarem eficientes e operarem na escala ótima devem reduzir seus insumos e manter os produtos constantes.

Com relação ao Brasil, não foram encontrados trabalhos publicados que estimassem a função de custo das empresas de distribuição de energia elétrica, no entanto alguns trabalhos se destacam, principalmente na área de análise de eficiência.

Um dos estudos que se destacam é o de Tovar, Ramos-Real e Almeida (2011) que analisam o impacto do tamanho da empresa na produtividade no setor de distribuição de eletricidade. Nesse estudo é aplicado o método da fronteira estocástica para promover a análise para uma amostra de 17 empresas com dados que abrangem o período de 1998 a 2005. A forma funcional escolhida da função de produção é a função translog para calcular o termo de erro que representa a ineficiência de cada empresa e posteriormente usar os procedimentos descritos por Battese e Coelli (1992). As conclusões do estudo sugerem que o tamanho da empresa é importante para o aumento de sua produtividade e que fusões de pequenas empresas podem ser importantes para melhorar a eficiência e produtividade.

## **4.0 Procedimentos Metodológicos**

### **4.1 Descrição das Variáveis**

Para entender as relações entre custos operacionais e quantidade de insumo que caracterizam o setor elétrico brasileiro, é preciso estimar a sua função de custo. Sendo assim, entende-se que o objetivo ao estimar a função de custo é encontrar uma relação entre as variáveis e poder usa-las para previsão.

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

Na literatura empírica, conforme apresentado anteriormente, verificou-se a existência de vários trabalhos que estudam o setor elétrico que estimam a função de custo a partir da função *translog*. Com base nestes trabalhos, utilizou-se no presente estudo a

função *translog*. As variáveis dependentes e independentes, assim como as variáveis de controle e suas descrições encontram-se no Quadro 1.

Quadro 2: Descrição das variáveis utilizadas no estudo

Variável		Tipo	Simbologia	Descrição
Custo Operacional		Dependente	$C$	Custos ligados à atividade de distribuição de energia elétrica
Tamanho da Rede		Independente	$N$	Compõe o produto 1 da função <i>translog</i> e é representa o tamanho da rede de distribuição de energia elétrica na área de concessão de cada distribuidora e é dado em km.
Número de Unidades Consumidoras		Independente	$Q$	Compõe o produto 2 da função <i>translog</i> e representa o número de unidades consumidoras em na área de concessão de cada distribuidora
Tempo		Independente	$t$	Na função <i>translog</i> o índice de tempo $t$ tem como objetivo capturar os efeitos de mudanças tecnológicas que na prática leva um declínio do custo médio ao longo do tempo.
FEC		Independente (Controle)	$FEC$	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). A variável procura capturar

			<p>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. Logo, espera-se que a relação dessa variável com os custos operacionais seja negativa, ou seja, empresas que apresentam um menor valor de FEC despendem maior valor na prevenção de fatores que causam esses desligamentos e, portanto, elevam o seu custo operacional.</p>
Salário		Independente (Controle)	<p>A variável salário, 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 capturar os efeitos dos gastos com mão de obra nos custos</p>

				operacionais das distribuidoras, sendo que a relação esperada entre as variáveis é positiva.
Tamanho da empresa		Independente (Controle)	$DUM_{tam}$	Variável dummy que caracteriza o tamanho da empresa. 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 TWh e empresas grandes, aquelas que possuem consumo de energia anual superior à 1 TWh. Assim, espera-se que os custos operacionais sejam afetados positivamente com relação ao tamanho das empresas.
Perdas Técnicas		Independente (Controle)	$Perdas$	A variável de perdas técnicas foi utilizada com o objetivo de capturar 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

				<p>devem atender a limites máximos e, portanto, subentende-se que para atingir tais valores, as empresas devem despende uma quantidade considerável de recursos, o que afeta positivamente os seus custos operacionais.</p>
Subsistema		Independente (Controle)	$Dum_{sub-i}$	<p>A <i>dummy</i> de subsistemas 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 pelos estados do Nordeste com exceção do Maranhão. O subsistema 3 é formado pelos estados das regiões sudeste/centro oeste adicionados aos estados do Acre e Rondônia. Por fim, o subsistema 4 consiste nos estados do Sul do país. O estado de Roraima não está incluído em nenhum</p>

			<p>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. Para fins de estimação, a variável <i>dummy</i> correspondente ao subsistema 4 foi utilizada como base já que possui, em geral, boa infraestrutura, ou seja, com maior número de estradas pavimentadas, melhores acessos, cidades com maior grau de urbanização entre outras características, quando comparada com os demais subsistemas. Logo, o objetivo é avaliar se a localização no subsistema tem influência na definição dos custos operacionais.</p>
--	--	--	--

Fonte: Dados da pesquisa

Vale salientar que a escolha do custo operacional como variável dependente ao invés do custo total se deu ao fato de que aquele possuía uma maior disponibilidade de dados e abrangia um período maior de dados. Além disso, é o custo operacional que está ligado diretamente à atividade de distribuição de energia elétrica. A utilização do custo total levaria em conta o custo de aquisição de energia elétrica por parte das distribuidoras, que no caso brasileiro, por imposições legais e pelas características do sistema, poderia levar a empresas aumentos nos seus custos totais médios, não sendo o comportamento esperado para empresas que atuam em monopólios naturais.

A estrutura de dados utilizada neste trabalho é em painel, logo diante dessas estruturas, as expectativas são que os termos de erro apresentem correlação contemporânea, ou seja, os erros referentes à uma unidade  $i$  no tempo  $t$ , muito provavelmente estará correlacionada 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.

## 4.2 Método Econométrico

Sabe-se que o método dos mínimos quadrados ordinários (MQO) produzem os melhores estimadores não viesados, mesmo para Modelos com estrutura de dados em painel, desde que as condições de homocedasticidade e independência dos termos de erro sejam obedecidas (GUJARATI E PORTER, 2011). Porém, diante da quebra desses pressupostos, o MQO perde a eficiência e o uso de outros métodos tende a produzir estimadores mais eficientes diante de dados de séries temporais por unidades de seção cruzada.

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 (SUR<sup>6</sup>) (*Seemingly Unrelated Regression*, em inglês), 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, para amostras onde o número de indivíduos é muito grande e o número de unidades de tempo é reduzido, ou seja, que consomem muito graus de liberdade, conforme ocorre neste trabalho, tendem a produzir parâmetros pouco fidedignos ao Modelo. Assim, os autores propõe o método dos MQO com painéis corrigidos para erros padrão (PCSE) (Ordinary Least Squares With Panel Corrected Standard Errors), que em resumo, mantêm os mesmos valores dos coeficientes estimados pelo MQO, embora, promovam uma correção na estimação dos erros padrão e conseqüentemente, melhora da precisão na determinação dos intervalos de confiança<sup>7</sup>.

---

<sup>6</sup> Para maiores detalhes do SUR, ver Zellner (1962)

<sup>7</sup> Maiores detalhes do método e sua validação pelo experimento de Monte Carlo encontram-se em Beck e Katz (1995).

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.

Assim, as estimações das equações dos Modelos a serem aplicados neste trabalho serão feitas através de MQO com PCSE, descritos em Beck e Katz (1995). De acordo com os autores, dados de seção transversal em séries temporais, ou seja, com estrutura em painel, são caracterizados por apresentar observações repetidas em unidades fixas. Devido a essas características, esses Modelos apresentam os termos de erros correlacionados temporariamente e espacialmente.

Ainda segundo Beck e Katz (1995), os métodos até então empregados para resolver este problema, baseados em MQG, supõe que os erros processados são conhecidos, o que não chega a constituir um problema em muitas estimações em que o processamento dos erros apresenta poucos parâmetros, e dessa forma eles podem ser bem estimados. No entanto, não é o caso quando o processo de estimação apresenta uma grande quantidade de parâmetros.

Também de acordo com Beck e Katz (1995), quando os erros de uma determinada unidade de tempo não estão relacionados aos erros dessa unidade em todos os outros momentos, ou seja, sem a presença de correlação serial, e sem correlação espacial, onde os erros de uma unidade não estão relacionados aos erros de todas as outras unidades, os Modelos com estruturas de dados em painel podem ser estimados por MQO. No entanto, nem sempre essas premissas são observadas e a quebra de pressupostos do Modelo clássico em estruturas de dados em painel é relativamente frequente.

Assumindo que as premissas de homocedasticidade e ausência de auto correlação (serial e espacial) e que os dados são empilhados por unidade, o Modelo em painel pode ser caracterizado por uma única equação.

$$y_{i,t} = x_{i,t}\beta + \varepsilon_{i,t}; i = 1, \dots, N; t = 1, \dots, T \quad (16)$$

Onde  $x_{i,t}$  é um vetor de uma ou mais variáveis, N são o número de unidade de corte transversais, T é o número de unidade de tempo,  $y_{i,t}$  é a variável dependente e  $\beta$  são os coeficientes da equação a serem estimados.

---

Sob essa estrutura de dados, a matriz de covariância dos erros terá dimensão  $NT$  e é dada por  $\Omega$ .

No entanto, para Beck e Katz (1995), as estimações por MQO na presença de autocorrelação serial e heterocedasticidade produzem erros padrão incorretos o que prejudica os resultados dos testes estatísticos e o cálculo de intervalos de confiança de testes estatísticos. Assim, nessas situações, outros estimadores devem ser utilizados, como o PCSE.

Se os erros na equação 16 atenderem a uma ou mais das suposições de erro do painel, as estimativas MQO de  $\beta$  serão consistentes, mas ineficientes e seu grau de ineficiência vai depender dos dados e da forma exata de como ocorre o processo de erro. Os erros padrão do MQO também serão imprecisos, mas podem ser corrigidos para fornecer estimativas precisas da variabilidade de  $\beta$ . A aplicação do método PCSE leva em conta a correlação contemporânea dos erros e heterocedasticidade, assim a correlação serial dos erros deve ser eliminada antes de calcular os erros padrão corrigidos pelo painel.

Para estimar os erros padrões robustos, é empregada correção por meio da matriz de covariância contemporânea, tratando dessa forma o problema da correlação entre as unidades.

Para o caso no MQO, a matriz de covariância dos  $\hat{\beta}$  é dada por:

$$Cov(\hat{\beta}) = (X'X)^{-1}X'\Omega X(X'X)^{-1} \quad (17)$$

Onde  $X$  é matriz das observações de variáveis independentes.

Para calcular a matriz de covariâncias no PCSE, parte-se do Modelo MQO. Como este continua consistente (apesar de não ser o mais eficiente), os resíduos do MQO são usados para estimar cada elemento  $i$  e  $j$  da matriz de resíduos.

Dado  $E$ , uma matriz  $T \times N$  de resíduos do MQO, a matriz de covariâncias contemporânea  $\Sigma$  pode ser estimada por:

$$\hat{\Sigma} = \frac{E'E}{T} \quad (18)$$

Dessa forma  $\Omega$  pode ser estimada por:

$$\hat{\Omega} = \frac{E'E}{T} \otimes I_t \quad (19)$$

Onde  $\otimes$  é o produto de Kronecker e  $I_t$  é uma matriz identidade de ordem  $t$ .

Assim, os erros padrão corrigidos pelo painel são calculados tomando a raiz quadrada dos elementos da diagonal da matriz de covariância dos betas corrigida.

$$Cov(\hat{\beta}) = (X'X)^{-1}X' \frac{E'E}{T} \otimes I_t X(X'X)^{-1} \quad (20)$$

Dessa forma, os coeficientes do PCSE são os mesmos coeficientes do Pooled ou do Painel de Efeito Fixo (já que foram usadas dummies para controlar os efeitos locais nas variáveis de subsistemas), o que muda é o cálculo do erro padrão.

Foram definidos 4 Modelos para avaliar o poder explicativo do comportamento do custo operacional em relação aos produtos e variáveis de controle. Partindo-se de um Modelo geral da função translog (Modelo 1), a partir de restrição nos seus parâmetros, foram definidos outros 3 Modelos: homotético, homogêneo e Coob-Douglas. Além disso, os resultados da estimação dos 4 Modelos podem ajudar a explicar a estabilidade na estimação dos parâmetros do Modelo 1.

Feitas essas considerações, para avaliar o poder explicativo dos Modelos a serem estimados foi aplicado o teste LR. Este teste, baseado no princípio da máxima verossimilhança, tem como objetivo avaliar se a estimação do Modelo restrito possui o mesmo poder explicativo do Modelo completo, sem restrições. O teste LR é distribuído assintoticamente, como uma distribuição *qui-quadrado* com  $n$  graus de liberdade. Dessa forma, se o valor da estatística for maior que o valor crítico correspondente ao nível de significância utilizado na pesquisa, rejeita-se a hipótese nula  $H_0$ , que tem como princípio que o Modelo restrito tem o mesmo poder explicativo do que o Modelo irrestrito.

Dessa forma, com base nas variáveis definidas a equação geral do Modelo na forma translog assumirá a seguinte especificação<sup>8</sup>:

$$\ln C = \alpha_0 + \alpha_N \ln N + \alpha_Q \ln Q + \alpha_t \ln t + \frac{1}{2} \alpha_{NN} (\ln N)^2 + \frac{1}{2} \alpha_{QQ} (\ln Q)^2 \quad (21)$$

<sup>8</sup> Para melhor formatação foram omitidos os índices  $i$  (que caracteriza as unidades de corte transversal) e  $t$  (referente à unidades temporais) das variáveis e que caracterizam Modelos com estruturas de dados em painel.

$$\begin{aligned}
& + \frac{1}{2} \alpha_{tt}(t)^2 + \alpha_{NQ} \ln N \ln Q + \alpha_{Nt} \ln N t + \alpha_{Qt} \ln Q t + \beta_1 FEC \\
& + \beta_2 \text{Salário} + \beta_3 DUM_{tam} + \beta_4 Perdas + \beta_{5i} DUM_{sub-i}
\end{aligned}$$

A equação 21 corresponde à equação geral do Modelo 1. A partir dela, poderão ser impostas restrições de modo que sejam testadas outras hipóteses para avaliar qual a equação pode melhor representar o custo em função do produto e dos preços dos seus insumos. Desse modo, serão considerados nessa pesquisa mais 4 Modelos. Uma das restrições a ser adotada é impor a homogeneidade linear. A condição teórica para essa restrição é igualar a zero o termo de segunda ordem do produto (CHRISTENSEN e GREENE, 1976). Assim, o Modelo 2 pode ser estabelecido da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
\ln C = & \alpha_0 + \alpha_N \ln N + \alpha_Q \ln Q + \alpha_t \ln t + \alpha_{NQ} \ln N \ln Q + \alpha_{Nt} \ln N \\
& + \alpha_{Qt} \ln Q t + \beta_1 FEC + \beta_2 \text{Salário} + \beta_3 DUM_{tam} \\
& + \beta_4 Perdas + \beta_{5i} DUM_{sub}
\end{aligned} \tag{22}$$

No Modelo 3 será imposto a condição de homoteticidade. Segundo Christensen e Greene (1976), a condição de homoteticidade é imposta ao Modelo 1 ao igualar a zero os coeficientes dos termos cruzados entre produtos, ou seja,  $\alpha_{NQ} = 0$ ,  $\alpha_{Nt} = 0$  e  $\alpha_{Qt} = 0$  de tal forma que o Modelo 3 pode ser escrito da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
\ln C = & \alpha_0 + \alpha_N \ln N + \alpha_Q \ln Q + \alpha_t \ln t + \frac{1}{2} \alpha_{NN} (\ln N)^2 + \frac{1}{2} \alpha_{QQ} (\ln Q)^2 \dots \\
& + \frac{1}{2} \alpha_{tt}(t)^2 + \beta_1 FEC + \beta_2 \text{Salário} + \beta_3 DUM_{tam} + \beta_4 Perdas \\
& + \beta_{5i} DUM_{sub}
\end{aligned} \tag{23}$$

O Modelo 4 será correspondente a uma função de custo do tipo Coob-Douglas. A partir da função translog dada pelo Modelo 1, os coeficientes dos termos quadráticos e dos termos cruzados devem ser igualados a 0. Isto posto, a equação para o Modelo 4 assume o seguinte formato:

$$\ln C = \alpha_0 + \alpha_N \ln N + \alpha_Q \ln Q + \alpha_t \ln t + \beta_1 FEC + \beta_2 \text{Salário} \dots$$

$$+\beta_3 DUM_{tam} + \beta_4 Perdas + \beta_{5i} DUM_{sub} \quad (24)$$

Após as estimativas dos Modelos, foram então desenvolvidas as análises referentes às elasticidades de custo para cada produto e a economia de escala, conforme a equação 10. Além disso, analisou-se os retornos à escala, os efeitos de mudanças tecnológicas e as economias de tamanho do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, usando as equações definidas em 11, 14 e 25, respectivamente.

Procurou-se avaliar o resultado das economias de escala e retornos de escala de parte de empresas consideradas nesta pesquisa como as mais representativas dentro de cada subsistema.

Por fim, foram então estimadas as curvas de custo médio e marginal do setor de distribuição de energia elétrico brasileiro.

### 4.3 Fonte de Dados

Para o desenvolvimento da pesquisa foram utilizados os dados do período compreendido 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 deve 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 a 2016. As principais características dessas empresas encontram-se no Apêndice 2 deste trabalho.

Os dados relativos ao custo operacional, 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 nº 52/2017, que 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 no sítio ANEEL (2017a).

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 (2017b).

Os salários médios pagos na atividade de distribuição de energia elétrica, determinadas em reais, foram obtidos em pesquisa junto à Relação Anual de Informações Sociais (RAIS), disponibilizados por Ministério do Trabalho (MT) (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 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 da localização da distribuidora dentro de cada subsistema no seu custo operacional. A classificação dos subsistemas foram retiradas do Boletim Mensal de Monitoramento do Setor Elétrico do Ministério de Minas e Energia (MME) (2017).

Notadamente, a divisão do território brasileiro em subsistemas não segue a divisão geográfica regional tradicionalmente conhecida e compreende a interligação dos sistemas de transmissão com locais de maior produção de energia elétrica, conforme característica do sistema elétrico brasileiro, que ainda possui a grande parte de sua energia gerada por fonte hídrica.

Com relação à *dummie* de tamanho das empresas, onde 0 equivale às distribuidoras pequenas e 1 equivale às empresas grandes, segue à classificação da ANEEL (2011) que divide as empresas de acordo com o consumo de energia anual e foi usado como critério para a determinação dos custos operacionais durante o terceiro ciclo de revisão tarifária. Empresas pequenas são aquelas que possuem consumo de energia anual igual ou inferior à 1 TWh, do contrário, as distribuidoras de energia são classificadas como grandes.

Os dados coletados foram agrupados de acordo com a sua natureza, em ordem cronológica, numa série anual, conforme o período analisado, para o conjunto de empresas pesquisadas e organizados em tabelas. Os dados do Custo Operacional e de salários foram deflacionados pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), apurados pelo IBGE, com data base de dezembro de 2016, último ano do exercício a ser pesquisado, e disponibilizados em IPEA (2018).

## 5.0 Resultados e discussão

Para analisar a evolução das variáveis quantitativas utilizadas neste estudo ao longo do período 2007-2016, apresenta-se na Tabela 1, os valores médios dessas variáveis para cada ano considerado.

Tabela 1 – 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\$)	Varição	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	-1,24%	1.141.846	49.807,00	4769,07	14,09	539.820
2009	366.377,20	3,11%	1.182.367	52.422,72	4.886,65	13,57	542.509
2010	379.177,50	3,49%	1.217.530	54.762,37	4.930,88	12,70	587.078
2011	378.976,30	-0,05%	1.262.251	56.926,10	4.936,44	12,75	602.356
2012	393.780,50	3,91%	1.300.092	59.134,16	4.988,36	12,52	623.933
2013	394.368,80	0,15%	1.344.012	61.150,22	5.031,77	11,65	639.516
2014	380.760,30	-3,45%	1.386.490	61.617,32	5.078,09	10,83	811.768
2015	371.954,20	-2,31%	1.420.613	63.280,72	4.930,88	10,62	789.503
2016	369.710,40	-0,60%	1.450.215	65.095,46	4.855,49	9,62	643.335

Fonte: Dados da pesquisa

Legenda: CO - custo operacional; UC - unidades consumidoras; FEC- frequência de interrupções, medida pelo número de desligamentos por unidade consumidora.

Ao analisar a evolução dos dados da pesquisa, percebe-se que a média do custo operacional das distribuidoras de energia elétrica foi variou ao longo do período de 2007-2013, porém com um aumento acumulado de 9%. No entanto, no ano de 2014 houve queda na média do custo operacional em relação ao ano anterior de 3,45% e nos anos subsequentes as reduções foram de 2,31% e 0,6%, respectivamente. Isso pode ter sido reflexo da edição da MP 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, que ao buscar reduzir as tarifas de energia elétrica em aproximadamente 20%, pode ter ocasionado cortes nos custos operacionais das distribuidoras de energia elétrica

Uma das medidas impactantes determinadas pela MP 579/2012 em relação ao setor de distribuição de energia 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, e não podendo repassar os custos de aquisição de

energia de fontes mais caras para o consumidor. Tal medida criou sérias dificuldades para as concessionárias de distribuição nos anos subsequentes a 2013, haja vista que os aumentos dos custos de aquisição de energia junto às usinas termelétricas, em virtude dos baixos índices pluviométricos registrados no Brasil, não foram repassados totalmente para as tarifas de energia para não impactar os índices de inflação, o que gerou um desequilíbrio no fluxo de caixa das empresas de distribuição (COSTELLINI; HOLLANDA, 2014). Dessa forma, a edição daquele normativo legal provavelmente impactou no dispêndio dos custos operacionais ligados diretamente à atividade de distribuição.

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, e dentre eles 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, e dentre elas 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 todo o período de 2007 a 2016. O aumento acumulado no período para essas variáveis foi de aproximadamente 32% e 26%, respectivamente.

É importante ressaltar que apesar de haver um 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 (2017), nota-se que nos anos de 2015 e 2016 houveram quedas nesta variável frente aos anos anteriores. No ano de 2015, a média de consumo foi de 6.149.790 MWh, uma queda de 0,95% em relação ao ano de 2014, que teve uma média de consumo de 6.208.786 MWh. Em 2016, a queda de consumo em relação ao ano de 2015 foi de 3,47%, o que em média representou um valor de 5.936.702 MWh.

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 (2013). Segundo dados do IBGE (2018), 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 no período de 2007-2014 de aproximadamente 5%. No entanto, de 2015 em diante verificou-se redução, o que pode ser consequência também da crise econômica no Brasil com a consequente queda 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, o que de certa forma demonstra 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, uma redução de aproximadamente 34%. Conforme já conceituado, o FEC mede a frequência com que acontecem os desligamentos por unidade consumidora. Logo, decréscimos nesse valor representam que a distribuidora promove ações de prevenção à 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. 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 queda registrada 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 exigências da ANEEL.

No entanto, conforme já comentado anteriormente, o setor de distribuição de energia elétrica é composto de empresas bastante heterogêneas, que variam bastante de tamanho e atendem áreas com características físicas e sociais bastante heterogêneas. Para analisar a evolução das variáveis quantitativas, e diminuir a heterogeneidade na caracterização das variáveis entre as empresas ao longo do período de 2007-2016, apresenta-se nas Tabela 2, 3, 4 e 6 os valores médios das variáveis analisadas para cada ano considerado e em cada subsistema.

Tabela 2 – Evolução da média anual para os dados da pesquisa referente ao setor de distribuição de energia elétrica brasileiro para as empresas situadas no subsistema 1 no período 2007-2016.

<b>ANO</b>	<b>CO (Mil R\$)</b>	<b>Variação</b>	<b>UC (Un)</b>	<b>Rede (km)</b>	<b>Salário (R\$)</b>	<b>FEC (Deslig/Un)</b>	<b>Perda (MWh)</b>
<b>2007</b>	264.669,12	-	802.575	37.045,73	5.284,65	39,02	343.862,82
<b>2008</b>	279.448,66	5,58%	843.255	44.130,45	5.248,65	37,18	389.303,78
<b>2009</b>	318.155,89	13,85%	905.892	49.884,48	4.810,71	36,08	424.100,17
<b>2010</b>	347.865,77	9,34%	999.816	55.694,57	4.927,27	36,24	515.672,27
<b>2011</b>	364.262,33	4,71%	1.017.235	62.096,99	6.392,51	32,54	544.366,58
<b>2012</b>	401.508,52	10,23%	1.059.477	67.309,44	6.650,99	31,99	581.471,22
<b>2013</b>	426.354,88	6,19%	1.111.566	72.083,25	7.101,39	25,50	622.595,16
<b>2014</b>	401.699,27	-5,78%	1.178.222	74.688,59	7.117,89	22,47	615.780,11
<b>2015</b>	367.615,36	-8,48%	1.228.741	78.307,52	6.523,12	22,50	618.924,12
<b>2016</b>	422.172,17	14,84%	1.285.699	85.511,92	6.827,70	25,87	629.597,77

Fonte: Dados da pesquisa

Legenda: CO - custo operacional; UC - unidades consumidoras; FEC- frequência de interrupções, medida pelo número de desligamentos por unidade consumidora por ano.

Tabela 3 – Evolução da média anual para os dados da pesquisa referente ao setor de distribuição de energia elétrica brasileiro para as empresas situadas no subsistema 2 no período 2007-2016.

<b>ANO</b>	<b>CO (Mil R\$)</b>	<b>Variação do CO</b>	<b>UC (Un)</b>	<b>Rede (km)</b>	<b>Salário (R\$)</b>	<b>FEC (Deslig/Un)</b>	<b>Perda (MWh)</b>
<b>2007</b>	353.619,97	-	1.429.253	60.024,98	4.518,22	14,72	483.419,73
<b>2008</b>	349.131,43	-1,27%	1.504.623	64.274,70	4.445,43	14,05	506.169,78
<b>2009</b>	345.115,42	-1,15%	1.581.117	68.438,65	4.601,11	13,82	525.218,51
<b>2010</b>	356.695,58	3,36%	1.614.432	72.412,41	4.598,17	12,68	575.823,00
<b>2011</b>	362.803,05	1,71%	1.717.453	75.907,04	4.786,23	13,25	592.420,95
<b>2012</b>	407.661,54	12,36%	1.773.513	79.853,03	4.719,68	10,92	636.308,40
<b>2013</b>	429.851,88	5,44%	1.832.626	83.261,45	4.786,87	10,02	675.305,03
<b>2014</b>	438.283,34	1,96%	1.898.537	88.091,07	4.803,07	9,69	697.576,96
<b>2015</b>	443.833,77	1,27%	1.953.244	89.381,84	4.721,21	8,87	709.845,02
<b>2016</b>	464.687,39	4,70%	1.993.174	91.911,23	4.438,36	7,91	721.921,62

Fonte: Dados da pesquisa

Legenda: CO - custo operacional; UC - unidades consumidoras; FEC- frequência de interrupções, medida pelo número de desligamentos por unidade consumidora por ano.

Tabela 4 – Evolução da média anual para os dados da pesquisa referente ao setor de distribuição de energia elétrica brasileiro para as empresas situadas no subsistema 3 no período 2007-2016.

<b>ANO</b>	<b>CO (Mil R\$)</b>	<b>Variação do CO</b>	<b>UC (Un)</b>	<b>Rede (km)</b>	<b>Salário (R\$)</b>	<b>FEC (Deslig/Un)</b>	<b>Perda (MWh)</b>
<b>2007</b>	248.041,23	-	661.412	38.517,82	4.280,61	10,77	336.848,95
<b>2008</b>	255.533,68	3,02%	689.590	39.989,06	4.295,70	10,18	354.409,91
<b>2009</b>	272.781,64	6,75%	705.470	41.435,26	4.672,41	9,73	352.190,89
<b>2010</b>	291.268,03	6,78%	729.596	42.414,01	4.647,57	9,07	370.838,48
<b>2011</b>	287.799,74	-1,19%	750.032	43.083,38	4.643,82	10,22	381.635,27
<b>2012</b>	298.190,02	3,61%	775.835	43.426,44	4.832,90	10,70	392.932,92
<b>2013</b>	288.010,95	-3,41%	800.530	43.398,26	4.660,47	9,83	404.680,25
<b>2014</b>	263.089,50	-8,65%	824.541	41.559,03	4.784,65	10,25	415.048,98
<b>2015</b>	249.326,10	-5,23%	841.896	42.807,20	4.898,77	8,84	397.800,54
<b>2016</b>	243.724,14	-2,25%	855.128	43.129,61	4.696,09	7,53	396.446,42

Fonte: Dados da pesquisa

Legenda: CO - custo operacional; UC - unidades consumidoras; FEC- frequência de interrupções, medida pelo número de desligamentos por unidade consumidora por ano.

Tabela 5 – Evolução da média anual para os dados da pesquisa referente ao setor de distribuição de energia elétrica brasileiro para as empresas situadas no subsistema 4 no período 2007-2016.

<b>ANO</b>	<b>CO (Mil R\$)</b>	<b>Variação do CO</b>	<b>UC (Un)</b>	<b>Rede (km)</b>	<b>Salário (R\$)</b>	<b>FEC (Deslig/Un)</b>	<b>Perda (MWh)</b>
<b>2007</b>	440.436,59	-	1.273.491	48.835,40	5.118,79	11,95	662.516,62
<b>2008</b>	425.830,83	-3,32%	1.317.214	51.177,18	5.043,76	11,77	680.250,38
<b>2009</b>	433.408,00	1,78%	1.354.297	53.283,19	5.115,46	11,24	673.745,09
<b>2010</b>	440.317,07	1,59%	1.384.743	55.122,60	5.199,30	10,15	721.143,15
<b>2011</b>	436.499,34	-0,87%	1.427.819	56.815,14	4.866,00	10,13	735.797,17
<b>2012</b>	438.961,15	0,56%	1.464.780	58.848,08	4.845,34	10,31	752.324,37
<b>2013</b>	433.204,60	-1,31%	1.512.221	60.952,57	4.918,48	10,53	756.832,12
<b>2014</b>	420.183,04	-3,01%	1.551.882	60.740,24	4.939,03	9,32	775.629,61
<b>2015</b>	413.937,66	-1,49%	1.584.756	62.380,16	4.977,25	9,89	757.769,70
<b>2016</b>	394.583,68	-4,68%	1.614.337	63.714,59	4.706,46	8,23	751.713,70

Fonte: Dados da pesquisa

Legenda: CO - custo operacional; UC - unidades consumidoras; FEC- frequência de interrupções, medida pelo número de desligamentos por unidade consumidora por ano.

Analisando a evolução das variáveis dentro de cada subsistema, percebe-se que as mesmas se comportam muito próximo ao comportamento verificado quando se compara com os valores presentes da Tabela 1.

Em relação aos valores dos custos operacionais, para os dados constantes da Tabela 2 eles crescem até o ano de 2013, caem em 2014 e 2015 e posteriormente voltando a subir em 2016. Já para aqueles dados constantes da Tabela 3, que englobam as distribuidoras presentes no subsistema 2, são verificadas reduções nos anos de 2008 e 2009, e posterior aumentos nos anos subsequentes nos valores dos custos operacionais. Para os valores presentes nas Tabelas 4 e 5, que representam os dados relativos aos subsistemas 3 e 4, respectivamente, apresentam-se de forma variável até o ano de 2013 e com quedas mais acentuadas e frequentes nos anos subsequentes.

Isso evidencia, que a crise gerada no setor de distribuição de energia com a edição da MP 579/2012 atingiu as empresas distribuidoras de forma diferenciada e que provavelmente afetou mais as distribuidoras localizadas nos subsistemas 3 e 4. Não obstante, são nesses subsistemas que se encontram as distribuidoras de energia elétrica de regiões mais industrializadas, atendem uma demanda maior de consumo e por isso compram mais energia, e que, provavelmente, tiveram os seus fluxos de caixa mais afetados com a edição do normativo legal afetando também os dispêndios com os custos operacionais na distribuição.

Com relação ao número de unidades consumidoras e ao tamanho da rede, fica evidenciado que estes aumentam todos os anos ao verificar os dados das Tabelas 2, 3, 4 e 5 e que caminham no mesmo sentido quando se compara com aqueles presentes na Tabela 1. Um dado interessante que se pode extrair ao analisar essas tabelas é a variação do número de unidades consumidoras ao longo do período analisado, enquanto que nos subsistemas 3 e 4 o aumento do número de unidades consumidoras foi de 29% e 27%, respectivamente, nos subsistemas 1 e 2, os aumentos foram de respectivos 60% e 39%.

Conforme comentado anteriormente, os subsistemas 1 e 2 englobam a maioria dos estados das regiões Norte e Nordeste, respectivamente, que possuíam o maior número de domicílios não atendido por energia elétrica. Então, provavelmente, o aumento maior no número de unidades consumidoras nesses locais evidencia também as consequências de políticas públicas, mais precisamente o Programa Luz para Todos (PLPT), que teve como principal foco levar energia elétrica a comunidades até então desabastecidas deste insumo (FREITAS; SILVEIRA, 2015).

Em relação à variável salário, observa-se que o mesmo se comporta de maneira diferente ao longo dos anos em cada subsistema analisado, o que pode evidenciar decisões empresariais e relações de trabalho distintas, além daquilo que ficou evidenciado quando se analisou os dados pela média geral, retratados na Tabela 1.

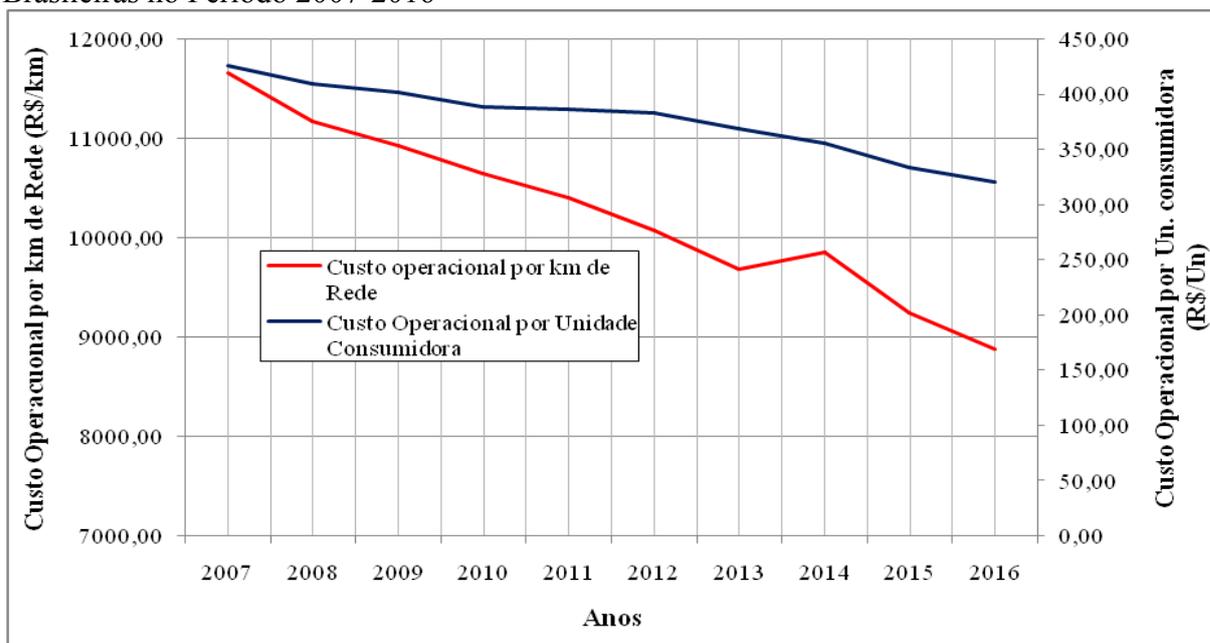
No entanto, verifica-se que as médias salariais pagas no subsistema 1 são maiores que nos demais subsistemas. Analisando isoladamente, verifica-se que a elevação das médias dos salários é causada por aqueles pagos em áreas de concessão de empresas públicas. Enquanto que, a média salarial ao longo de todo o período paga na área de concessão da Amazonas Energia (AME) e Boa Vista Energia (BVE), ambas empresas públicas, durante o período analisado, foi de R\$ 8.634,45 e R\$ 10.222,44, respectivamente, a média de salários pagos pelas empresas Centrais Elétricas do Pará (CELPA), Energisa-TO e Centrais Elétricas do Maranhão (CEMAR), empresas privadas, foi de R\$ 4.007,38, R\$ 3.648,88 e R\$ 3.929,29, respectivamente. Esses resultados evidenciam a diferença existente entre aqueles salários pagos por empresas públicas e privadas e que são comprovadas em trabalhos como os de Vaz e Hoffman (2007).

Para a variável FEC, verifica-se que em todos os subsistemas analisados a tendência é de queda nos valores apurados, o que indica que as empresas tem procurado investir na prevenção quanto à frequência de desligamento nas unidades consumidoras. Porém, verifica-se que nos valores presentes nas Tabelas 2,3, 4 e 5 é no subsistema 1 que foram registradas as maiores médias da variável, o que pode-se dizer que já é um valor esperado, haja vista que nessa região são identificados a presença de condições ambientais adversas e que influenciam nessa variável, como por exemplo, maiores índices pluviométricos, maior densidade de cobertura vegetal e consumidores atendidos de forma isolada.

Em relação à variável de perdas técnicas, verifica-se que nos subsistemas 1 e 2, a partir dos dados das Tabelas 2 e 3, que eles aumentam durante todo o período analisado, sendo uma consequência tanto do aumento do tamanho da rede, como também do aumento do consumo de energia que ocorreu nessas regiões. Diferentemente, para as Tabelas 4 e 5, que trazem as médias de perdas técnicas em relação aos subsistemas 3 e 4, respectivamente, houve queda na variável nos anos de 2015 e 2016, o que provavelmente foi decorrente de uma maior queda no consumo de energia verificado nesses subsistemas para esses anos, e evidenciado também quando se analisa os dados de forma agregada, como descritos na Tabela 1.

Outro dado interessante que pode ser extraído da estatística descritiva é como se deu o comportamento dos custos operacionais médios (COM) em relação ao tamanho da rede e ao número de unidades consumidoras ao longo do período 2007-2016. O Gráfico 1 mostra como se comporta o COM, que é dado pela divisão do custo operacional com tamanho da rede e com o número de unidades consumidoras, que são os produtos da função de custo em análise.

Gráfico 1 – Evolução dos Custos Operacionais Médios das Distribuidoras de Energia Brasileiras no Período 2007-2016



Fonte: Dados da Pesquisa

Conforme pode ser observado no Gráfico 1, o COM diminuiu ao longo do tempo, de acordo com os dados da pesquisa, seja em relação ao tamanho da rede, seja em relação ao número de unidades consumidoras. Apesar que no ano de 2014, é observado um aumento no COM em relação ao tamanho da rede e isso se deve ao fato de que algumas distribuidoras no ano de 2014 tiveram aumentos nos seus custos operacionais mais do que proporcionais a aumentos em relação ao tamanho da rede, fazendo a média geral fosse aumentada.

Porém a tendência em ambos os casos é de diminuição do COM, isso demonstra uma das características de monopólios regulados por Modelos de incentivo à eficiência, como o Modelo preço teto, que visam redução dos custos médios do serviço.

Feitas essas considerações, passa-se então a discutir os resultados do Modelo econométrico que foi adotado neste trabalho.

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 ( $H_0$ ) 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 2566,30, 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 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 e significativa a 1%, rejeitando a hipótese nula e aceitando a hipótese alternativa, concluindo pela presença de heterocedasticidade entre os grupos.

Dessa forma, baseado nesses testes, é possível concluir que metodologias de estimação como SUR e PCSE possam ser aplicados para a determinação dos coeficientes dos Modelos.

Com relação à metodologia de estimação a ser aplicado, procurou-se verificar qual seria a mais adequada para estimar os coeficientes das equações, haja visto que grande parte da literatura pesquisada utilizou o método SUR para estimação. Tal método tem como fundamento a estimação conjunta das equações do sistema, uma vez que, para a sua aplicação, é esperado que os erros das equações estejam correlacionados.

Para a verificação do uso da metodologia mais adequada foi aplicado o teste de Breusch Pagan de Independência dos Resíduos que tem como fundamento verificar se os erros da equação do Modelo 1 encontra-se correlacionado com os erros da equação de elasticidade para cada *driver* de custo, que consiste na derivada da equação do Modelo 1 em relação ao respectivo fator de custo (tamanho da rede e número de unidades consumidoras) e apresenta como  $H_0$  que os resíduos das equações são independentes.

Aplicando o teste de Breush Pagan de Independência dos Resíduos, mostra-se que o valor da estatística chi-quadrado foi de 0,683 e um p-valor de 0,4087 não rejeitando a hipótese nula e, portanto, indicando que não há correlação estatística significativa entre os termos de erro das duas equações, equação do Modelo geral e de parcela de custo, assim, estas podem ser estimadas de forma independente.

Para verificar se os Modelos 2, 3 e 4 descritos, respectivamente, pelas equações 27, 28 e 29, têm o mesmo poder explicativo que o Modelo 1 (Equação 26), foi realizado o teste de razão de verossimilhança (LR), que tem como objetivo verificar se as funções mais simples e com menos parâmetros a serem estimados teriam igual poder de explicação que a equação estimada com todos os parâmetros. No referido teste, a hipótese  $H_0$  indica que os Modelos mais simples teriam o mesmo poder de explicação do Modelo geral. Os resultados do teste LR estão apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Resultados do Teste Lr para a verificação de Modelos que melhor explicam o custo operacional das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, 2006 – 2017

<b>Modelos</b>	<b><math>\chi^2</math></b>	<b>p-valor</b>	<b>Graus de Liberdade</b>
Modelo 2	3,31	0,3465	3
Modelo 3	5,36	0,1473	3
Modelo 4 (Cobb Douglas)	6,20	0,4016	6

Fonte: Dados da pesquisa

Os resultados indicam as evidências estatísticas de que o Modelo 1 permite as hipóteses de homogeneidade e homoteticidade. Além disso, o Modelo que utiliza uma função do tipo Cobb-Douglas possui poder de explicação da relação entre as variáveis igual ao Modelo 1.

A partir da equação estimada para os Modelos, foram determinadas as equações das elasticidades, que corresponde à derivada do custo em relação ao tamanho da rede e à quantidade de unidades consumidoras, e correspondem às equações 12 e 13, respectivamente. Além disso, foram determinadas e discutidas as economias de escala, os retornos de escala e economia de tamanho, assim como a elaboração do gráfico do custo operacional médio e marginal em relação à quantidade de unidades consumidoras e em relação ao tamanho da rede, para verificar economicamente a existência de monopólio natural e onde cada empresa estaria situada sobre as curvas de custos médios.

Feitas essas considerações, a Tabela 7 apresenta os dados dos resultados das estimações das equações usando o método PCSE apenas para o Modelo 1 para os demais Modelos encontram-se no Apêndice 1.

Tabela 7 – Resultados da estimação do Modelo 1 da função de custo translog para as empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, 2007-2016

<b>Coefficiente</b>	<b>Variável</b>	<b>Modelo 1</b>
$\alpha_0$	Constante	1,540669* (0,4534978)
$\alpha_N$	<i>ln_tamanho da rede (N)</i>	0,3656157* (0,0966631)
$\alpha_Q$	<i>ln_unidades consumidoras(Q)</i>	0,4725665* (0,1249996)
$\alpha_t$	<i>Tempo(t)</i>	-0,0483642* (2,873344)
$\alpha_{NN}$	$\ln N^2$	0,0375102* (0,0148595)
$\alpha_{QQ}$	$\ln Q^2$	0,0355451* (0, 0136856)
$\alpha_{tt}$	$t^2$	-0,0011575** (0,0004798)
$\alpha_{NQ}$	$\ln N \ln Q$	- 0,0743798* (0,028287)
$\alpha_{Nt}$	$\ln Nt$	-0,0010506 <sup>ns</sup> (0,0027815)
$\alpha_{Qt}$	$\ln Qt$	0,0038878 <sup>ns</sup> (0,0030852)
$\beta_1$	FEC	0,005652* (0,0014474)
$\beta_2$	Salário	0,0000838* (6.25e-06)
$\beta_3$	Tamanho	0,1300034*

<b>Coefficiente</b>	<b>Variável</b>	<b>Modelo 1</b>
		(0,0248977)
$\beta_4$	Perdas Tecnicas	5.95e-08* (1.52e-08)
$\beta_{51}$	Subsistema 1	0,0824725* (0,030036)
$\beta_{52}$	Subsistema 2	-0,1349203* (0,0193742)
$\beta_{53}$	Subsistema 3	-0,0133236 <sup>ns</sup> (0,0124107)
<i>R-quadrado</i>		0,9841

Fonte: Resultado da Pesquisa

Legenda: ns – não significativo; RQME – raiz quadrada da média do erro; \* significativo a 1%; \*\* significativo a 5%; \*\*\* significativo a 10%. Os valores entre parênteses são os erros padrão dos coeficientes.

Os resultados das regressões demonstraram um elevado ajuste aos dados, conforme pode ser observado pelos valores do R-Quadrado, os quais indicam 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 o Modelo 1. As Tabelas 8 e 9 apresentam os resultados das estimativas anuais das referidas elasticidades para cada produto com relação ao Modelo 1, calculadas a partir das equações 12 e 13, assim como das respectivas economias de escala, calculadas de acordo com a equação 10.

Tabela 8 – Resultados da estimação das elasticidades médias de custo e economia de escala para o Modelo 1 com relação ao tamanho da rede em cada ano analisado

<b>ANO</b>	<b>EMR (<math>\varepsilon_N</math>)</b>	<b>Desvio Padrão</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>CV</b>	<b>EE<sub>R</sub></b>
<b>2007</b>	0,1337808	0,0431048	0,0106973	0,2144801	0,3222047	0,866219
<b>2008</b>	0,135199	0,0435499	0,0098414	0,2216156	0,322117	0,864801
<b>2009</b>	0,1363809	0,044222	0,0079123	0,2268854	0,3242536	0,863619
<b>2010</b>	0,1373473	0,0441724	0,0064095	0,2279416	0,321611	0,862653

<b>ANO</b>	<b>EMR (<math>\varepsilon_N</math>)</b>	<b>Desvio Padrão</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>CV</b>	<b>EE<sub>R</sub></b>
<b>2011</b>	0,1381394	0,0440437	0,0040526	0,2290815	0,3188352	0,861861
<b>2012</b>	0,1389917	0,044257	0,0029768	0,2314972	0,3184147	0,861008
<b>2013</b>	0,1387445	0,0447893	0,0007795	0,2333542	0,3228186	0,861256
<b>2014</b>	0,1361611	0,0461683	0,0008158	0,2341323	0,3390711	0,863839
<b>2015</b>	0,1363754	0,0461379	0,0002088	0,2323695	0,3383154	0,863625
<b>2016</b>	0,1366903	0,0469555	0,0040999	0,2375564	0,3435174	0,863310

Fonte: Resultado da Pesquisa

Legenda: EMR – Elasticidade média de custo em relação ao tamanho da rede; CV – Coeficiente de Variação; EE<sub>R</sub> – Economia de Escala.

Tabela 9 – Resultados da estimação das elasticidades médias de custo e economia de escala para o Modelo 1 com relação ao número de unidades consumidoras em cada ano analisado

<b>ANO</b>	<b>EMC (<math>\varepsilon_Q</math>)</b>	<b>Desvio Padrão</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>CV</b>	<b>EE<sub>c</sub></b>
<b>2007</b>	0,6688327	0,0430501	0,5883597	0,7831840	0,06437	0,33117
<b>2008</b>	0,667322	0,0435024	0,5811418	0,7839498	0,06519	0,33268
<b>2009</b>	0,666058	0,0441543	0,575765	0,7857918	0,06629	0,33394
<b>2010</b>	0,6649967	0,0441031	0,5745619	0,7872262	0,06632	0,33521
<b>2011</b>	0,6641225	0,0439427	0,5732493	0,7894774	0,06617	0,33588
<b>2012</b>	0,6631941	0,0441035	0,5707074	0,7904845	0,0665	0,33681
<b>2013</b>	0,6633524	0,044647	0,5687392	0,7925836	0,06731	0,33665
<b>2014</b>	0,6658173	0,0460678	0,5678586	0,7925295	0,06919	0,33418
<b>2015</b>	0,6655409	0,0459829	0,569506	0,7931018	0,06909	0,33446
<b>2016</b>	0,6651735	0,0467797	0,5643695	0,7973153	0,07033	0,33483

Fonte: Resultado da Pesquisa

Legenda: EMC – Elasticidade média de custo em relação ao número de unidades consumidoras; CV – Coeficiente de Variação; EE<sub>c</sub> – Economia de Escala.

Analisando os dados constantes das Tabelas 8 e 9, verifica-se que os valores das elasticidades do tamanho de rede e do número de unidades consumidoras praticamente não se alteram 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 uma elevação média de aproximadamente 0,14% e 0,67%, respectivamente, nos custos operacionais das empresas para o período compreendido entre 2007 e 2016.

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, sendo a magnitude na mesma próxima para os 4 Modelos. Concomitantemente, os trabalhos de Phillipini (1996) e Myland, 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 da rede em relação ao custo. Nestes trabalhos, os valores das elasticidades em relação ao tamanho da rede foram de 0,37 e aproximadamente 0,13, respectivamente.

Outra interpretação importante em relação aos valores das elasticidades, é que o aumento no custo operacional é inelástico em relação às elevações do tamanho da rede e do número de unidades consumidoras, ou seja, o aumento do custo é menos do que proporcional à elevação dessas duas variáveis, 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 das economias de escala do tamanho da rede ( $EE_R$ ) e do número de unidade consumidoras ( $EE_C$ ) que foram de, respectivamente, 0,86 e 0,33, o que significa que, em ambos os casos, o setor de distribuição de energia elétrica opera em economia de escala, o que se mostra consistente com as características de um monopólio natural.

A partir dos dados da pesquisa e dos resultados da estimação dos coeficientes para os dados do Modelo 1 é possível avaliar como se dá os valores das elasticidades a partir de diferentes níveis dos produtos. As Tabelas 10 e 11 apresentam, respectivamente, os valores das elasticidades para intervalos de níveis diferenciados de tamanho de rede e número de unidades consumidoras.

Tabela 10 – Valores de elasticidade média de custo para diferentes níveis de tamanho de rede para empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, 2006-2017

<b>Intervalo</b>	<b>OBS</b>	<b>Média</b>	<b>Desvio Padrão</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
<b>0 – 1.253</b>	54	0,093956	0,0316645	0, 057812	0, 1634065
<b>1.254-2.287</b>	54	0,143779	0,0436535	0,077804	0,2127055
<b>2.288-4.802</b>	54	0,150640	0,0319977	0,109130	0,2024899
<b>4.803-8.543</b>	54	0,145038	0,0234958	0,098853	0, 1831978

<b>Intervalo</b>	<b>OBS</b>	<b>Média</b>	<b>Desvio Padrão</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
<b>8.544-26.605</b>	54	0,110320	0,0384375	0,058159	0,1696694
<b>26.606-51.142</b>	54	0,105138	0,0646765	-0,004099	0,2144801
<b>51.143-65.695</b>	54	0,135423	0,042683	0,066318	0,2279416
<b>65.696-92.717</b>	54	0,169180	0,0330828	0,099027	0,2375564
<b>92.718-13.098</b>	54	0,149759	0,0248474	0,100460	0,2103134
<b>136.099-505.892</b>	54	0,164573	0,020715	0,132876	0,215490

Fonte: Resultado da Pesquisa

Legenda: OBS – Número de Observações.

Tabela 11 – Valores de elasticidade média de custo para diferentes níveis de número de unidades consumidoras para empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, 2006-2017

<b>Intervalo</b>	<b>OBS</b>	<b>Média</b>	<b>Desvio Padrão</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
<b>0 – 29.220</b>	54	0,684156	0,0597861	0,598846	0,7506773
<b>29.221-44.847</b>	54	0,665676	0,0376339	0,561027	0,7484825
<b>44.848-105.825</b>	54	0,678494	0,0331068	0,623081	0,728249
<b>105.826-198.182</b>	54	0,666214	0,0184458	0,628471	0,703019
<b>198.183-680.233</b>	54	0,639308	0,0433972	0,564369	0,729808
<b>680.234-1.128.238</b>	54	0,652071	0,0417167	0,591895	0,728145
<b>1.128.239-1.451.485</b>	54	0,652135	0,0370951	0,584210	0,736671
<b>1.451.486-2.310.985</b>	54	0,666626	0,0412508	0,606106	0,739572
<b>2.310.986-3.523.543</b>	54	0,662587	0,0317823	0,609330	0,726628
<b>3.523.544-8.260.038</b>	54	0,687136	0,0611984	0,622477	0,797315

Fonte: Resultado da Pesquisa

Legenda: OBS – Número de Observações.

Verificam-se pelos valores apresentados nas Tabelas 10 e 11, que as elasticidades não apresentam grandes variações quando se compara com a média das elasticidades de toda a amostra, sendo para o tamanho da rede 0,14 e para o número de unidades consumidoras, 0,67.

Com relação aos dados da Tabela 10, 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.

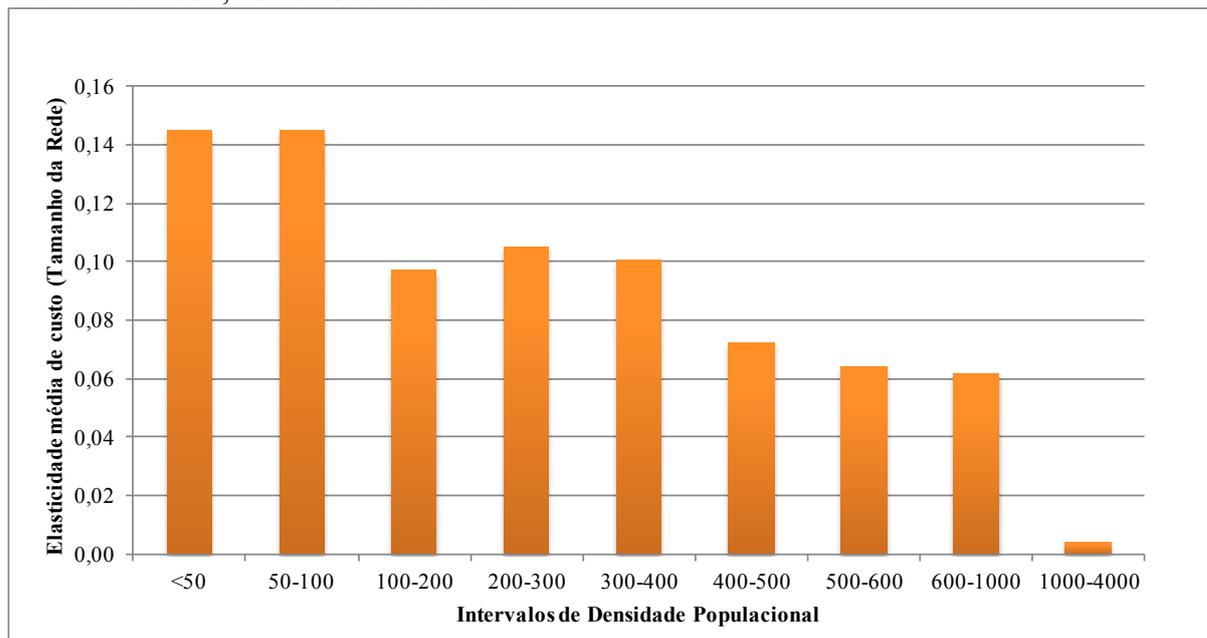
No entanto, verifica-se que empresas que possuem comprimento de rede que estejam entre o quinto e sexto intervalo analisado apresentaram uma elasticidade média abaixo da média de todo período. Explicar esse fenômeno merece detalhar mais os dados. Verifica-se que nesse intervalo as companhias CPFL Piratininga, EDP – SP, Eletropaulo e CEB possuem elasticidades em relação ao tamanho da rede menores que 0,10 em todo o período analisado, com o valor mínimo de -0,004 para o caso da Eletropaulo no ano de 2017, 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/km<sup>2</sup> (valor mínimo para EDP-SP em 2007), de acordo com dados do IBGE(2018). Uma vez que essas áreas possuem uma concentração maior de pessoas não são necessárias grandes extensões de rede e por isso, a variação do seu tamanho implicaria em 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 a 400 habitantes/km<sup>2</sup> possuíam, em média, elasticidade de 0,15 em relação ao tamanho da rede, enquanto que para aquelas com densidade superior à essa referência, o valor da elasticidade diminui para 0,05.

O Gráfico 2 apresenta os valores da média da elasticidade de rede para diferentes intervalos de densidade. Observa-se que a elasticidade de rede diminui a medida que há o aumento da densidade, o que comprova que empresas que atuam em áreas mais densamente povoadas estão mais próximas ao limite de sua capacidade de expansão do tamanho da rede. Assim, para esses casos a variação do custo operacional com relação a uma variação no tamanho da rede será menor.

Gráfico 2 – Variação da média da elasticidade de custo para tamanho de rede para diferentes densidades populacionais das áreas de concessão das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, no Período 2006-2017



Fonte: Dados da Pesquisa

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

Passando para a elasticidade média de custo em relação ao número de consumidores, verifica-se pela Tabela 11, que os maiores valores se encontram na base e no topo da amostra. Para o primeiro caso, o valor da elasticidade média de custo em relação ao número de consumidores foi de 0,69 para as empresas que possuíam até 29.220 unidades consumidoras. Para o presente estudo verifica-se que as empresas FLJC, DEMEI e Muxenergia possuíam elasticidade de custo em relação ao número de consumidores de 0,74, superior à média das demais que foi de 0,63, fazendo com que a média do grupo fosse elevada. Tais valores mais elevados podem ser explicados por outros fatores que não são apenas ligados ao número de consumidores e deve compreender características específicas das áreas de concessão e que não estão no escopo deste estudo.

Uma possível explicação para esse achado pode ser dado através dos estudos feitos por Growitsh, Jasmab e Wetzal (2012), que concluíram que quanto menos urbanizadas as áreas de concessão maiores serão os custos das distribuidoras de energia. Essas distribuidoras têm como características atender 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 em relação ao número de consumidores se mostram 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 um grande número de consumidores, sendo observado no presente estudo, valor de 0,69 para as empresas que possuem mais de 3.523.544 unidades consumidoras. Apesar dos autores não explicarem como tal fenômeno acontece, acredita-se que o aumento de custo dado o aumento no número de consumidores é maior uma vez que nestes casos podem existir empresas que possuem redes de energia elétrica mais saturadas. Há que se considerar ainda que as áreas com essa quantidade de unidades consumidoras podem vir a apresentar maiores níveis de industrialização e demandar uma elevada carga para o sistema de energia.

Dessa forma, o aumento de consumidores encarece mais para a distribuidora, devido a necessidade de muitas vezes serem realizadas obras de reforço na rede para atender essa carga adicional, como a instalação de novas subestações, troca de transformadores, banco de capacitores, filtros de harmônicos entre outros equipamentos.

A partir dos resultados da estimação é possível avaliar os Retornos de Escala (RE), conforme a equação 11. Para o Modelo 1, o valor médio do RE foi de 1,25.

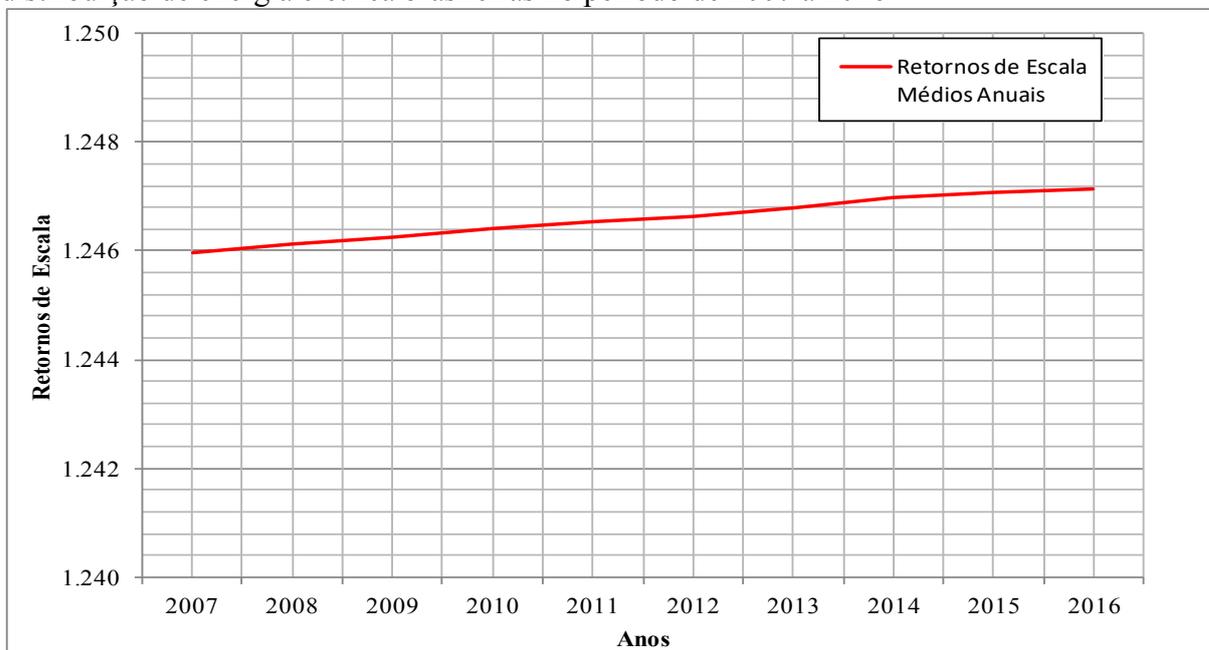
Os referidos valores comprovam a existência de retornos crescentes de escala para o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, indo ao encontro da premissa de RE não decrescentes do Modelo da ANEEL (2013) para o cálculo dos custos operacionais eficientes para as empresas distribuidoras de energia. No mesmo sentido, esse resultado foi similar ao verificado nos estudos de Arcoverde, Tannuri-Pianto e Souza (2005) e Tovar (2009).

De acordo com os resultados do RE, ao se avaliar os valores médios para cada ano da amostra, conforme apresentado no Gráfico 3, verifica-se que vão aumentando mesmo a pequenas taxas. Tal achado se mostra interessante, uma vez que, as concessionárias de distribuição têm estímulos para aumentar a sua eficiência, que acontece a partir da redução dos seus custos, haja vista 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 os seus custos, leva a um aumento do RE, significando que as empresas estão reduzindo os seus custos médios.

Para verificar a relação entre a redução de custos e RE, vale retomar o conceito de economia de escala. Uma firma opera em economia de escala quando o aumento da produção é mais que proporcional ao aumento do custo, levando então a redução dos seus custos médios. Como o RE é definido como o inverso da economia de escala, então, empresas que estão operando nessa situação irão apresentar retornos de escala crescentes.

Gráfico 3 – Evolução dos retornos de escala médios anuais para as empresas de distribuição de energia elétrica brasileiras no período de 2007 a 2016



Fonte: Dados da Pesquisa

De uma forma geral, verifica-se que o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro opera em economia de escala em relação ao tamanho da rede e ao número de unidades consumidoras, assim como apresenta também retornos de escala crescentes, mesmo a pequenas taxas confirmando as conclusões anteriores.

Em relação à variável  $t$ , sabe-se que a sua adição na função de custo *Translog* busca capturar os efeitos das mudanças de tecnologia sobre a estrutura de custos ao longo do tempo (MT). De acordo com Myland, 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 no Modelo 1, o valor médio de MT, obtidos a partir da equação 14 é igual a 0,061. O valor positivo de MT indica que em termos gerais, as empresas do setor de distribuição de energia elétrica se tornaram mais produtivas e eficientes ao longo do tempo, uma vez que seus custos operacionais 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 na equação 15, a economia de tamanho (ET) mede as variações no produto quando há variações no custo, sendo o inverso da elasticidade de custo.

Para o Modelo 1, utilizando os dados das Tabelas , o valor médio da economia de tamanho em relação ao tamanho de rede (ETR) é de 7,31. 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 do que a unidade, evidenciando a presença de economia de tamanho no setor de distribuição de energia elétrica, ou seja, variações nos custos provocam variações mais do que proporcionais nos produtos. Tal fato, pode estar ligado aos retornos de escala crescentes verificados no setor, ou seja, supondo preço dos insumos constante, elevações no uso dos desses, acarretam aumentos mais do que proporcionais nos produtos.

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

O coeficiente  $\beta_1$ , 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 outros. 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 1 desligamento 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 para um aumento 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 maior ineficiência, então, o sinal da variável estaria em consonância com o trabalho citado.

No entanto, 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 dos valores dessa variável podem justificar a melhoria de sistemas de proteção de subestações, redes de energia, podas em árvores entre outras ações, por exemplo.

O coeficiente  $\beta_2$  referente à variável de 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 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 nesse último. Em outros trabalhos como Phillipini (1996) e Folloni e Caldera (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 uma *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, o aumento do salário, promove aumento nos custos das empresas.

O coeficiente  $\beta_3$  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 em todos os Modelos estimados, com valores de coeficientes de 0,13 para o Modelo 1, confirmando o que de fato se espera: empresas grandes possuem custo operacional maior do que as empresas pequenas. Dessa forma, o fato de uma empresa ser grande elevaria o seu custo operacional em 13%, com base no valor do coeficiente apurado para o Modelo 1. 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, o que leva a essas empresas a possuírem uma infraestrutura maior para suportar esse consumo, logo elas tendem a apresentar maior custo operacional comparativamente às menores.

O coeficiente  $\beta_4$  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 um maior dispêndio dos seus custos operacionais de forma a minimizá-las e esse interesse pode se dar para atender às exigências regulatórias, que obrigam as empresas de distribuidora 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 um 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 pareça ser baixo, a quantidade de MWh perdido anualmente nas redes do sistema de distribuição por ser bastante elevada, variando de acordo com as características de cada rede de distribuição, podendo chegar à 10% do total de energia consumida na área de concessão da distribuidora o que necessariamente 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, que varia de empresa para empresa.

Em relação à localização da distribuidora nos Subsistemas  $\beta_{5i}$ , onde  $i$  é o índice que representa cada subsistema, os resultados demonstram que as empresas localizadas no subsistema 1 apresentam custos operacionais 8,24%, mais caros do que aquelas localizadas no subsistema 4, utilizado como base na regressão, a partir do coeficiente do Modelo 1. No entanto, aquelas localizadas no subsistema 2 possuem custo operacional, em média, 13,49% menor do que aquelas que se encontram no subsistema 4.

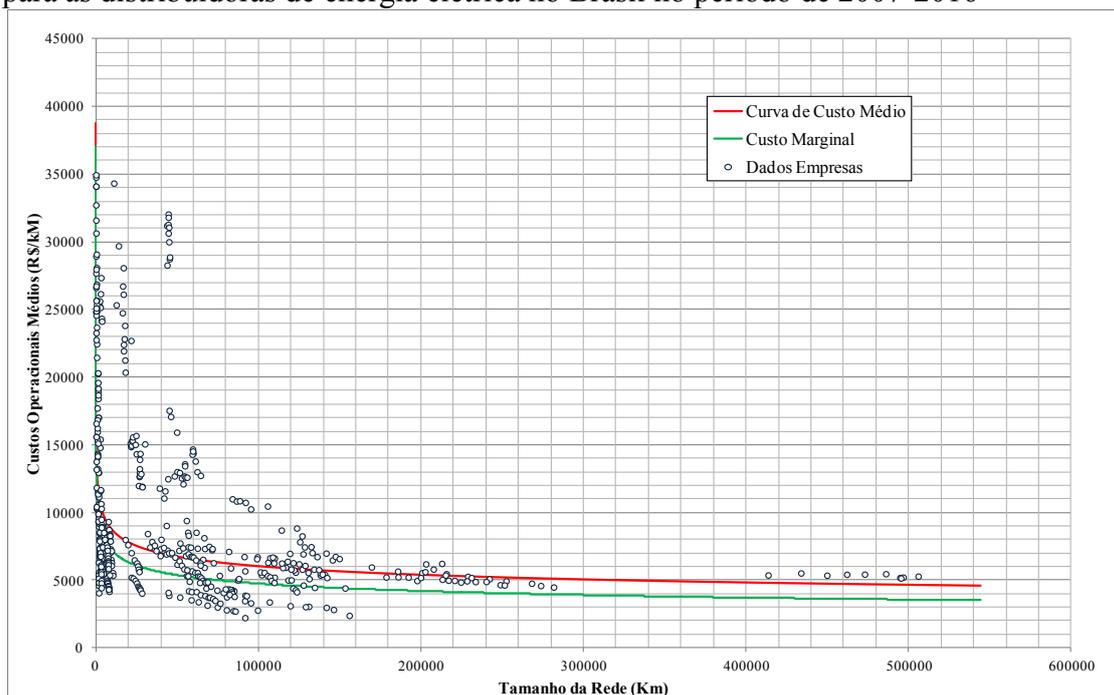
De uma maneira geral, o custo operacional das empresas localizadas no subsistema 3, é similar ao grupo base (subsistema 4) uma vez que não houve significância estatística em relação aos impactos de localização nesse subsistema nos custos operacionais.

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. Além disso, é pouco útil tentar comparar com outros estudos internacionais que tenham usado variáveis semelhantes, afinal 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.

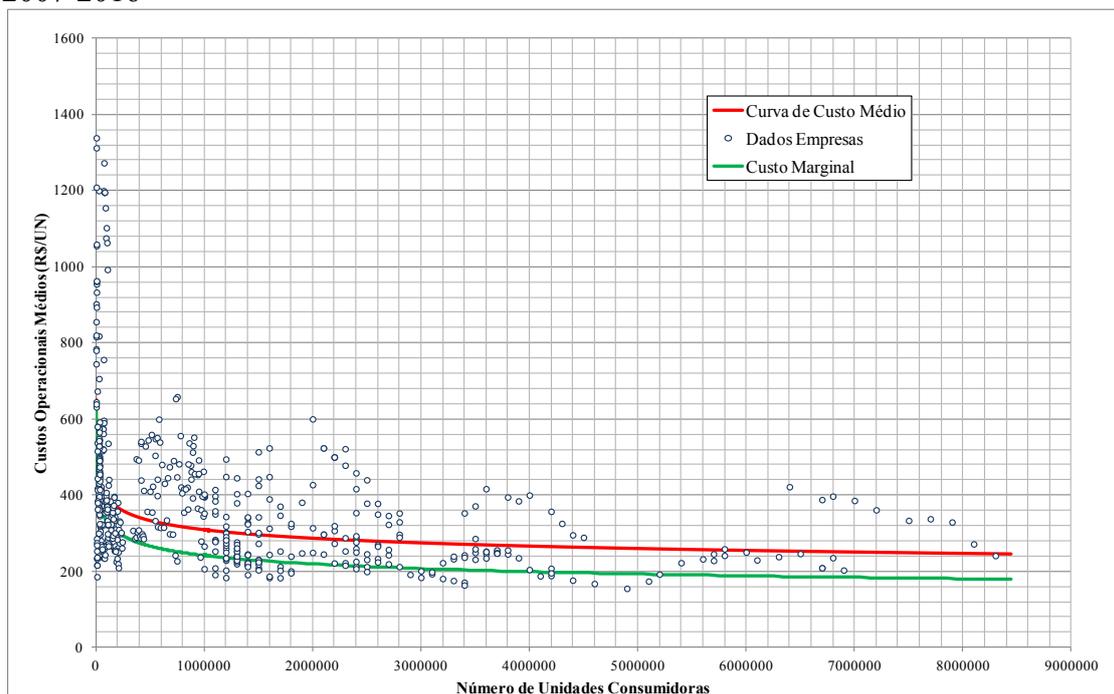
A partir da estimação dos parâmetros da função de custo, foi possível obter os valores do custo médio por meio da razão entre o custo estimado e os valores referentes ao tamanho de rede e ao número de unidades consumidoras. Já o custo marginal foi obtido a partir da razão entre variação do custo estimado pela variação em relação ao tamanho da rede e ao número de unidades consumidoras. Os gráficos 5 e 6 apresentam as curvas de custo médio e marginal em relação aos produtos.

Gráfico 4 – Curva de custo operacional médio e marginal em relação ao tamanho da rede para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil no período de 2007-2016



Fonte: Dados da Pesquisa

Gráfico 5 – Curva de custo operacional médio e marginal em relação ao número de unidades consumidoras para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil no período de 2007-2016



Fonte: Dados da Pesquisa

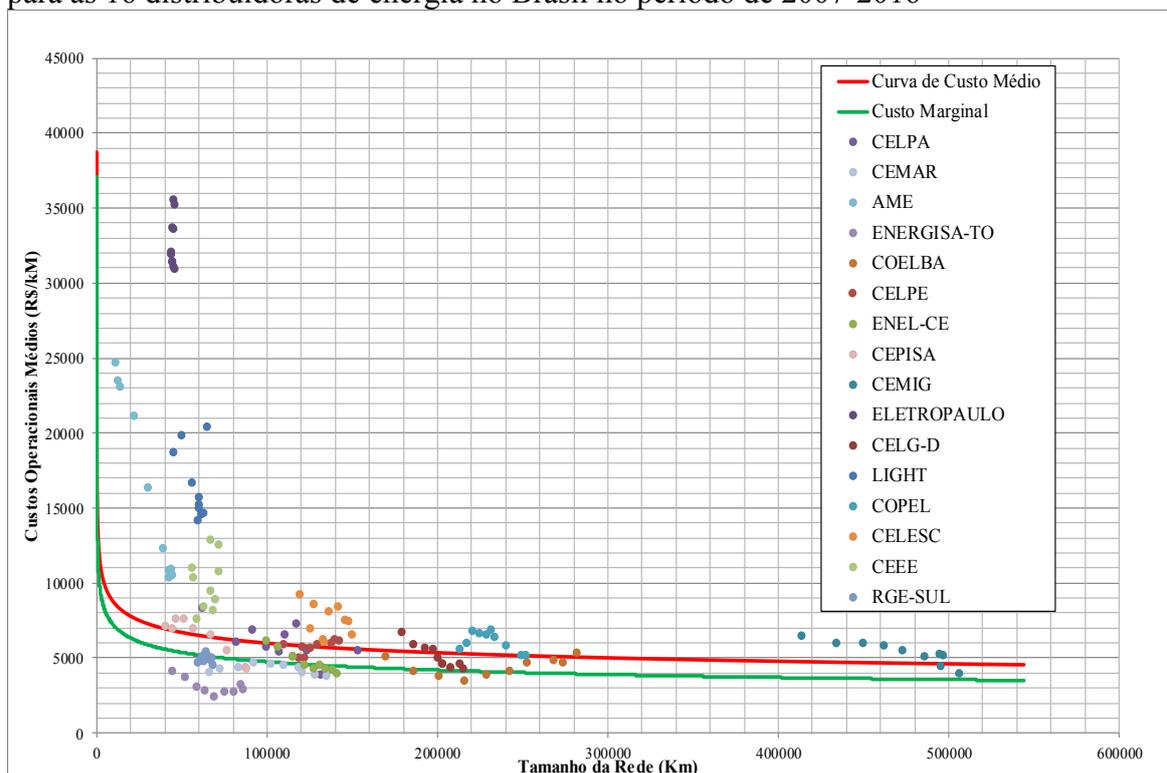
Conforme pode ser observado pelo comportamento das curvas de custo médio e marginal, percebe-se que de fato, o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro é um monopólio natural, ou seja, os custos médios decaem à medida que as empresas aumentam seus níveis de produção. Isso porque os custos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

Portanto, confirma o Modelo da ANEEL de que os retornos de escala do setor de distribuição de energia elétrica são crescentes ao longo do tempo, com custos médios e marginais declinantes com o aumento do nível de produto.

Além disso, este achado vai ao encontro das 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 declinantes na medida que a produção se eleva. Bem verdade que as características do setor de distribuição de energia elétrica nesse países é bem distinta daquela que é verificada no Brasil, porém este achado além de confirmar a premissa adotada no Modelo da ANEEL, corrobora com as conclusões da literatura de que o setor de distribuição de energia elétrica opera com retornos de escala crescentes.

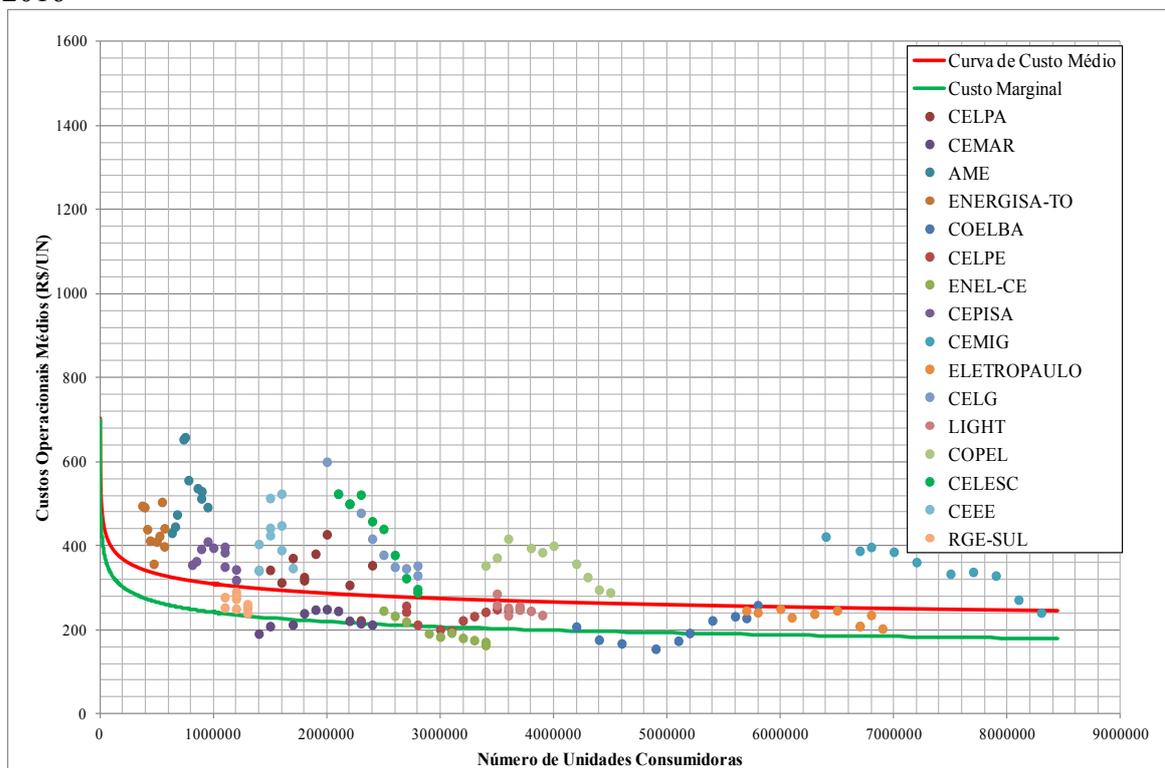
Para analisar a situação específica de algumas empresas, foram construídos os gráficos de custo médio e custo marginal destacando dezesseis distribuidoras de energia elétrica. Foram escolhidas as quatro distribuidoras que apresentaram os maiores custos operacionais no ano de 2016, em cada um dos subsistemas.

Gráfico 6 – curva de custo operacional médio e marginal em relação ao tamanho da rede para as 16 distribuidoras de energia no Brasil no período de 2007-2016



Fonte: Dados da Pesquisa

Gráfico 7 – Curva de custo operacional médio e marginal em relação ao número de unidades consumidoras para as 16 distribuidoras de energia no Brasil no período de 2007-2016



Fonte: Dados da Pesquisa

Analisando as empresas separadamente, observa-se que as mesmas apresentam comportamentos distintos em relação ao custo médio e custo marginal verificado para o setor de distribuição de energia elétrica.

Por exemplo, enquanto a CEMIG apresentou os custos operacionais médios caindo ao longo dos anos, seja em relação ao tamanho da rede, seja em relação ao número de unidades consumidoras, ou seja, com seu custo marginal sendo menor que o custo médio ao longo do tempo, empresas como a COELBA diminuíram os seus custos médios até certo nível de produto (em ambos os casos), e posteriormente voltando a subir, o que mostra que mostra um comportamento distinto ao que se espera de um setor de monopólio natural, com custos médios e marginais decrescentes.

Outras empresas como a COPEL tiveram os seus custos operacionais médios aumentando ao longo do tempo até certo nível dos produtos que estão em análise (233.506 km de rede e 3.600.000 unidades consumidoras). Após esses níveis, os custos operacionais médios passam a decair.

Os comportamentos distintos entre as empresas do setor revelam decisões empresariais e características das áreas de concessão que impactam no custo operacional

das empresas mas que não encontram-se no escopo dessa pesquisa. No entanto, revela também um desafio ao próprio regulador em promover meios para que as empresas tenham um comportamento dos seus custos operacionais mais próximos ao que foi verificado ao setor de distribuição de energia elétrica como um todo.

## 6.0 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 de tais custos para o setor.

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

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. Tais resultados indicam que as empresas distribuidoras de energia, de uma forma geral, estão ficando mais eficientes na aplicação dos seus custos operacionais, uma vez que estão conseguindo reduzir os seus custos operacionais médios, o que sugere que o Modelo de regulação *price cap* adotado no Brasil para a determinação das tarifas de energia tem surtido efeito na redução dos custos operacionais médios das distribuidoras de energia elétrica.

Assim, em termos práticos, o presente estudo confirmou as hipóteses de retornos de escala crescentes presentes no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro e que tem impacto na definição das tarifas de energia elétrica para os consumidores.

Porém cabe salientar que quando são avaliadas as empresas separadamente, verifica-se que nem todas apresentam o mesmo comportamento verificado no setor de distribuição de energia elétrica como um todo, evidenciando decisões empresariais e características das áreas de concessão e que não estão no escopo deste estudo, mas que pode alertar ao regulador para promover políticas mais específicas para que as empresas de distribuição de energia elétrica operem dentro das características de monopólio natural.

Além disso, os resultados de significância das variáveis de controle utilizada nas estimativas das funções de custo se mostraram interessantes assim como os valores dos seus coeficientes que apresentaram poucas variações entre os Modelos, o que garante estabilidade nos resultados das estimativas.

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, provando assim 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.

Ademais, 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 constantes no cadastro do MT. O ideal seria que esses salários fossem fornecidos diretamente pelas distribuidoras e assim poderia se ter uma melhor precisão dos salários que são pagos diretamente na atividade de distribuição.

Outra limitação refere-se ao número de distribuidoras analisadas. A proposta inicial era de analisar 65 distribuidoras abrangendo o período de 1998 a 2016, de forma a abranger período onde as ferramentas regulatórias estavam começando a ser implantadas e abrangendo o período imediatamente após ao processo de privatizações. No entanto, a disponibilidade de dados limitou a pesquisa ao período de 2007 a 2016 e provocou a redução do número de distribuidoras analisadas.

Sugere-se que em pesquisas futuras possa ser feita uma análise da presença de economias de escala a partir de outros produtos inerentes ao setor elétrico, como o consumo de energia elétrica, que não foi utilizado nessa pesquisa em virtude de que os produtos aqui utilizados terem sido aqueles que também presentes nos Modelos de análise de eficiência da ANEEL.

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 de 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 na definição dos custos operacionais das distribuidoras de energia.

## 7.0 Referências Bibliográficas

- ABRADEE. **Visão Geral do Setor**, 2013. . Disponível em: <<https://goo.gl/KqafT>>. Acesso em: 28 out. 2016.
- 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. **Nota Técnica 101/2011 - SRE/ANEEL – Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais, 19 mai. 2011**. Disponível em: <https://bit.ly/2RD27Zi>. Acesso em: 15 jun. 2017.
- ANEEL. **Nota Técnica 192/2014 - SRE/ANEEL - Análise de eficiência dos custos operacionais das distribuidoras de energia elétrica**, 6 jun. 2014b. .
- ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET**, 6 maio 2015. Disponível em: <<https://goo.gl/NUYPvL>>. Acesso em: 23 nov. 2017.
- ANEEL. **Audiência Pública nº 52/2017**, set. 2017a. . Disponível em: <<https://bit.ly/2MNBXYX3>>. Acesso em: 20 maio. 2018.
- ANEEL. **Relatório de Consumo e Receita de Distribuição: SAMP**. Brasília - DF: ANEEL, 2017b. . Disponível em: <<https://bit.ly/2JGjnc7>>.
- ASCENDE. Tarifas de Energia e os Benefícios da Regulação por Incentivos. **Instituto Ascende Brasil**, White Paper. n. nº 3, jan. 2011. Disponível em: <<https://goo.gl/RhsFET>>. Acesso em: 15 set. 2017.
- BARRINUEVO FILHO, A.; LUCINDA, C. R. Teoria da Regulação. In: **Economia do Setor Público no Brasil**. 6. ed. Rio de Janeiro - RJ: Elsevier, 2004.
- BATTESE, G.E., COELLI, T.J., 1992. Frontier production function, technical efficiency and panel data: with application to paddy farmers in India. **Journal of Productivity Analysis**. 3, 153–169
- 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, 1995a.
- 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.
- BOISVERT, R. N. **The Translog Production Function: Its Properties, Its Several Interpretations and Estimation Problems**: Research Bulletins. [s.l.] Cornell University, Department of Applied Economics and Management, 1982. Disponível em: <<https://ideas.repec.org/p/ags/cudarb/182035.html>>. Acesso em: 30 jun. 2018.

BRADBURD, R. Privatization of Natural Monopoly Public Enterprises: The Regulation Issue. **Review of Industrial Organization**, v. 10, n. 3, p. 247–267, 1 jun. 1995.

BRANCO, E. C. A reestruturação e a modernização do setor elétrico brasileiro. **Nova Economia**, v. 6, n. 1, jul. 1996. Disponível em: <<https://goo.gl/VmXez4>>. Acesso em: 4 set. 2017.

CALDERA, O.; FOLLONI, G. **Size, density and costs of network services - the case of the distribution of electricity in Italy**: ERSA conference papers. [s.l.] European Regional Science Association, ago. 2001. . Disponível em: < <https://bit.ly/2OZMhGY> >. Acesso em: 30 out. 2018.

CARRERA-FERNANDEZ, J. **Curso Básico de Microeconomia**. Salvador: EDUFBA, 2009.

CASTRO, E. R. de et al. Teoria da Produção. In: **Microeconomia Aplicada**. Visconde do Rio Branco, MG: Suprema, 2009. p. 649.

CHARNES, A. et al. **Data Envelopment Analysis: Theory, Methodology and Applications**. New York - USA: Springer Science+Business Media, LLC, 1994.

CHARNES, A.; COOPER, W. W.; RHODES, E. Measuring the efficiency of decision making units. **European Journal of Operational Research**, v. 2, n. 6, p. 429–444, 1 nov. 1978.

CHIANG, A. C.; WAINWRIGHT, K. **Matemática para Economistas**. 8. ed. Rio de Janeiro - RJ: Campus-Elsevier, 2006.

CHONG, E. **Yardstick competition vs. individual incentive regulation: What has the theoretical literature to say?** 2004. Universidade de Paris, Paris - França, 2004. Disponível em: <<https://bit.ly/2J9QObX>>.

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.; JORGENSON, D. W.; LAU, L. Transcendental logarithmic production function frontiers. **Review of Economics and Statistics**, v. 2, p. 28–45, 1 jan. 1973.

CHRISTENSEN, L. R.; JORGENSON, D. W.; LAU, L. J. Transcendental Logarithmic Utility Functions. **The American Economic Review**, v. 65, n. 3, p. 367–383, 1975.

COSTANTINI, V.; CRESPI, F.; PAGLIALUNGA, E. **Capital-Energy Substitutability in Manufacturing Sectors: Methodological and Policy Implications**. [s.l.: s.n.].

COSTELLINI, C.; HOLLANDA, L. **Setor Elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro** FGV Energia, , 31 mar. 2014. . Disponível em: <<https://bit.ly/2EzKKHK>>. Acesso em: 19 out. 2018.

EPE. **Plano Decenal de Energia 2026**: Rio de Janeiro - RJ: EPE, 2017. . Disponível em: <https://bit.ly/2HuKtqr>, Acesso em: 25 out. 2016.

FILIPPINI, M. Economies of scale and utilization in the Swiss electric power distribution industry. **Applied Economics**, v. 28, n. 5, p. 543–550, 1 maio 1996.

Filippini, M. (1998), Are Municipal Electricity Distribution Utilities Natural Monopolies?. **Annals of Public and Cooperative Economics**, 2, 157-174.

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. **Textos para Discussão - Tesouro Nacional**, p. 01-23, maio 2013.

GALVÃO JUNIOR, A. de C.; PAGANINI, W. da S. Conceptual aspects of the regulation of water and sewage services in Brazil. **Engenharia Sanitaria e Ambiental**, v. 14, n. 1, p. 79–88, mar. 2009.

GIAMBIAGI, F.; ALÉM, A. C. **Finanças Públicas - Teoria e Prática no Brasil**. 3. ed. [s.l.] Elsevier, 2008

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.

GUJARATI, D. N.; PORTER, D. C. **Econometria Básica**. 5° ed. [s.l.] AMGH Editora Ltda., 2011. v. Único

HÖLMSTROM, B. Moral Hazard and Observability. **The Bell Journal of Economics**, v. 10, n. 1, p. 74–91, 1979.

IPEA. **Índice de Preços ao Consumidor Ampliado (IPCA)**, 2018. . Disponível em: <<https://bit.ly/2Gm0L3p>>. Acesso em: 15 mar. 2018.

JAMASB, T.; POLLITT, M. Benchmarking and Regulation: International Electricity Experience. **Utilities Policy**, v. 9, n. 3, p. 107–130, 2000.

JAMASB, T.; POLLITT, M. International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities. **Energy Policy**, v. 31, n. 15, p. 1609–1622, 1 dez. 2003.

KAMEL, H. Estimate of the elasticities of substitution of the CES and translog production functions in Tunisia. **International Journal of Economics and Business Research**, v. 9, p. 245–253, 9 mar. 2015.

KUMBHAKAR, S. C.; LOVELL, C. A. K. **Stochastic Frontier Analysis**. Cambridge - Reino Unido: Cambridge University Press, 2000.

KUMBHAKAR, S. C.; LOVELL, C. A. K. Scale economies, technical change and efficiency in Norwegian electricity distribution, 1998–2010. **Journal of Productivity Analysis**, v. 43, n. 3, 2014.

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, 1998.

KWOKA JUNIOR, J. E. Electric power distribution: economies of scale, mergers, and restructuring. **Applied Economics**, v. 37, n. 20, p. 2373–2386, 10 nov. 2005.

MACHO-STADLER, I.; PÉREZ-CASTRILLO, D. **An Introduction to the Economics of Information: Incentives and Contracts**. [s.l.: s.n.]

MARTINS, R.; FORTUNATO, A.; COELHO, F. **Cost Structure of the Portuguese Water Industry: a Cubic Cost Function Application**: GEMF Working Papers. [s.l.] GEMF, Faculty of Economics, University of Coimbra, 2006. . Disponível em: <<https://goo.gl/6yDrZv>>. Acesso em: 20 out. 2017.

MME. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**, mar. 2017. . Disponível em: <<https://bit.ly/2t1AdfP>>. Acesso em: 17 abr. 2018

MT. **Relação Anual de Informações Sociais - RAIS**, 2018. . Disponível em: <<https://bit.ly/2dM2A8H>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

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.

NASCIMENTO, A. C. C. **Regulação no Setor de Distribuição de Energia: Análise de Metodologias Alternativas para a Definição dos Custos Operacionais Eficientes**. 2013. Universidade Federal de Viçosa - UFV, Viçosa - MG, 2013.

PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**. 6. ed. São Paulo - SP: Person Prentice Hall, 2005.

PIRES, J. C. L.; PICCININI, M. S. **Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro** BNDES, , jul. 1998. .

PISKUNOV, N. **Calculo Diferencial e Integral**. 6. ed. Moscou: MIR, 1983. v. I

RASMUSSEN, S. **Production Economics - The Basic Theory of Product Optimisation**. Copenhagen - Dinamarca: Springer, 2010.

RUFÍN, C.; EL HAGE, F. S.; DELGADO, M. A. P. Contexto Regulatório e Perspectivas para o Setor de Distribuição de Energia. In: **Regulação técnica e monopólios naturais - Reflexões conceituais e metodológicas no setor de distribuição de energia elétrica**. Brasília-DF: Synergia Editora, 2015.

SHIROTA, R. **Efficiency in financial intermediation : a study of the Chilean banking industry** /. 1996. Ohio State University, 1996.

SHLEIFER, A. A Theory of Yardstick Competition. **Rand Journal of Economics**, v. 16, n. 3, p. 319–327, 1985.

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, 1 fev. 2011.

TUMA, R. W. Sobre o monopólio natural e o Modelo competitivo no setor elétrico brasileiro. **IE-UFRJ**, n. 1585, 2 jun. 2005. Disponível em: <<https://goo.gl/KTmavN>>.

VARIAN, H. R. **Microeconomic Analysis**. 3. ed. Nova York, EUA: W.W. Norton & Company, INC., 1992. v. Único

VAZ, D. V.; HOFFMAN, R. Remuneração nos serviços no Brasil: o contraste entre funcionários públicos e privados. **Economia e Sociedade**, v. 16, n. 20, p. 199–232, ago. 2009.

VENDRUSCOLO, M. I.; ALVES, T. W. Estudo da economia de escala do setor de telecomunicações móveis do Brasil pós-privatizações. **Revista Contabilidade & Finanças**, v. 20, n. 49, p. 63–78, 1 abr. 2009.

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

WINSTEN, C. B. Discussion on Mr. Farrell's Paper. **Journal of the Royal Statistical Society Series a-Statistics in Society**, v. 120, n. 3, p. 282–284, 1957.

**APÊNDICE 1** – Resultados da estimação das equações dos modelos da função de custo *translog* para as empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, 2007 – 2016

<b>Coefficiente</b>	<b>Variável</b>	<b>Modelo 1</b>	<b>Modelo 2 (Homogêneo)</b>	<b>Modelo 3 (Homotético)</b>	<b>Modelo 4 (Cobb-Douglas)</b>
$\alpha_0$	Constante	1,540669* (0,4534978)	1,233535* (0,1708994)	1,316335* (0,4348563)	0,930828* (0,6399898)
$\alpha_N$	<i>ln_tamanho da rede (N)</i>	0,3656157* (0,0966631)	0,1553378* (0,0274513)	0,1568622* (0,0463646)	0,1202207* (0,0106435)
$\alpha_Q$	<i>ln_unidades consumidoras(Q)</i>	0,4725665* (0,1249996)	0,6894138* (0,0234928)	0,6486884* (0,1005586)	0,6958016* (0,0159962)
$\alpha_t$	<i>Tempo(t)</i>	-0,0483642* (2,873344)	-0,0609193* (0,0140067)	-0,009173*** (0,0055037)	-0,0209514* (0,0015683)
$\alpha_{NN}$	$\ln N^2$	0,0375102* (0,0148595)	-	-0,0019191 <sup>ns</sup> (0,002137)	-
$\alpha_{QQ}$	$\ln Q^2$	0,0355451* (0,0136856)	-	0,001764 <sup>ns</sup> (0,0038982)	-
$\alpha_{tt}$	$t^2$	-0,0011575** (0,0004798)	-	-0,0010699** (0,0004727)	-
$\alpha_{NQ}$	$\ln N \ln Q$	-0,0743798* (0,028287)	-0,0023584 <sup>ns</sup> (0,0015924)	-	-
$\alpha_{Nt}$	$\ln N t$	-0,0010506 <sup>ns</sup> (0,0027815)	-0,0012275 <sup>ns</sup> (0,0027522)	-	-
$\alpha_{Qt}$	$\ln Q t$	0,0038878 <sup>ns</sup> (0,0030852)	0,0040455 <sup>ns</sup> (0,0030382)	-	-
$\beta_1$	FEC	0,005652* (0,0014474)	0,0059* (0,0014583)	0,0059715* (0,001457)	0,0060651* (0,0014179)
$\beta_2$	Salário	0,0000838* (6.25e-06)	0,0000824* (6.30e-06)	0,0000819* (6.32e-06)	0,0000818* (6.19e-06)
$\beta_3$	Tamanho	0,1300034* (0,0248977)	0,1529527* (0,0289977)	0,1455846* (0,0279213)	0,1398671* (0,028974)
$\beta_4$	Perdas Técnicas	5.95e-08* (1.52e-08)	7.68e-08* (1.16e-08)	6.70e-08* (1.47e-08)	6.59e-08* (1.06e-08)
$\beta_{51}$	Subsistema 1	0,0824725* (0,0000000)	0,0864863* (0,0000000)	0,0905065* (0,0000000)	0,0879751* (0,0000000)

<b>Coefficiente</b>	<b>Variável</b>	<b>Modelo 1</b>	<b>Modelo 2 (Homogêneo)</b>	<b>Modelo 3 (Homotético)</b>	<b>Modelo 4 (Cobb-Douglas)</b>
		(0,030036)	(0,0318909)	(0,031732)	(0,0324638)
$\beta_{52}$	Subsistema 2	-0,1349203* (0,0193742)	-0,1397218* (0,0188854)	-0,1392387* (0,0189278)	-0,1397529* (0,01862)
$\beta_{53}$	Subsistema 3	-0,0133236 <sup>ns</sup> (0,0124107)	-0,0100246 <sup>ns</sup> (0,0117209)	-0,0057122 <sup>ns</sup> (0,0121383)	-0,0043727* (0,0121535)
<i>R-quadrado</i>		0,9841	0,9840	0,9839	0,9839

Fonte: Resultado da Pesquisa

Legenda: ns – não significativo; RQME – raiz quadrada da média do erro; \* significativo a 1%; \*\* significativo a 5%; \*\*\* significativo a 10%. Os valores entre parênteses são os erros padrão das variáveis.

**APÊNDICE 2:** Quadro com características gerais das empresas que foram utilizadas nessa pesquisa e de suas áreas de concessão e que foram utilizadas nessa pesquisa. Brasil. 2016

<b>Empresa (Sigla)</b>	<b>Nome</b>	<b>UF</b>	<b>Natureza Jurídica</b>	<b>Área (Km2)</b>	<b>Unidades Atendida (2016)</b>	<b>Média Salarial na atividade de Distribuição (R\$)(2016)</b>	<b>Energia Consumida (MWh) (2016)</b>
AME	Amazonas Energia	AM	Pública	1.559.147	948.562	8.634,45	5.853.892
BOA VISTA	Boa Vista Energia	RO	Pública	5.687	112.498	10.222,44	794.760
CEB-D	Companhia Energética de Brasília	DF	Pública	5.780	1.036.082	10.474,31	6.047.698
CEEE-D	Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul	RS	Pública	72.838	1.653.803	6.487,88	7.137.317
CELESC-D	Centrais Elétricas de Santa Catarina	SC	Pública	89.119	2.831.226	8.744,09	14.931.246
CELG-D	Centrais Elétricas do Goiás	GO	Pública	335.040	2.824.418	9.339,44	11.697.404
CELPA	Centrais Elétricas do Pará	PA	Privada	1.175.000	2.442.499	4.007,38	7.993.378
CELPE	Centrais Elétricas de Pernambuco	PE	Privada	98.076	3.597.150	6.079,90	11.279.044
CEMAR	Centrais Elétricas do Maranhão	MA	Privada	331.937	2.358.769	3.929,29	6.012.249
CEMIG-D	Companhia Energética de Minas Gerais	MG	Pública	566.332	8.260.038	8.135,16	26.009.478
CEPISA	Centrais Elétricas do Piauí	PI	Pública	251.612	1.227.435	7.302,24	3.096.729
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia	RO	Pública	237.765	609.080	7.478,26	2.889.016
CHESP	Companhia Energética São Patrício	GO	Privada	5.066	35.687	3.711,02	115.448

<b>Empresa (Sigla)</b>	<b>Nome</b>	<b>UF</b>	<b>Natureza Jurídica</b>	<b>Área (Km2)</b>	<b>Unidades Atendida (2016)</b>	<b>Média Salarial na atividade de Distribuição (R\$)(2016)</b>	<b>Energia Consumida (MWh) (2016)</b>
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA	Privada	563.374	5.834.178	6.223,20	17.347.987
COOPERALIANÇA	Cooperativa de Energia Elétrica Aliança	SC	Privada	294	36.535	4.053,65	147.909
COPEL-D	Companhia Paranaense de Energia	PR	Pública	191.282	4.478.767	5.938,22	22.314.512
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN	Privada	52.811	1.384.626	5.525,92	4.747.500
CPFL JAGUARI	Companhia Força e Luz - Jaguari	SP	Privada	250	40.206	4.525,63	450.513
CPFL MOCOCA	Companhia Força e Luz - Mococa	MG/SP	Privada	1.856	46.333	3.556,43	203.637
CPFL PAULISTA	Companhia Força e Luz - Paulista	SP	Privada	90.301	4.234.403	6.390,64	21.086.301
CPFL PIRATININGA	Companhia Força e Luz - Piratininga	SP	Privada	6.660	1.653.899	4.242,30	8.479.717
CPFL SANTA CRUZ	Companhia Força e Luz - Santa Cruz	SP	Privada	11.744	207.247	4.241,57	895.776
CPFL SUL PAULISTA	Companhia Força e Luz Sul Paulista	SP	Privada	3.800	83.841	3.217,32	390.352
DEMEI	Departamento Municipal de Energia Elétrica de Ijuí	RS	Pública	689	32.269	4.024,47	133.688

<b>Empresa (Sigla)</b>	<b>Nome</b>	<b>UF</b>	<b>Natureza Jurídica</b>	<b>Área (Km2)</b>	<b>Unidades Atendida (2016)</b>	<b>Média Salarial na atividade de Distribuição (R\$)(2016)</b>	<b>Energia Consumida (MWh) (2016)</b>
DME-D	Departamento Municipal de Energia Elétrica de Poços de Caldas	SP	Pública	547	73.285	5.562,03	321.229
EBO-PB	Energisa Borborema Paraíba	PB	Privada	1.975	208.600	2.546,70	602.054
EDP-ES	Energética de Portugal - Espírito Santo	ES	Privada	40.260	1.511.363	5.755,44	6.141.935
EDP-SP	Energética de Portugal - São Paulo	SP	Privada	9.646	1.803.969	3.524,82	8.602.814
EFLJC	Empresa Força e Luz João Cesa	SC	Privada	262	3.623	3.919,15	15.123
EFLUL	Empresa Força e Luz de Urussanga	SC	Privada	255	6.612	4.648,87	41.217
ELEKTRO	Elektro Redes	SP	Privada	120.934	2.548.666	4.311,57	11.496.190
ELETROCAR	Centrais Elétricas do Carazinho	RS	Privada	2.556	36.461	3.924,19	176.535
ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana	SP	Privada	4.507	6.925.515	5.438,12	34.493.574
ELFSM	Empresa Luz e Força de Santa Maria	ES	Privada	5.827	108.110	3.318,64	521.910
ENEL-CE	Ente nazionale per l'energia elettrica - Ceará	CE	Privada	148.888	3.417.228	6.364,26	10.274.532
ENEL-RJ	Ente nazionale per l'energia elettrica - Rio de Janeiro	RJ/MG	Privada	32.442	2.610.812	6.656,67	9.280.913
ENERGISA-BRAG	Energisa Bragantina	MG/SP	Privada	3.493	157.053	3.437,07	673.135
ENERGISA-GUA	Energisa Guarapuava	PR	Privada	3.179	58.020	3.202,55	266.321
ENERGISA-MG	Energisa Minas Gerais	MG	Privada	16.459	438.921	2.467,01	1.201.622

<b>Empresa (Sigla)</b>	<b>Nome</b>	<b>UF</b>	<b>Natureza Jurídica</b>	<b>Área (Km2)</b>	<b>Unidades Atendida (2016)</b>	<b>Média Salarial na atividade de Distribuição (R\$)(2016)</b>	<b>Energia Consumida (MWh) (2016)</b>
ENERGISA-MS	Energisa - Mato Grosso do Sul	MS	Privada	318.423	990.556	5.742,08	4.315.649
ENERGISA-MT	Energisa - Mato Grosso	MT	Privada	894.165	1.328.053	3.991,52	6.756.503
ENERGISA-NA	Energisa Nacional	SP	Privada	4.792	116.546	2.868,31	550.769
ENERGISA-PB	Energisa Paraíba	PB	Privada	54.493	1.378.756	2.264,30	3.693.985
ENERGISA-SE	Energisa Sergipe	SE	Privada	17.486	748.556	3.256,34	2.413.787
ENERGISA-SUL SUDESTE	Energisa Sul Sudeste	SP	Privada	9.607	243.454	3.120,03	1.063.608
ENERGISA-TO	Energisa Tocantins	TO	Privada	277.720	566.169	3.648,88	2.123.213
ENERGISA-VP	Energisa Votuporanga	SP	Privada	11.529	181.055	2.882,30	807.101
IGUAÇU	Iguaçu Energia	SC	Privada	1.352	34.259	5.742,07	189.630
LIGHT	Light Serviços de Eletricidade	RJ	Privada	10.190	3.904.167	4.909,99	20.663.840
MUXENERGIA	Muxfeldt, Marin e Cia	RS	Privada	587	11.096	3.330,39	63.909
NOVA PALMA	Nova Palma Energia	RS	Privada	5.599	15.495	3.922,92	63.442
RGE	Rio Grande Energia	RS	Privada	82.321	1.454.056	3.312,15	6.674.494
RGE-SUL	Distribuidora Gaúcha de Energia	RS	Privada	94.523	1.319.575	3.727,60	6.674.494
SULGIPE	Companhia Sulsergipana de Eletricidade	SE/BA	Privada	5.790	142.035	2.213,68	362.866