



Universidade de Brasília
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciência da Ciência
da Informação e Documentação - FACE.
Departamento de Economia

EFICIÊNCIA DE CUSTOS OPERACIONAIS DAS COMPANHIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: UMA ANÁLISE EM DOIS ESTÁGIOS (DEA & TOBIT)

DANIEL DE PINA FERNANDES



Universidade de Brasília
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciência da Ciência
da Informação e Documentação - FACE.
Departamento de Economia

EFICIÊNCIA DE CUSTOS OPERACIONAIS DAS COMPANHIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: UMA ANÁLISE EM DOIS ESTÁGIOS (DEA & TOBIT)

DANIEL DE PINA FERNANDES

Monografia de conclusão de curso de
Bacharel em Ciências Econômicas.
Universidade de Brasília – UnB

Orientador: Prof. Dr. Moisés de Andrade Resende Filho

Brasília - DF
2014

FERNANDES, Daniel de Pina.

Eficiência de custos operacionais das companhias de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise em dois estágios (DEA & Tobit)/ Daniel de Pina Fernandes. Brasília – DF, 2014, 64 págs.

Monografia (bacharelado) – Universidade de Brasília, Departamento de Economia, 2014.

Orientador: Prof. Dr. Moisés de Andrade Resende Filho, Departamento de Economia.

1. Introdução 2. Panorama das Companhias de Distribuição do Setor elétrico no Brasil 3. Revisão de Literatura 4. Metodologia 5. Análise Empírica 6. Conclusão 7. Referências Bibliográficas.

Eficiência de custos operacionais das companhias de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise em dois estágios (DEA & Tobit)

DANIEL DE PINA FERNANDES

Banca Examinadora

.....
Prof. Dr. Rafael Terra de Menezes
Membro

.....
Prof. Dr. Moisés de Andrade Resende Filho
Orientador

Brasília - DF
2014

Agradecimentos

Primordialmente eu louvo e agradeço a Deus por me sustentar por todo o percurso até a conclusão desta graduação. Ao longo deste caminho nunca fui desamparado e todo meu esforço foi honrado. Agradeço a Deus de todo coração por isso!

Gostaria de agradecer também a minha família: meus tios César e Luiz, minha tia Nilda, meus primos Eduardo e Luciana, e minha avó Dulce que infelizmente não está mais conosco. Cada um deles é muito importante em minha vida e o apoio deles foi fundamental. Em especial, sou muito grato a minha mãe Lúcia. Ela sempre foi minha maior incentivadora, sempre sonhou meus sonhos comigo e batalhou junto a mim para que esta vitória se tornasse realidade. Sem ela, nada disso seria possível!

Agradeço ao meu amor, Bárbara Rosa, a qual caminha ao meu lado já há três anos e me apoia incondicionalmente, me dá forças e me motiva a sempre querer me superar.

Por fim, gostaria de agradecer alguns mentores que passaram pela minha vida, com os quais tive oportunidade de aprender bastante, e que com certeza fizeram a diferença na minha formação pessoal e profissional. Entre eles me recordo com carinho especial da Dr^a. Solange Maria Guerra e do Dr. Sérgio Rubens Stancato de Souza do Banco Central do Brasil, os quais acreditaram no meu potencial e com dedicação e conhecimento me ensinaram a excelência.

Agradeço imensamente também aos competentes profissionais que formam a ABIAPE, no qual cito em especial Bernardo Ramos Sicsú, Dr. Mário Menel e Dr. Cristiano Amaral. Aprendi muito através da vocação e brilhantismo destes nomes de destaque do setor elétrico, área que adotei como minha também. Por fim agradeço ao professor Moisés de Andrade Resende Filho que expressou tamanha competência e disponibilidade ao me orientar neste projeto.

Resumo

Este trabalho tem como objetivo traçar o perfil de eficiência das 63 distribuidoras de energia elétrica no Brasil para o ano referência 2012. O foco do trabalho é sobre os custos operacionais. Para isso foi empregado um modelo de dois estágios: DEA & Tobit. No primeiro estágio medem-se os escores de eficiência das firmas através do método de *Data Envelopment Analysis* (DEA); e no segundo estágio, utiliza-se o modelo Tobit para verificar o impacto de variáveis externas à gestão da empresa sobre a diferença relativa de eficiência entre as concessionárias. Conclui-se que as companhias distribuidoras de energia elétrica são bastante heterogêneas em termos de eficiência e que distribuidoras de propriedade privada apresentam menores ineficiências que as públicas.

Palavras-Chave: Eficiência; custos operacionais, distribuidoras de energia elétrica; DEA; Tobit.

Abstract

This study aims at making the efficiency profile of 63 Brazilian electricity distribution companies in 2012 on the basis of their operational costs. I employ a two-stage analysis: DEA & Tobit. In the first stage I calculate the efficiency scores of firms by using Data Envelopment Analysis (DEA). In the second stage, I use a Tobit model so to investigate how some selected variables that are beyond the control of the companies explain their efficiency scores. I found that electricity distribution companies are very heterogeneous in terms of efficiency, and that being of private ownership increases the efficiency score of a distribution company in Brazil.

Keywords: Efficiency, operational costs, electricity distributions companies; DEA; Tobit

Sumário

1. Introdução	10
2. Panorama das Companhias de Distribuição do Setor elétrico no Brasil	11
2.1. Histórico Recente do Setor Elétrico Brasileiro	11
2.1.1 A crise do setor elétrico dos anos 80	11
2.1.2. A desverticalização e privatização dos anos 90.....	13
2.1.3 Crise de 2001	15
2.1.4. Implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico 2003-2004 e o cenário atual...17	
2.2. Eficiência de custos operacionais aplicada ao segmento de Distribuição no Brasil.....	19
3. Revisão de Literatura	24
3.1. Arcabouço teórico	24
3.2 Resultados aplicados ao setor de Distribuição de energia elétrica	28
4. Metodologia	32
4.1. Primeiro estágio: <i>Data Envelopment Analysis</i> (DEA)	32
4.2. Segundo estágio: Modelo Tobit.....	37
5. Análise Empírica	40
5.1. Dados e variáveis.....	40
5.2. Resultados do modelo DEA: Análise de eficiência.....	44
5.3. Resultados do modelo Tobit: Análise das variáveis ambientais.....	48
6. Conclusão	51
7. Referências Bibliográficas	53
APÊNDICES	
Apêndice A – Metodologia de cálculo do Índice Salarial	61
Apêndice B – Resultados do modelo DEA	63

Lista de Siglas e Abreviações

ABRACEEL: Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica	EPE: Empresa de Pesquisa Energética
ABRADEE: Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica	FDH: <i>Free Disposal Hull</i>
ACL: Ambiente de Contratação Livre	GWh: Gigawatt- hora
ACR: Ambiente de Contratação Regulada	IS: Índice Salarial
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica	Km: Quilômetros
BCC: Banker, Charnes, Cooper <i>model</i>	Km ² : Quilômetros quadrados
CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	MAE: Mercado Atacadista de Energia
CCR: Charnes, Cooper, Rhodes <i>model</i>	MME: Ministério de Minas e Energia
CDEE: Companhias de Distribuição de Energia Elétrica	MWh: Megawatt-hora
CGC: Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica	ONS: Operador Nacional do Sistema
CMSE: Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico	OPEX: Custos Operacionais
CNPE: Conselho Nacional de Política Energética	OPEX ^a : Custos operacionais Ajustados
CRS: <i>Constant Return of Scale</i>	RAIS: Relação Anual de Informações Sociais
CRTP: Ciclos de Revisão Tarifária Periódica	RE-SEB: Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
DEA: <i>Data Envelopment Analysis</i>	ROA: <i>Return on Assets</i>
DFA: <i>Distribution Free Analysis</i>	ROE: <i>Return on Equity</i>
DMU: <i>Decision Make Unit</i>	SEB: Setor Elétrico Brasileiro
EIA/RIMA: Estudo/Relatório de Impacto Ambiental	SFA: <i>Stochastic Frontier Analysis</i>
	StoNED: <i>Stochastic Non-smooth Envelopment of Data</i>
	TFA: <i>Thick Frontier Analysis</i>
	TUSD: Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
	VRS: <i>Variable Return of Scale</i>

Lista de Figuras

Figura 1 – Perfil do Setor Elétrico Brasileiro no Novo Modelo	18
---	----

Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Investimentos no Setor Elétrico Brasileiro	15
Gráfico 2 – Processo de revisão tarifária	22
Gráfico 3 – Retornos de escala	37
Gráfico 4 – DEA e a influência das variáveis ambientais	38
Gráfico 5 – Custo unitário por unidade consumidora	46

Lista de Quadros

Quadro 1 – Resultados comparativos de outros trabalhos	31
Quadro 2 – Variáveis ambientais	42

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Índice Salarial regional	41
Tabela 2 – Estatística descritiva	44
Tabela 3 – Ranking Custo eficiência.	45
Tabela 4 – Modelo Tobit no Grupo 1 (Maior porte)	49
Tabela 5 – Modelo Tobit no Grupo 2 (Menor porte)	49
Tabela 6 – Composição dos CBO's do Ofício 376/2009 – SRE/ANEEL	62
Tabela 7 – Resultados Grupo 1	63
Tabela 8 – Resultados Grupo 2	64

1. Introdução

O setor elétrico é o segmento de infraestrutura do país responsável por toda a cadeia de geração, transporte e distribuição de energia elétrica ao consumidor final. Este segmento ganhou maior destaque na economia brasileira a partir do Plano de Metas (1957) do governo Juscelino Kubitschek, por meio do qual se propôs uma expansão planejada do setor de energia elétrica como suporte ao crescimento do setor industrial (SILVESTRE *et al.*, 2010). Desde então, a indústria de eletricidade passou por várias fases e transformações e se configura hoje como uma âncora fundamental para o crescimento e desenvolvimento econômico brasileiro.

Tendo em vista a importância deste setor para a economia brasileira, trataremos de um ponto chave para qualquer planejamento energético bem sucedido: a eficiência de custos. A abordagem deste trabalho apresentará, portanto, uma análise de eficiência de custos operacionais das Companhias de Distribuição de Energia Elétrica (CDEE) no Brasil. Para isso tomaremos 2012 como ano referência do nosso estudo e nos apropriaremos de uma análise em dois estágios (DEA & Tobit). No primeiro estágio aplicaremos o método de Análise Envoltória de Dados – do inglês *Data Envelopment Analysis* (DEA). Objetivamos com isso auferir os escores de eficiência através de variáveis que reflitam a sistematização produtiva do mercado distribuidor de energia elétrica no Brasil. Já no segundo estágio, com auxílio do modelo Tobit, estimaremos o efeito de aspectos não gerenciáveis das CDEE que possivelmente afetem os escores de eficiência.

Os resultados da análise proposta são importantes em três esferas. Primeiro com relação às próprias distribuidoras, que podem utilizar os resultados obtidos no presente estudo para realizar uma análise comparativa (*benchmarking*) com as demais distribuidoras sobre seu desempenho, identificando eventuais ineficiências (SOUZA *et al.*, 2014). Outra parte beneficiada diretamente são os consumidores finais de energia elétrica, os quais poderão valer-se dos resultados para investigar como os ganhos de eficiência das distribuidoras têm sido apropriados e repassados às tarifas de energia. Por fim, os resultados são importantes à agência reguladora do setor elétrico (ANEEL), a qual tem por dever regular o monopólio natural de distribuição de energia elétrica, incentivando a eficiência das distribuidoras e a modicidade tarifária.

O presente trabalho mantém a seguinte estrutura: o segundo capítulo descreve um histórico dos últimos 30 anos do setor elétrico brasileiro (SEB), além de destacar as atuais características do mercado distribuidor de energia elétrica, assinalando a importância que a eficiência de custos adquiriu no âmbito regulatório durante este período. O terceiro capítulo apresenta uma revisão de literatura sobre o assunto, delineando alguns conceitos fundamentais e comparando as principais metodologias e resultados de outros trabalhos. O quarto capítulo detalha os modelos que serão aplicados, suas vantagens, limitações, entre outros aspectos técnicos. O quinto capítulo apresenta os dados e variáveis utilizadas e os resultados alcançados. Finalmente, o sexto capítulo apresenta as principais conclusões.

2. Panorama das Companhias de Distribuição do Setor elétrico no Brasil

2.1. Histórico Recente do Setor Elétrico Brasileiro

Neste trabalho nos limitaremos a descrever as mudanças do setor elétrico dos últimos trinta anos, as quais estão fortemente intrincadas entre si e fundamentam grande parte das características da indústria de energia elétrica observadas em nosso ano referência (2012). Analisaremos quatro grandes blocos: a crise do SEB dos anos 80, a desverticalização e privatização dos anos 90, a crise de 2001 e, por último, a implantação do Novo Modelo (2004) e suas consequências para o cenário atual.

2.1.1 A crise do setor elétrico dos anos 80

Com relação à organização, o setor elétrico brasileiro dos anos 80 apresentava uma estrutura vertical e centralizada, na qual se tinha o parque gerador em uma ponta, a transmissão no meio e a distribuição na outra ponta. Todos organizados em uma estrutura hierarquizada, por meio da qual o Estado controlava todas as fases do processo (LEME, 2009). O setor elétrico, como um todo, era propriedade pública, sendo o governo federal proprietário dos ativos de geração e transmissão, enquanto os governos estaduais eram proprietários das empresas de distribuição (FERREIRA, 2000).

Tal modelo planejado e centralizado, porém, começou a mostrar sinais de fragilidade ainda nos anos 80. O quadro político-econômico da época sinalizava uma das mais graves

crises enfrentadas em nosso país. Neste período o Brasil foi marcado pela reestruturação da democracia política, criação de uma nova constituição federal, estagnação do crescimento econômico, altos patamares de dívida externa, além de elevadíssimos níveis inflacionários. Esse cenário caótico e instável refletia também no setor elétrico através da interrupção dos fluxos de créditos vindos de organizações financeiras internacionais, além do alto endividamento do serviço da dívida e de seu pagamento pelas empresas (GOMES *et al.*, 2002).

Mais que uma crise financeira do setor elétrico decorrente do cenário político-econômico, havia também outros fatores que agravavam a situação no SEB. Entre eles estava o fato de que uma grande parcela de energia planejada para entrar em operação nos anos 80, sequer havia sido concluída (FERREIRA, 2000). Isto porque a maior parcela de investimentos no setor realizados na década anterior (anos 70) priorizava as grandes hidrelétricas, tendo em vista os ganhos de escala inerentes a estes programas (FERREIRA, 2000). Porém, projetos de tamanha magnitude demandavam grandes dispêndios com ativos fixos e longos períodos de maturação; fatores estes que posteriormente impediram o término da construção de muitas delas (OLIVEIRA, 1997 apud FERREIRA, 2000). Por volta de 1992, os investimentos paralisados nas usinas de energia elétrica já alcançavam a cifra de U\$S 10 bilhões e os ativos ociosos representavam 10 GW de capacidade potencial adicional (PIRES e PICCININI, 1998).

Outro ponto de estrangulamento foi a promulgação de leis que obrigavam todo e qualquer empreendedor do setor elétrico a realizar o Estudo/Relatório de Impacto Ambiental, denominado EIA/RIMA. Essa nova medida onerava significativamente os projetos de energia elétrica, uma vez que se ressarcia compulsoriamente os municípios e comunidades cujas propriedades foram inundadas pelos reservatórios das usinas hidrelétricas (FERREIRA, 2000).

Além dos problemas supracitados, a política energética nacional também contribuía para o desgaste do modelo. Vigoravam-se na época tarifas de energia elétrica igualitárias em todo o país, as quais eram mantidas artificialmente reduzidas como dispositivo de contenção da inflação (ABRADEE, 2014). De tal forma, as baixas remunerações recebidas pelas empresas do setor eram incapazes de garantir o equilíbrio econômico-financeiro. Além do mais, havia nítidos subsídios cruzados entre empresas eficientes e ineficientes através da equalização das tarifas de energia no âmbito nacional (ABRADEE, 2014).

Percebe-se assim, que o modelo centralizado enfrentava diversas falhas como ineficiência econômica, vulnerabilidade a choques financeiros e elevado serviço da dívida (FERREIRA, 2000). Isso contribuiu para a deterioração das companhias estatais do setor elétrico, e conseqüentemente impulsionou a necessidade de um processo de reestruturação do setor elétrico (RAMOS-REAL *et al.*, 2010).

2.1.2. A desverticalização e privatização dos anos 90

A reestruturação do modelo energético do país se deu sob o contexto do Programa Nacional de Desestatização (1991), criado com objetivo de reduzir as despesas públicas através de cortes de gastos e aumentar a eficiência operacional de empresas públicas (REIS *et al.*, 2006). Deste modo, enfrentou-se no setor elétrico um processo de desregulamentação e privatização de 23 empresas, das quais 20 eram distribuidoras de energia elétrica (SILVESTRE *et al.*, 2010).

Um dos primeiros passos dados em direção à reestruturação foi a promulgação da Lei nº 8.631 em 1993. Nesta lei, definia-se um retorno mínimo sobre os ativos das empresas do setor elétrico em 10% e eliminava-se o nivelamento nacional das tarifas de energia elétrica (FERREIRA, 2000). Isto gerou uma sinalização positiva em prol da recuperação dos fluxos de caixa das empresas, além de incentivos à eficiência.

Outra importante medida neste processo foi a aprovação da Lei nº 8.967 (Lei Geral das Concessões) em 1995. Tal norma foi aprovada para regulamentar o artigo 175 da Constituição Federal de 1988. De tal modo, definiam-se assim os direitos e obrigações das concessionárias de serviço público, além da necessidade de um sistema tarifário e regulador que garantisse o equilíbrio econômico e financeiro da concessão (FERREIRA, 2000).

Promulgada no mesmo ano, a Lei nº 9.074 veio complementar a Lei Geral das Concessões. Juntas, tais leis especificavam várias diretrizes às concessões do setor elétrico. Dentre elas destaca-se a licitação de novos empreendimentos de geração; a criação da figura do Produtor Independente de Energia; a determinação do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição; e a liberdade para os grandes consumidores escolherem seus fornecedores de energia – criação do mercado atacadista (GOMES, 2002).

Dentre as várias ações tomadas na Lei nº 9.074, destaca-se uma em especial: a obrigatoriedade do desmembramento das atividades de geração, transmissão e distribuição. Esta medida consistiu em um dos pilares daquilo que conhecemos como SEB hoje. A partir de então, regulamentava-se a desverticalização do modelo anterior em prol de um modelo segmentado, de integração horizontal, sendo cada área operada por agentes distintos e independentes.

Embora várias das diretrizes da reestruturação do setor elétrico já estivessem traçadas em 1995, o modelo institucional e aspectos regulatórios ainda tinham que ser aprimorados. Deste modo, o governo desenvolveu no ano seguinte o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (RE-SEB). Em virtude da natureza específica de cada segmento de concessão, o projeto priorizou neste primeiro momento um modelo de competição dentro do ramo de geração e o aumento de eficiência dentro dos ramos de monopólio natural - transmissão e distribuição (TOVAR *et al.*, 2011). Além do mais, o projeto visava limitar o papel do governo ao formular políticas energéticas, além de regulamentar e fiscalizar as atividades delegadas (Paixão, 1999).

Nesse sentido, em 1996 instituiu-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que tem entre as suas principais competências regular todos os segmentos do setor elétrico, estimulando a competitividade entre os agentes e a atratividade de investimentos. No ano seguinte foi criado o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), responsável pela formulação das diretrizes do setor energético. Já em 1998, criou-se o Mercado Atacadista de Energia (MAE), que tinha por função estabelecer o preço de referência para a energia comprada por meio dos contratos bilaterais ao mesmo tempo em que administrava o mercado à vista. Outra instituição preconcebida neste mesmo ano foi o Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável pela coordenação do sistema de despacho elétrico.

Outras medidas de aprimoramento legal do setor elétrico foram se esboçando no biênio 1999/2000. Dentre elas ressalta-se: o estabelecimento dos valores normativos, o que gerava as condições necessárias para que distribuidores e geradores pudessem celebrar contratos de longo prazo; o estabelecimento de novos padrões de qualidade de serviços para as distribuidoras; e a definição dos montantes de energia e de tarifas, viabilizando a assinatura de contratos entre geradores e distribuidores (GOMES, 2002).

2.1.3. Crise de 2001

O modelo energético do final da década de 90, como vimos anteriormente, estava reestruturado sob a forma de companhias privatizadas, independentes e de integração horizontal. Além do mais, o modelo se amparava agora em um ambiente regulatório cada vez mais institucionalizado e complexo. Porém, isto parecia insuficiente por si só para atrair investimentos e promover a expansão da oferta de energia necessária para atender a crescente demanda.

Gráfico 1 – Investimentos no Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: ARAÚJO, 2001, p.6.

O Gráfico 1 apresenta que os investimentos no setor elétrico foram se reduzindo substancialmente desde a década de 80 sem mostrar uma melhora significativa com a reforma dos anos 90. Este declínio de investimentos se deve ao fato de que as empresas do setor estavam pressionadas pelas exigências de serviço da dívida e pela disponibilidade limitada de investimentos (FERREIRA, 2000). Outro fator relevante para o declínio de investimentos foi a falta de credibilidade na reforma, não só por ela estar muito recente no final dos anos 90, mas também pela necessidade de ajustes e aperfeiçoamentos do modelo.

O baixo nível de investimentos consequentemente se refletiu em escassa expansão da oferta de energia. Embora houvesse iniciativas nesse sentido, como a implantação do Programa de Geração Emergencial (1999) e do Programa Prioritário das Térmicas e do Leilão de Capacidade (2000), estas medidas não lograram sucesso. Desta vez não era a ineficácia da gestão governamental que emperrava a expansão da oferta de energia, mas sim as divergências de propósitos e opiniões entre as diversas instituições do setor, que agora não contavam mais com a coordenação central da Eletrobrás (GOLDENBERG e PRADO, 2003).

Outro fator agravante que contribuiu para a fraca expansão da oferta de energia foi o frágil quadro econômico que o país enfrentou nos últimos anos da década de 90 e início dos anos 2000. A crise de desvalorização do real, as crises russas e asiáticas, além da crise argentina tornaram escassos os recursos para a privatização das grandes geradoras da Eletrobrás e a rolagem da dívida somente foi possível com aumento dos prêmios de risco (GOLDENBERG e PRADO, 2003). Isto piorava ainda mais a situação das empresas devedoras e deprimia os investimentos privados.

Foi neste contexto de vulnerabilidade do setor elétrico que o país enfrentou uma grave crise hidrológica no primeiro semestre de 2001. Isto fez com que os níveis dos reservatórios das hidrelétricas ficassem próximos a 30% da capacidade (muito menor que os anos anteriores). Este cenário levou impreterivelmente a uma crise energética.

Como medida de contenção da crise, implementou-se o racionamento entre 1º de Junho de 2001 e 1º de Março de 2002, com objetivo de economizar 20% de energia elétrica. Houve cobrança de multa para aqueles que ultrapassassem a meta de consumo estipulada e pagamento de bônus para aqueles que conseguissem atingir a meta. Além disso, foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGC), a qual foi concebida com objetivo de implementar medidas de natureza emergencial para solucionar o descompasso entre demanda e oferta de energia. As medidas complementares da CGC e o racionamento energético foram bem sucedidos e assim, a duras penas o país superou a crise energética de 2001.

2.1.4. Implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico 2003-2004 e o cenário atual

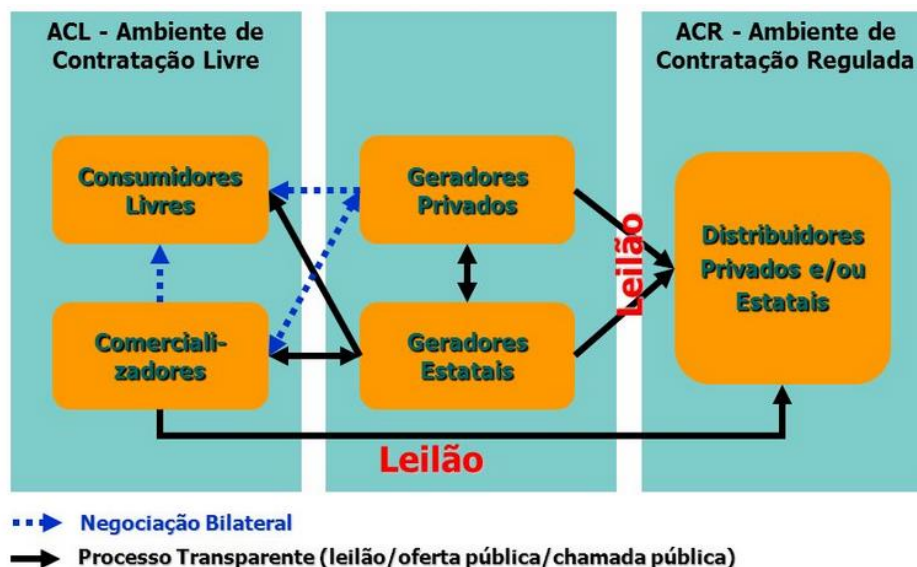
O biênio 2003-2004 trouxe nova reforma para o setor elétrico. Basicamente são três os pilares que orientaram a construção deste novo modelo: garantir a segurança do suprimento de energia, prover a modicidade tarifária e promover a inserção social no setor elétrico (ONS, 2014).

Em termos institucionais, a reforma incluiu a criação de três entidades: a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), designada a realizar o planejamento de longo prazo do setor elétrico; o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), encarregado pela segurança do suprimento de energia elétrica; e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável pela viabilização da comercialização de energia elétrica em substituição ao Mercado Atacadista de Energia (MAE). Outras alterações importantes incluíram a definição do exercício do Poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a ampliação da autonomia das demais entidades do setor elétrico - ANEEL, CNPE e ONS (ONS, 2014).

Além da reforma institucional sobre égide do governo, mudanças significativas também ocorreram no âmbito dos agentes operacionais. Entre as medidas a serem observadas pelos agentes ressalta-se a exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres e a nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração e contratação de energia elétrica, de forma a melhorar o equilíbrio entre garantia e custo de suprimento (ONS, 2014).

O novo modelo alterou também a relação de comercialização de energia elétrica entre os agentes operacionais. Foram criados o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Figura 1 – Perfil do Setor Elétrico Brasileiro no Novo Modelo



Fonte: TRACTEBEL ENERGIA, 2008.

O ACL caracteriza-se por realizar operações de compra e venda de energia elétrica por intermédio de negociações bilaterais de preços e volumes livremente contratados (PORTAL BRASIL, 2011). Neste ambiente participam os consumidores livres¹, os quais podem comprar energia de qualquer agente de geração ou comercialização de energia. Participam também do ACL os consumidores especiais². Apesar dos consumidores especiais poderem escolher seu fornecedor, eles estão restritos à escolha por energia oriunda de fontes incentivadas - Pequenas Centrais Hidrelétricas, Usinas de Biomassa, Usinas Eólicas e Sistemas de Cogeração Qualificada (ABRACEEL, 2014). Salienta-se aqui, que comprovados os pré-requisitos de carga, tanto os consumidores livres quanto os consumidores especiais podem optar ou não por migrar do mercado regulado para o mercado livre.

No âmbito do ACR, as operações de compra e venda de energia elétrica são precedidas de licitação (em geral leilões), conforme regras e procedimentos de comercialização específicos (PORTAL BRASIL, 2011). Neste ambiente os únicos compradores são as companhias distribuidoras de energia. Após a execução dos contratos,

¹ Consumidores com carga maior ou igual a 3000 KW.

² Consumidores com carga maior que 500 kW e menor que 3000 KW

esta energia é repassada aos consumidores cativos³, que são aqueles compulsoriamente conectados à CDEE que opera na área de concessão em que tal consumidor se situa.

Todas estas mudanças revelam um vértice de como se configura o setor elétrico em nosso ano base (2012). É a partir daí que iremos caracterizar nosso objeto de estudo: o mercado de distribuição de energia elétrica no Brasil e a importância de os agentes deste mercado CDEE percorram uma trajetória de custo eficiência no âmbito do novo modelo do setor elétrico.

2.2. Eficiência de custos operacionais aplicada ao segmento de Distribuição no Brasil

Conforme definição da própria ANEEL, o segmento de distribuição é caracterizado por ser o responsável pelo repasse de energia elétrica para o usuário final. Porém, por conta de características específicas de economias de escala e economias de escopo, é consenso que este repasse de energia ao consumidor final é mais eficiente quando há apenas uma firma atuando em determinada área de concessão (ABRADEE, 2014). Este fenômeno é conhecido em economia como monopólio natural. Deste modo, por suas peculiaridades, o segmento distribuidor de energia elétrica no Brasil é disciplinado através de contratos de concessão de serviços públicos e de regras específicas criadas pelo órgão regulador - ANEEL.

Entre os vários aspectos das CDEE reguladas pela ANEEL, ressalta-se neste trabalho um item em especial: a remuneração. Apesar das distribuidoras atuarem apenas no ACR, uma parcela significativa dessa remuneração é obtida de agentes do ACL que fazem uso das instalações de distribuição. Neste caso, estes agentes pagam por este serviço a denominada Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (TUSD), valor fixado pelo órgão regulador.

Outra parte da remuneração das CDEE origina-se de atividades empresariais alheias ao seu negócio próprio como, por exemplo, o compartilhamento de infraestrutura com empresas telefônicas. Estas atividades só são realizadas mediante autorização da própria ANEEL e suas receitas em parte são destinadas a favorecer a modicidade tarifária (ANEEL, 2013).

³ Carga menor que 500 KW sob qualquer tensão.

Porém, a principal remuneração das distribuidoras de energia elétrica, vem justamente de sua atividade fim, ou seja, o repasse de energia elétrica ao consumidor cativo no âmbito do ACR. Denominada de receita requerida (RR), a principal remuneração das distribuidoras pode ser decomposta em valor da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB) conforme a equação a seguir:

$$RR = VPA + VPB \quad (1)$$

A parcela A corresponde aos custos não gerenciáveis, ou seja, custos que não estão sob o controle da administração da distribuidora (RAMOS *et al.*, 2012). Estes custos estão relacionados às atividades de geração e transmissão de energia elétrica, além de encargos setoriais (ANEEL, 2014a).

Já a parcela B compreende os custos próprios da atividade de distribuição, sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária (ANEEL, 2014a). Estes custos são relacionados à remuneração dos investimentos (custo de capital) e aos custos operacionais, foco deste trabalho.

O total de custos operacionais, definidos pela ANEEL, corresponde ao somatório dos custos com pessoal, custos com materiais, custos com serviço de terceiros, tributos, seguros relativos à distribuição e comercialização, além de outros custos operacionais⁴. O total de custos operacionais corresponde em média a 60% dos custos gerenciáveis e caracterizam-se por serem recorrentes à atividade das distribuidoras (ANEEL, 2013). São custos muito flexíveis e rapidamente ajustáveis, e que justamente por estas características sofrem grandes reduções quando introduzidos à regulação de mecanismos de incentivo à eficiência (ANEEL, 2013).

O nível desses custos operacionais praticados por cada distribuidora pode ser teoricamente decomposto em:

- i) Nível mínimo possível dado à tecnologia existente;
- ii) Parcela atribuível às variáveis que fogem do controle da empresa, as quais são definidas como variáveis ambientais;

⁴ Conforme Nota Técnica nº 192/2014 – SRE/ANEEL, o termo “outros custos operacionais” considera: indenização por perdas e danos, consumo próprio de energia, despesas com estagiários, despesas com conselho de consumidores, despesas com comunicação interna, taxa de arrecadação e taxas bancárias.

iii) E a parcela relacionada ao “esforço” da distribuidora, que envolvem tanto seu nível de desembolsos quanto sua capacidade gerencial (ANEEL, 2013).

Na prática, no entanto, observa-se somente o efeito da soma das componentes dos custos operacionais e não de sua forma decomposta. Deste modo, não é possível captar diretamente os custos operacionais eficientes das CDEE (ANEEL, 2013). Isto desincentiva as distribuidoras a adotar uma prática de maiores gastos em eficiência e capacidade gerencial, uma vez que este efeito não é apreendido, e conseqüentemente não é recompensado. Daí surge a necessidade de se inferir de forma precisa quais são os custos eficientes de cada área de concessão (ANEEL, 2013).

O mais tradicional mecanismo de regulação dos setores de monopólio natural, denominado Regime de Regulação pelo Custo do Serviço, trata o problema de forma a redefinir as tarifas anualmente a partir dos custos reais observados. A grande crítica, porém, deste critério regulatório fundamenta-se basicamente na assimetria de informação entre o regulador e a concessionária, a qual poderia levar à manipulação de dados por parte desta última com objetivo de apropriação de lucros extraordinários (PIRES e PICCININI, 1998). Baseado na experiência internacional, os custos observados neste modelo são compatíveis com um menor nível de esforço das distribuidoras, o que se traduziria em maiores tarifas para os consumidores (ANEEL, 2013). Isto, porém, não é desejável em qualquer regime de regulação.

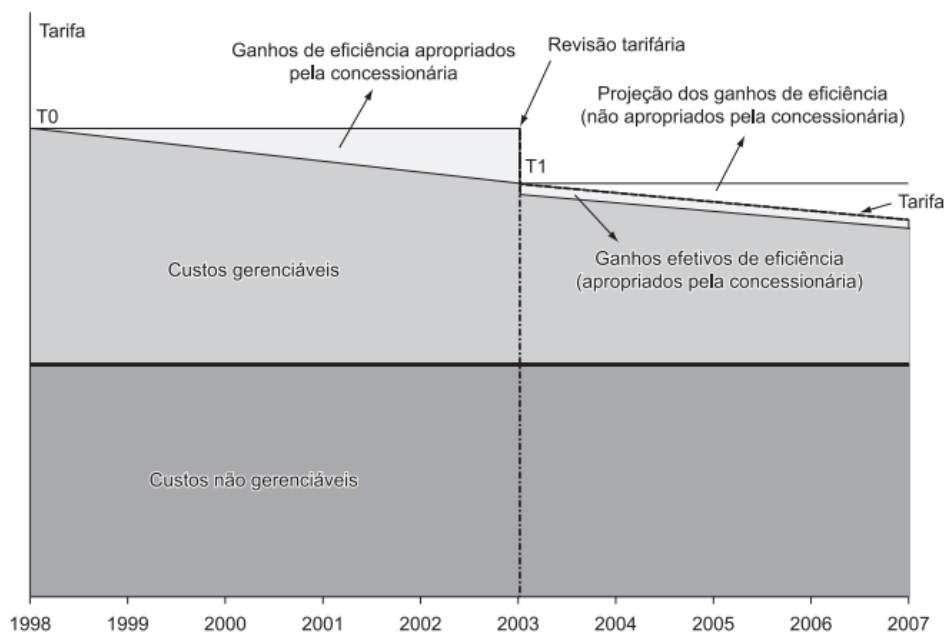
Com objetivo de mitigar a assimetria de informação dentro do Regime de Regulação pelo Custo de Serviço, adotaram-se medidas como a realização de auditorias e análise caso a caso das empresas. Um destes modelos, por exemplo, foi adotado na 2ª revisão tarifária da Escelsa distribuidora em 2001. Porém, estes artifícios demonstraram-se sujeitos a um alto risco de subjetividade, não sendo capazes de fornecer um indicativo claro de quais são as regras existentes (ANEEL, 2013). Desta forma, tais medidas não foram suficientes para resolver o problema.

Em função da persistência de problemas de informação imperfeita, vários países, adotaram o modelo de Análise Comparativa (conhecido em inglês como *Yardstick Competition*) em um sistema de regulação por incentivos. Desenvolvida pelo economista Andrei Schleifer (1985), a ideia aqui seria inferir os níveis eficientes de custos para uma empresa a partir da observação das demais. O principal desafio desta abordagem, porém, é

identificar empresas comparáveis, uma vez que parte da ineficiência atribuída a uma empresa pode ser decorrente de fatores que estão fora do controle da empresa, e não necessariamente devido à falha de gestão da CDEE (ANEEL, 2013).

Este modelo foi progressivamente implantado na estimação dos custos operacionais eficientes, no qual se cria uma política de ganhos para as empresas que estão percorrendo uma trajetória de eficiência. Em 2003 deu-se o primeiro passo nesse sentido com a introdução do conceito de Ciclos de Revisão Tarifária Periódica (CRTP) no Brasil. Estes ciclos são marcados por períodos de quatro anos em que as tarifas são reajustadas anualmente por um índice de variação de preços deduzido de um Fator X^5 , e não mais pelo custo do serviço (ANEEL, 2013). As CDEE passam agora a se apropriar da redução de custos até a data da revisão, o que gera incentivos para que as empresas pratiquem custos menores (ANEEL, 2013). Isto reduz a dificuldade observada em auferir o esforço gerencial das CDEE. Este reajuste foi realizado como pode ser visto no Gráfico 2:

Gráfico 2 – Processo de revisão tarifária



Fonte: SOUZA *et al.*, 2010.

⁵ O Fator X, de modo geral, é uma estimativa dos ganhos de produtividade do setor. A partir 3º CRTP foi adotado o método de Produtividade Total dos Fatores (PTF) como base de cálculo.

Do período entre a realização dos contratos de concessão e a primeira revisão tarifária (2003), a tarifa inicial (T0) havia sido fixada de forma a cobrir o somatório entre custos gerenciáveis e não gerenciáveis das empresas (Receita Requerida). Dessa forma, garantia-se o equilíbrio econômico e financeiro da concessão inicialmente e os ganhos de produtividade decorrentes da gestão eficiente da concessionária dos anos seguintes eram apropriados integralmente pelas concessionárias (SOUZA *et al.*, 2010). Com a introdução do CRTP em 2003, o regulador passa a reposicionar a tarifa (T1) a cada data de revisão, de forma a atualizar os valores da receita requerida da empresa. E, além do mais, a ANEEL passa a projetar as metas de produtividade a serem repassados aos consumidores, definida como Fator X (ANEEL, 2013).

Assim, a concessionária é incentivada a explorar seu potencial de eficiência, e quanto maior for a eficiência da concessionária maior será seu benefício, dado pela diferença entre a meta de produtividade e o custo efetivamente realizado. No entanto, a concessionária fica sujeita ao risco de perdas, caso os custos não sigam uma trajetória mais eficiente que metas de produtividade (SOUZA *et al.*, 2010, pp. 655.).

Como pudemos observar, o valor do Fator X é essencial para que se concilie modicidade tarifária à manutenção dos incentivos de eficiência das concessionárias. Seu grande mérito foi mitigar a assimetria de informação constante nas metodologias anteriores através da implantação de um mecanismo regulatório por incentivos. Ressalta-se que o Fator X pode ser decomposto em três componentes:

- i) Ganhos de produtividade da atividade de distribuição (Pd);
- ii) Qualidade do serviço (Q);
- iii) Trajetória de custos operacionais (T)

Deste modo, percebe-se que a estimação precisa da trajetória de custos operacionais eficiente é de suma importância para atingir um valor confiável do Fator X e consequentemente para o modelo regulatório vigente.

No primeiro e segundo ciclos de revisão tarifária, iniciados em 2003 e 2007, respectivamente, os custos operacionais foram estimados por meio da metodologia de Empresa de Referência. Este modelo representa uma distribuidora virtual, na qual se simula a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica nas mesmas condições em que uma distribuidora real opera (REZENDE *et al.*, 2014). A grosso modo, portanto, a metodologia de

Empresa de Referência segue uma abordagem *bottom-up* na qual se estima de forma desagregada os custos associados a cada atividade operacional da empresa e depois estas estimativas são agregadas formando o custo operacional total da empresa. Este modelo, porém, foi abandonado devido à complexidade envolvida e ao fato de o regulador estar à frente da gestão da distribuidora fictícia (REZENDE *et al.*, 2014; SOUZA *et al.*, 2014).

No terceiro ciclo (e atual ciclo) optou-se por uma metodologia *top-down*, em uma análise de *benchmarking* através da definição de intervalos de custos operacionais esperados em nível global (ANEEL, 2013). Utilizou-se para isso uma análise em dois estágios (DEA & Tobit). Esta também será a metodologia seguida neste trabalho.

3. Revisão de literatura

3.1. Arcabouço teórico

Eficiência é um termo comum a várias áreas do conhecimento. De modo geral, este conceito está relacionado ao melhor resultado possível dado os fatores empregados no processo, ou seja, ao rendimento máximo do objeto em questão. Na esfera econômica, se destaca a eficiência aplicada ao sistema produtivo de bens e serviços. Uma das mais referenciadas definições nessa área é atribuída a Koopmans, na qual o autor afirma que:

[...] um gestor que produz dois ou mais produtos é eficiente se ele somente conseguir aumentar a produção de um bem, diminuindo a produção de algum outro, ou quando é tecnologicamente impossível reduzir algum insumo sem simultaneamente incrementar algum outro recurso para manter o mesmo nível de produção (KOOPMANS, 1951, p.60).

A partir de uma definição mais sólida e robusta de eficiência produtiva, outros conceitos vieram complementar a discussão. Desenvolveu-se então o termo eficiência técnica. Este indica a capacidade de minimizar o uso de insumos dado um nível de produção (perspectiva insumo-orientada), ou a capacidade de maximizar a produção dado um nível de insumos – perspectiva produto-orientado (BAUER *et al.*, 1997). Dito de outra forma, uma empresa é tecnicamente ineficiente se o nível de produção dela é menor que o nível máximo

de produção, dada certa quantidade de recursos (BHATTACHARYYA e PAL, 2013). As causas mais comuns deste tipo de ineficiência são atribuídas a erros gerenciais ou falhas de coordenação (O'DONNELL e GRIFFITHS, 2006).

A eficiência técnica, porém, não considera os preços de insumos e produtos, algo que parece fundamental na decisão de produção. Assim, a decisão da firma em produzir sob eficiência técnica leva ao menor vetor de insumos capaz de produzir certa quantidade de produto, porém, desconsidera os efeitos de realocação destes insumos ponderados pelos seus preços (BAUER *et al.*, 1997). Surge, então, a definição de eficiência alocativa. Esta mensura a qualidade da combinação de insumos a fim de produzir determinada quantidade de produto, levando em conta os preços de tais insumos (SENGUPTA, 1999).

Eficiência alocativa e eficiência técnica, portanto, se complementam, e juntas configuram o termo eficiência econômica. Esta envolve a escolha dos níveis e as combinações ótimas de insumos e produtos, baseados nas reações dos preços de mercado (BAUER *et al.*, 1997). Este conceito tem uma abrangência maior que apenas a eficiência técnica, porém, a dificuldade de se obter informação sobre o vetor de preços dos insumos faz com que ela se torne inviável em alguns estudos.

Outro grande passo dado junto à fundamentação teórica foi o estabelecimento de uma metodologia objetiva e precisa para mensurar a eficiência. No mercado financeiro, por exemplo, já eram conhecidos métodos práticos e largamente utilizados pelo mercado, definidos como taxas de desempenho. Algumas das mais conhecidas são *return on assets* (ROA), *return on equity* (ROE) e a taxa de custo total sobre receita total, as quais são extremamente simples de se calcular e permitem aos agentes de mercado obter uma noção básica de quão eficiente é o comportamento de determinada empresa (MAÚDOS *et al.*, 2002). Porém, uma análise mais detalhada e precisa sob o enfoque das taxas de desempenhos deve ser feita com maior cautela. Isto porque tais medidas possuem amplo grau de instabilidade, o que dificulta uma avaliação mais acurada (MAÚDOS *et al.*, 2002).

Uma alternativa mais sofisticada para medir o desempenho das empresas é utilizar as chamadas medidas de fronteira eficiência, também conhecidas na literatura como eficiência-X. Esta fronteira é um *locus* geográfico de produção ótima (SOUZA *et al.*, 2014). As medidas que se utilizam deste conceito calculam o desempenho de cada empresa, comparando-a a firma de melhor desempenho, mantido constante os fatores exógenos de mercado (BAUER *et*

al., 1997). Assim, a fronteira de eficiência fornece um valor numérico, pelo qual é possível hierarquizar as firmas em questão, podendo compará-las sob a mesma fronteira eficiente (BERGER e HUMPHREY, 1997).

Apesar de ser bem mais laboriosa que as taxas de desempenho, as medidas de fronteira captam melhor a eficiência, uma vez que empregam técnicas de programação ou técnicas estatísticas para tentar remover os efeitos de diferença de preços, além de outros fatores exógenos que afetam as taxas de desempenho (BAUER *et al.*, 1997). Além do mais, o uso de medidas de fronteiras justifica-se:

- i) Pela noção de uma fronteira ser consistente com o comportamento otimizador dentro da teoria econômica;
- ii) Pelo fato de desvios da fronteira ter uma interpretação natural como medida de eficiência;
- iii) E pelas muitas aplicações políticas contidas na estrutura de fronteira (BAUER, 1990 *apud* TANNURI-PIANTO *et al.*, 2009)

Por ser um instrumento mais apurado em sua investigação, são esperadas das técnicas de fronteira eficiência informações mais confiáveis, e conseqüentemente, com maior legitimidade para ser utilizada em seus diversos fins. Entre estes desígnios, as informações da fronteira de eficiência auxiliam autoridades governamentais a tomarem decisões regulatórias, suportam decisões do setor gerencial de empresas, além de mover pesquisas acadêmicas (BERGER e HUMPHREY, 1997).

Apesar da unanimidade acerca da qualidade de informação das medidas de fronteira calculada através de diversos modelos, não existe consenso sobre qual modelo capta melhor a fronteira de eficiência. Aprofundando mais sobre estes modelos, logo se percebe que a maior parte destes se encaixa em duas abordagens principais: a paramétrica e a não paramétrica.

A abordagem paramétrica é chamada assim, pelo fato de modelar previamente a fronteira de eficiência através da especificação de uma forma funcional (BAUER *et al.*, 1997). Isto, porém, enrijece a fronteira de eficiência, impondo-lhe limites que muitas das vezes não são consistentes com a realidade.

Outra característica relevante de modelos paramétricos é a inclusão de erros aleatórios diferentes de zero em sua modelagem. Assim, eventos exógenos à empresa, erros de

mensuração contábil, erros de especificação, entre outros, são menos prováveis de serem incluídos no termo de ineficiência (BAUER *et al.*, 1997).

Existem, pelo menos, três principais formas de medir eficiência pela abordagem paramétrica, os quais se diferenciam pelo método de separação do erro aleatório e do termo de ineficiência. São elas: Fronteira Estocástica – do inglês *Stochastic Frontier Analysis* (SFA); Distribuição Livre – do inglês *Distribution Free Analysis* (DFA); e Fronteira Espessa – do inglês *Thick Frontier Analysis* (TFA). Entre estes a fronteira estocástica é o método mais utilizado em trabalhos empíricos (BERGER e HUMPHREY, 1997).

A fronteira estocástica, assim como outros modelos paramétricos, inclui um termo de erro composto formado por choques aleatórios e ineficiência para justificar o desvio do fator observado da fronteira (MAÚDOS *et al.*, 2002). Os choques aleatórios, neste modelo, são considerados simétricos e não são controláveis pelo produtor (incertezas sobre o mercado ou das condições do mercado de insumos) (BHATTACHARYYA e PAL, 2013).

Deste modo, no modelo SFA os erros aleatórios seguem uma distribuição simétrica, usualmente uma distribuição normal, enquanto a componente ineficiência segue uma distribuição assimétrica, usualmente uma *half-normal* (BAUER *et al.*, 1997). A lógica de a ineficiência ter uma distribuição truncada é simplesmente porque a ineficiência não pode ter valores negativos (BERGER e HUMPHREY, 1997). Em uma análise de eficiência de custos, por exemplo, a ineficiência não pode ser um fator que venha a diminuir os custos, diferentemente do erro aleatório, o qual pode aumentar ou diminuir tais custos (BAUER *et al.*, 1997). Estes pressupostos parecem bastante razoáveis e o modelo, em geral, apresenta bons resultados. Ainda assim, existem muitas críticas acerca do uso da *half-normal*, por exemplo, (GREENE, 1990; BERGER e DEYOUNG, 1997; YUENGERT, 1993) entre outras limitações do modelo.

Um último ponto favorável ao SFA, é que o modelo sempre irá hierarquizar as firmas eficientes da mesma forma, independente da distribuição assumida para o termo de eficiência (BAUER *et al.*, 1997). Isto é bastante útil para os destinatários deste tipo de informação que desejam encontrar índices consistentes e robustos de eficiência.

O outro grupo de modelos, porém, segue uma abordagem diferente daquela apresentada até aqui. Chamados de modelos não paramétricos, estes se caracterizam por não fazer nenhuma hipótese prévia com relação à forma da distribuição das ineficiências através

das observações (BERGER e HUMPHREY, 1997). Esta imposição mínima de estruturas para auxiliar a construção da fronteira de eficiência fornece maior liberdade para que a fronteira se adapte à realidade.

Um potencial problema desta abordagem, porém, é que ela exclui a probabilidade de que o somatório dos erros aleatórios possa ser diferente de zero. Assim, eventuais fatos exógenos à empresa, erros de mensuração contábil, erros de especificação, ou mesmo o azar são inclusos no termo de ineficiência (BAUER *et al.*, 1997). Portanto, presume-se que o nível médio de ineficiência deste tipo abordagem seja maior comparado aos modelos paramétricos (BAUER *et al.*, 1997).

Existem dois principais modelos não paramétricos que são: Análise por envoltória de dados – do inglês *Data Envelopment Analysis* (DEA) e Superfície de Livre Disponibilidade – do inglês *Free Disposal Hull* (FDH). Entre estes, o modelo DEA tem maior relevância dentro da literatura de eficiência. Este modelo servirá como base na aferição dos escores de eficiência no primeiro estágio apresentado neste trabalho. Mais detalhes sobre as características do modelo DEA serão dados na subseção “4.1. Primeiro estágio: *Data Envelopment Analysis* (DEA)”.

3.2 Resultados de eficiência aplicados ao setor de distribuição de energia elétrica

O processo de transformação do setor elétrico nos anos 90, como vimos na subseção 2.1.2., não se restringiu ao Brasil. Vários outros países também enfrentaram ondas de reformas institucionais e organizacionais da indústria de energia elétrica nessa mesma época, todas com objetivo de aumentar eficiência do setor (JAMASB e POLLIT, 2001). Este efeito foi observado também em países como Tailândia (CHIRARATTANANON e NIRUKKANAPORN, 2006); Índia; (GUPTA e SRAVAT, 1998); Turquia (ERDOGDU, 2007); Colômbia; (CAVALIERE *et al.*, 2007); Argentina (ESTACHE *et al.*, 1999b), entre outros. Desse modo, a busca por eficiência se tornou carro chefe de vários programas nacionais de energia nos anos 90. Em resposta a este episódio, o uso de ferramentas de *benchmarking* como DEA tornaram-se bastante populares, surgindo assim os primeiros trabalhos de eficiência aplicada às distribuidoras de energia elétrica (ZHOU *et al.*, 2008).

Um dos primeiros trabalhos nessa linha foi o estudo de Weyman-Jones (1991), o qual aplicou o método DEA a um conjunto de 12 distribuidoras da Grã-Bretanha para o período de 1986-1987. Após isso o número de estudos empíricos aumentou progressivamente, diversificando-se cada vez mais os aspectos analisados e utilizando-se de distintas abordagens. A análise de economias de escala, fatores ambientais⁶ e a relação entre propriedade público-privada e eficiência estão entres os temas mais explorados (KUMBHAKAR e HJALMARSSON, 1998).

Com relação ao escopo do estudo, os trabalhos empíricos se dividem naqueles com foco em um só país (*single country*) ou que abrangem vários países (*cross-country*). Os estudos *single country* são os mais comuns entre os agentes reguladores e estudos acadêmicos (JAMASB e POLLIT, 2003). Os estudos *cross-country*, embora utilizados em menor escala, possuem a vantagem de adicionar mais agentes comparativos a amostra, o que traz maior robustez ao estudo, uma vez que as distribuidoras tem maior probabilidade de serem comparadas com outras similares (JAMASB e POLLIT, 2003). Além do mais, comparações internacionais permitem ao regulador medir a eficiência relativa das empresas sob o padrão internacional de melhor fronteira (JAMASB e POLLIT, 2003).

Embora, estudos com um escopo maior de países tenham vantagens claras e bem definidas; diferenças técnicas, operacionais, monetárias e regionais entre distribuidoras de diferentes países tornam delicada a comparabilidade de empresas sob esta abordagem. Devido a este problema e a falta de dados públicos sobre outros países de interesse, optou-se em realizar no presente trabalho um estudo *single country* do Brasil. Deste modo, reportaremos alguns dos principais estudos *single country* aplicados, relacionados a diversos temas.

Um dos *papers* pioneiros, junto a Weyman-Jones (1991), foi Milliotis (1992). O autor se utiliza de métodos econométricos e DEA em uma análise de 45 distribuidoras na Grécia. Entre os resultados obtidos, os modelos utilizados indicam uso excessivo de trabalho nas companhias menos eficientes. Deste modo, a redução de trabalhadores seria a melhor estratégia a ser adotada por estas empresas em prol de um aumento de eficiência. Thakur *et al.* (2006) e Yadav *et al.* (2011), mostram que estes resultados são comuns às empresas

⁶ Do inglês *enviromental factors*. São variáveis externas a gestão da empresa, e que possivelmente afetam a eficiência estimada. Não se relaciona necessariamente a variáveis relacionadas ao meio ambiente.

ineficientes indianas também. Ambos os autores se utilizam do DEA, porém com dados relativos ao ano 2001-2002 e 2007-2008 respectivamente.

Outra questão inerente à literatura de eficiência é a privatização. Um argumento econômico a favor é que a privatização estimula a lucratividade e competição necessárias para gerar incentivos de eficiência e qualidade (MEGGINSON, 2005). Sclar (2000) discorda e argumenta que afirmar que a privatização melhora o desempenho das firmas é demasiadamente simplista, pois ignora questões relacionadas ao desempenho de empresas estatais como eleições competitivas e o exame minucioso da mídia sobre as operações governamentais. Esta dissonância na fundamentação teórica é seguida por resultados empíricos contraditórios.

Em uma análise do caso turco, estudos como Bağdadioğlu *et al.* (1996), Odyakmaz (2009) e Çelen (2013b) indicam que a privatização apresenta efeito redutor sobre as ineficiências das distribuidoras. Todos os autores empregam o modelo DEA como referência. Tannuri-Pianto *et al.* (2009) encontra resultado semelhante para o Brasil. Porém, tais autores aplicam técnicas de fronteira estocástica.

Em contraste aos resultados anteriores, Kwoka (2005) conclui que as empresas públicas dos Estados Unidos são mais eficientes que as privadas. Já Motta (2004) e Catapan (2005) para o Brasil, e Pombo e Taborda (2006) para a Colômbia, não encontram significância estatística para afirmar que a propriedade impacte eficiência. Como se pode ver, os resultados são diversos, o que impossibilita chegar-se a um consenso sobre o impacto da privatização de empresas sobre sua eficiência.

Vários outros temas ainda são explorados na literatura de eficiência aplicada as CDEE. Reunimos os principais resultados de alguns trabalhos publicados em diversos países na tabela abaixo:

Quadro 1 – Resultados comparativos de outros trabalhos

Autor	País	Período	Metodologia	Resultados Relevantes
KUOSMANEN et al., 2013	Finlândia	2012-2013	DEA/SFA/StoNED	Em uma comparação entre os três estimadores, os estimadores de SFA tem o pior desempenho devido à dificuldade de se encontrar uma boa forma funcional. DEA tem um bom desempenho, porém isto se deteriora à medida que crescem as amostras. Já o estimador StoNED possui boa precisão e consistência na amostra.
BAĞDADIOĞLU, 2011	Turquia	2006	DEA	Sessenta por cento das empresas da amostra são ineficientes. Todas elas operam com retornos crescentes de escala.
YI-JU-HUANG et al., 2010	Taiwan	1997-2002	Metafronteira estocástica	Companhias de maior densidade de rede tem uma maior eficiência que os grupos de menor densidade de rede. Isto se deve a presença de economias de escala.
SOUZA et al., 2010	Brasil		DEA/SFA	Ambos os modelos apontam para uma redução potencial dos custos operacionais. Este trabalho, porém investiga a presença de <i>outliers</i> através da identificação de <i>critical output measures</i> . Dessa forma obtém-se um resultado mais robusto.
RAMOS-REAL et al., 2009	Brasil	1998-2005	DEA	Os incentivos gerados pelo processo de reforma, de modo geral, não levou as firmas a um comportamento mais eficiente.
BAYKAL, 2009	Turquia	2004-2007	SFA	Presença de economias de escala entre as distribuidoras. Firmas com baixa densidade de rede podem ser beneficiadas de fusões e aquisições com empresas adjacentes.
PÉREZ-REYES E TOVAR, 2009	Peru	1996-2006	DEA\Tobit	Aumentos de eficiência durante o período analisado estão ligados ao processo de reestruturação do setor de distribuição e do crescimento da produtividade.
SADJADI OHRAMI, 2008	Irã	2004	DEA com dados incertos\SFA	O método DEA robusto é um método mais confiável na estimativa de rankings de estratégia de eficiência.
POMBO TABORDA, 2006	Colômbia	1985-2001	DEA	A reforma aplicada no setor elétrico dos anos 90 trouxe um aumento de produtividade para o setor, embora as distribuidoras menos eficientes da amostra não apresentassem ganhos significativos

LINS <i>et al.</i>, 2005	Brasil	2000	DEA	O uso do método DEA padrão pelo regulador pode definir metas irreais de eficiência. Para resolver esse problema, o estudo propõe um modelo DEA que considere tanto as eficiências avaliadas pela firma quanto pelo regulador.
---------------------------------	--------	------	-----	---

Fonte: Elaboração do próprio autor

4. Metodologia

4.1. Primeiro estágio: *Data Envelopment Analysis* (DEA)

Como vimos anteriormente, o DEA é o principal modelo de eficiência de abordagem não paramétrica na literatura empírica. Como tal, o modelo não faz nenhuma hipótese prévia sobre o termo de ineficiência e sobre a fronteira (ÇELEN, 2013b). Em consequência disso, o DEA tradicional é considerado um processo determinístico, o que, em outras palavras, significa que todos os desvios da fronteira eficiência são considerados sob o controle da firma e denominados de ineficiência (ÇELEN, 2013b).

O modelo emprega técnicas de programação linear a fim de traçar o perfil de eficiência da amostra. Deste modo, o conjunto de estratégias de melhor desempenho é composto pelas DMUs ou combinações lineares destas que produzam mais (dado certo nível de insumos) ou que gastem menos insumos (considerando certo nível de produção) (BERGER e HUMPHREY, 1997). Esta fronteira empírica de melhores resultados é, então, comparada com cada empresa ineficiente, chegando assim aos resultados do modelo (AMADO *et al.*, 2013).

Uma das grandes vantagens do DEA consiste justamente em lidar com vários insumos e produtos ao mesmo tempo sem nenhuma hipótese prévia sobre a distribuição dos dados (JI e LEE, 2010). Assim, evita-se o problema de escolha arbitrária de uma forma funcional (ANEEL, 2014b).

Outra qualidade interessante no modelo DEA, é o de permitir que cada DMU identifique grupos distintos de *benchmarking*, ou seja, grupos de DMUs que sigam os mesmos objetivos e prioridades, porém que tenham melhor desempenho (AMADO *et al.*,

2013). Desta forma, o DEA respeita as prioridades de cada unidade, permitindo que cada uma delas escolha a estrutura de pesos de insumos e produtos, que traga maior benefício a si mesma (AMADO *et al.*, 2013). Essa característica permite uma boa comparação entre as firmas no modelo, o que, de forma geral, leva a resultados consistentes.

O modelo DEA, porém, apresenta algumas fragilidades, como o fato de não permitir que o somatório dos erros aleatórios seja diferente de zero. Dessa forma, os resultados da fronteira tornam-se, por exemplo, sensíveis a erros de medida (JAMASB e POLLIT, 2001). Outro problema potencial é conhecido como “maldição da dimensão”. Isto é, quando se aumenta o número de variáveis consideradas no modelo, maior é o viés dos resultados em favor das empresas analisadas (ANEEL 2014b). Em outras palavras, observa-se um aumento da eficiência média das empresas à medida que incluímos mais variáveis na especificação do modelo.

Feita tais considerações de fragilidade do modelo, ressalta-se que o presente trabalho minimiza o problema de “maldição da dimensão” ao escolher de modo parcimonioso insumos e produtos. Desta forma, evita-se que eficiência seja confundida com o viés do modelo. Com relação aos erros aleatórios, estudos recentes de países em desenvolvimento como a Turquia (BAĞDADIOĞLU e SENYÜCEL, 2010; ÇELEN, 2011 e ÇELEN, 2013a) assinalam uma importância ínfima dos efeitos destes erros aleatórios sobre o mercado de distribuição de energia daquele país. Adotaremos esta hipótese como válida para o mercado distribuidor de energia elétrica do Brasil também.

Diferentemente de modelos paramétricos como o SFA, o DEA tradicional caracteriza-se por empregar apenas variáveis que possam se modificar em um período razoável de tempo para cada unidade tomadora de decisão - DMU (ÇELEN, 2013b). Este tipo de variável controlável é conhecido também como fator discricionário na literatura (ÇELEN, 2013b). Nesse primeiro estágio, portanto, nos apoderaremos apenas daquelas variáveis ligadas a gestão da firma para auferir os escores de eficiência. Uma discussão mais detalhada sobre quais variáveis serão utilizadas é apresentada na seção “5.1. Dados e variáveis”.

A par das principais características do DEA, partiremos agora para uma retomada histórica do modelo. Com esse objetivo claro, recupera-se de antemão os *papers* de Boles (1966), Shephard (1970) e Afriat (1972). A partir destes trabalhos foram desenvolvidos os primeiros métodos matemáticos de programação para estimação da fronteira de eficiência,

baseados no trabalho de Farrell (1957). Porém, estes métodos ganharam destaque apenas mais tarde com Charnes *et al.* (1978), onde o termo *Data Envelopment Analysis* (DEA) foi usado pela primeira vez para medir a eficiência sob a especificação DEA a partir de uma abordagem insumo-orientada assumindo retornos constantes de escala (CRS). Tal modelo ficou conhecido como CCR, em referência as iniciais dos autores.

Mais tarde, em Banker *et al.* (1984), flexibilizou-se o modelo CCR ao se introduzir retornos variáveis de escala (VRS). Permitiu-se, então a quebra do termo eficiência em eficiência técnica e eficiência de escala. Esse modelo ficou conhecido na literatura como BBC, também em referência as iniciais dos autores.

Daqui em diante detalharemos melhor o modelo CCR para em seguida expandirmos nossas hipóteses e alcançarmos o modelo BBC, o qual melhor se relaciona com os objetivos do nosso trabalho. Para isso, partiremos da hipótese inicial de que toda e qualquer DMU produz multiprodutos \mathbf{y}_i a partir de multi-insumos \mathbf{x}_i . Com intuito de calcular o escore de eficiência da i -ésima DMU, intuitivamente agregamos produtos e insumos através da introdução de pesos e dividimos produtos por insumos da seguinte maneira:

$$\text{Eficiência da DMU } i = \frac{u' y_i}{v' x_i} = \frac{u_1 y_{1i} + u_2 y_{2i} + \dots + u_m y_{mi}}{v_1 x_{1i} + v_2 x_{2i} + \dots + v_n x_{ni}} \quad (2)$$

Assumindo que existem M produtos e N insumos para cada DMU i , o vetor \mathbf{u} ($M \times 1$) representa o peso dos produtos e o vetor \mathbf{v} ($N \times 1$), o peso dos insumos. Os vetores coluna \mathbf{y}_i ($M \times 1$) e \mathbf{x}_i ($N \times 1$) representam os produtos e insumos respectivamente de cada DMU ou firma.

Resolvendo o problema de maximização de (2), chegamos a um conjunto comum de pesos (\mathbf{u} e \mathbf{v}) válidos para cada DMU. Conclui-se daí, que a importância dada para produtos e insumos é a mesma para cada empresa (ÇELEN, 2013b). Porém, isso não corresponde à realidade, uma vez que cada DMU estabelece valores diferentes para produtos e insumos, adotando, portanto, diferentes pesos entre si (DYSON *et al.*, 1990). O modelo introduzido por Charnes *et al.* (1978), portanto, relaxa esta restrição, permitindo que cada firma use seu próprio conjunto de pesos através da resolução do seguinte problema de otimização:

$$\begin{aligned}
& \text{MAX}_{u,v} \frac{u'y_i}{v'x_i} \\
\text{sujeito a: } & \frac{u'y_j}{v'x_j} \leq 1, j = 1, 2, \dots, I \quad (3) \\
& u, v \geq 0
\end{aligned}$$

Resolvendo este problema, encontram-se os pesos ótimos (\mathbf{u}^* , \mathbf{v}^*), de forma que a medida de eficiência para a i -ésima firma seja maximizada, sujeita à restrição de que todas as medidas de eficiência sejam menores ou iguais a um (COELLI *et al.*, 2005). Embora (\mathbf{u}^* , \mathbf{v}^*) seja a solução do problema otimização, ($\alpha\mathbf{u}^*$, $\alpha\mathbf{v}^*$) também é solução, o que significa que existem infinitas soluções para o problema (COELLI *et al.*, 2005). A fim de evitar este problema Charnes *et al.* (1978), impuseram a restrição adicional de que $\mathbf{v}'\mathbf{x}_i = 1$, tal que rearranjando o problema temos:

$$\begin{aligned}
& \text{MAX}_{u,v} u'y_i \\
\text{sujeito a: } & v'x_i = 1 \\
& u'y_j - v'x_j \leq 0, j = 1, 2, \dots, I \quad (4) \\
& u, v \geq 0
\end{aligned}$$

Essa representação do modelo DEA é denominada forma multiplicativa. Caso a eficiência obtida para a firma seja igual a um ela será eficiente; caso contrário será considerado ineficiente (MOITA, 1995). Utilizando-se da dualidade da programação linear, podemos derivar um problema equivalente, conhecido como forma envelopada:

$$\begin{aligned}
& \text{MIN}_{\theta, \lambda} \theta \\
\text{sujeito a: } & -y_i + Y\lambda \geq 0 \quad (5) \\
& \theta x_i - X\lambda \geq 0 \\
& \lambda \geq 0
\end{aligned}$$

Em que θ é escalar e representa a eficiência técnica para a i -ésima DMU. Deste modo, $0 < \theta \leq 1$, sendo que θ igual a unidade indica que a firma é eficiente (SOUZA, 2003). O vetor λ ($I \times 1$) é calculado de forma a obter a solução ótima (SOUZA, 2003), onde I é o número de firmas ou DMUs na amostra. A interpretação do modelo sob a forma envelopada é de que a firma

busca a maior contração radial do vetor de insumos \mathbf{x}_i possível, de forma a manter um determinado conjunto de produtos factível (ÇELEN, 2013b).

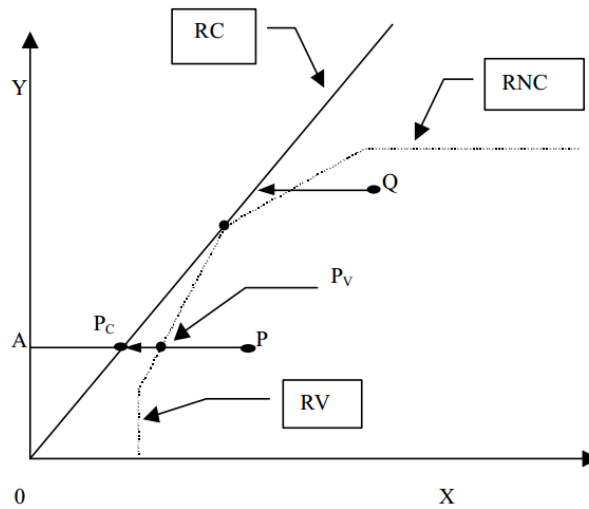
Embora este problema seja utilizado em diversos trabalhos empíricos de diversas áreas, em um estudo sobre o mercado distribuidor de energia elétrica não é factível considerarmos que os custos operacionais cresçam a mesma velocidade que o mercado para todas as DMUs (ANEEL, 2014b). Neste caso, manter a especificação de CRS fará com que nem todas as DMUs operem em escala ótima, de tal forma que a eficiência técnica possa ser confundida com a eficiência de escala no modelo (SOUZA, 2003). Introduce-se, portanto, a hipótese de retornos variáveis de escala (VRS), como no modelo proposto por Banker *et al.* (1984), também conhecido como BBC. Para operacionalizar esta mudança de retorno de escala, basta adicionar uma restrição de convexidade no modelo dual (5) da seguinte forma:

$$\begin{aligned} & MIN_{\theta, \lambda} \theta \\ \text{sujeito a: } & -y_i + Y\lambda \geq 0 \quad (6) \\ & \theta x_i - X\lambda \geq 0 \\ & N_i' \lambda = 1 \\ & \lambda \geq 0 \end{aligned}$$

Em que N_i é um vetor ($I \times 1$) de uns. Percebe-se, assim, que os valores de eficiência técnica sob a hipótese de VRS, são maiores do que sob CRS. Isto se deve ao fato que sob VRS o problema envolve uma restrição adicional (SOUZA, 2003). Portanto, se uma firma é eficiente no modelo CCR, conseqüentemente ela também será eficiente no modelo BBC (SEIFORD e ZHU, 1999).

Sabe-se também que se os valores de eficiência técnica sob os dois modelos (CCR e BBC) são diferentes para a mesma DMU, existe ineficiência de escala, ou em outras palavras, a firma não está operando com retornos constantes de escala (COELLI *et al.*, 2005).

Gráfico 3 – Retornos de escala



Fonte: COELLI *et al.*, 2005

Analisando o Gráfico 3, percebe-se que sob a hipótese de CRS a distância PP_c indica a ineficiência técnica. Já sob a hipótese de VRS temos a ineficiência técnica caracterizada pela distância PP_v . Desta forma, a diferença entre as duas (o segmento P_vP_c) aponta a ineficiência de escala. Neste caso, podemos encontrar as eficiências técnicas e eficiências de escala da seguinte forma, respectivamente:

$$ET_{I,RC} = \frac{AP_c}{AP} \quad (7)$$

$$ET_{I,RV} = \frac{AP_v}{AP} \quad (8)$$

$$EE_{SCI} = \frac{AP_c}{AP_v} \quad (9)$$

Em que o subscrito I indica que o modelo é insumo-orientado, RC, retornos constantes; e RV, retornos variáveis. Isto é feito para cada DMU ao resolvermos o problema de minimização do modelo BBC, como vimos em (6). Portanto, este será o modelo empregado no 1º estágio para encontrarmos os escores de eficiência para as CDEE.

Porém, a experiência de outros trabalhos aplicados mostra que algumas diferenças como, por exemplo, o tamanho da distribuidora deve ser levado em consideração antes mesmo que apliquemos o modelo (6) à amostra. Isso ocorre porque, de modo geral, as pequenas distribuidoras recebem energia de uma distribuidora maior, o que elimina parte dos

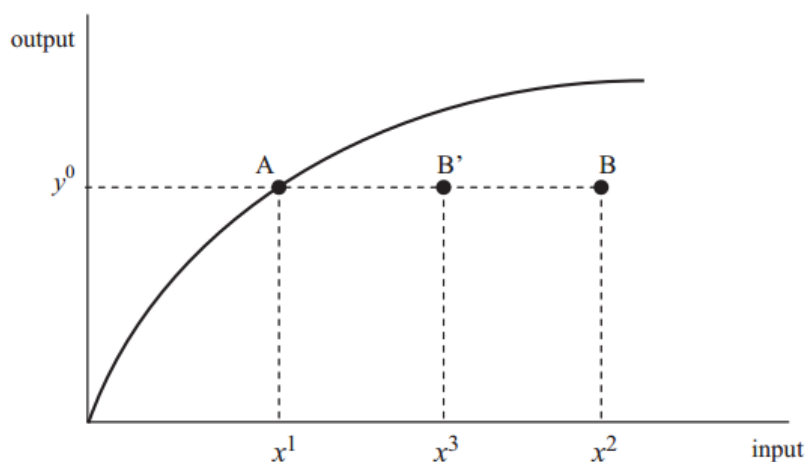
custos operacionais típicos de uma CDEE ligados ao transporte e a transformação de energia (ANEEL, 2014b). Este entre outros motivos faz com que, na prática, distribuidoras de pequeno e grande porte enfrentem realidades muito distintas, dificultando a comparabilidade entre as CDEE analisadas (ANEEL, 2014b).

Portanto, objetivando solucionar essa questão, optou-se pela separação das concessionárias em dois grupos, o Grupo 1 de empresas de maior porte e o Grupo 2 de empresas de menor porte. O critério de corte utilizado seguiu o trabalho da ANEEL (2014b). Deste modo, empresas com mercados maiores que 1 TWh/ano são classificadas como de grande porte e empresas com mercado menores que o referido valor são classificadas como de pequeno porte.

4.2. Segundo estágio: modelo Tobit

No tópico anterior abordamos a questão de como obter os escores de eficiência das DMUs através de variáveis sistemáticas produtivas, denominadas variáveis discricionárias. Porém, algumas variáveis não discricionárias ou variáveis externas à gestão da empresa, também podem afetar o nível de eficiência destas firmas. Essas são as chamadas variáveis ambientais. O Gráfico 4, retirado do trabalho de Afonso e Aubyn (2006), ilustra como isso acontece através do caso simples em que as firmas trabalham apenas com um insumo e um produto.

Gráfico 4 – DEA e a influência das variáveis ambientais



Fonte: Afonso e Aubyn (2006)

Percebe-se que a firma A está sobre a fronteira de possibilidades de produção atingindo eficiência máxima. Assim sendo, a firma A emprega o menor nível de insumos (x^1) factível para a produção de y^0 . A firma B, porém, é ineficiente e precisa de um nível maior de insumos (x^2) para obter o mesmo nível de produção. O escore de eficiência da empresa B (insumo-orientado) pode ser auferido pela função de distância x^1/x^2 . Esta ineficiência, porém, não se deve somente a má utilização de insumos, mas também pode ser atribuída a fatores ambientais desfavoráveis. Desta forma, em uma situação hipotética em que fosse revertido esse ambiente desfavorável, teoricamente a firma B precisaria de menos insumos (x^3) para produzir o mesmo nível de produto (y^0). Dito de outra forma, uma vez revertido esse ambiente desfavorável, a firma B estaria situada em outro ponto, tal como B', mais próximo da fronteira de produção. Nesse novo estado, a eficiência da firma B cresceria de x^1/x^2 para x^1/x^3 .

Estes fatores ambientais podem ter influência positiva ou negativa sobre a eficiência das CDEE. Para medir este efeito aplicaremos um segundo estágio em nossa análise, no qual utilizaremos os escores de eficiência obtidos no primeiro estágio como variável dependente. Será empregado aqui o modelo Tobit, o qual trata diretamente de variáveis dependentes censuradas, ou seja, variáveis com um rol restrito de valores como é o caso da medida de eficiência ($0 < \theta \leq 1$) obtida no primeiro estágio por DEA.

Dessa forma, seguindo o modelo proposto por Çelen (2013b), o escore de eficiência calculado no primeiro estágio por DEA (θ_i), é definido em termos de algumas variáveis ambientais (z_i) e da variável aleatória latente (θ_i^*) da seguinte forma:

$$\theta_i^* = z_i' \beta + \varepsilon_i, \text{ com } \varepsilon_i \approx N(0, \sigma^2) \quad (10)$$

$$\theta_i = \begin{cases} \theta_i^* & \text{se } 0 < \theta_i^* \leq 1 \\ 0 & \text{para outros valores de } \theta_i^* \end{cases} \quad (11)$$

Onde z_i é um vetor de variáveis ambientais ($r \times 1$) e β é um vetor de parâmetros a ser estimado ($r \times 1$). Observa-se que a variável latente, θ_i^* é construída de forma a censurar valores abaixo de 0 e acima de 1. Deste modo, o modelo pode ser estimado através do método de máxima verossimilhança.

O modelo Tobit é amplamente empregado em análises de variáveis ambientais em dois estágios como podemos citar Pombo e Taborda (2006), Bravo-Ureta *et al.* (2007), Perez-Reyes e Tovar (2009) e Çelen (2013b). Apesar disso, existem algumas críticas em relação a este modelo. Simar e Wilson (2000, 2007) mostram em seus trabalhos que estas estimações

sofrem do problema de viés, uma vez que as variáveis ambientais empregadas provavelmente são correlacionadas com os escores de eficiência calculados, o que leva os estimadores à inconsistência. Para superar isto Simar e Wilson (2007) propõe a utilização do procedimento *bootstrap*. Outro potencial problema é a seleção das firmas da amostra (PEREZ-REYES e TOVAR, 2009).

Para contornar esses problemas, as variáveis ambientais utilizadas foram escolhidas neste trabalho de modo a minimizar a correlação com os escores de eficiência. Porém, mesmo que o problema de inconsistência permaneça, não é claro que estimativas bootstrap seriam necessariamente mais confiáveis, dado que se apoiam em hipóteses sobre o processo de geração de dados que não podem ser confirmadas (AFONSO e AUBYN, 2006). Além disso, o trabalho não sofre do problema de seleção das firmas da amostra, uma vez que a base de dados utilizada neste trabalho abrange todas as companhias de distribuição de energia elétrica no Brasil.

5. Análise Empírica

5.1. Dados e Variáveis

A escolha adequada de produtos e insumos utilizados é essencial nos modelos DEA para auferir a eficiência das DMUs (ÇELEN, 2013b). No primeiro estágio, portanto, será realizada uma escolha meticulosa sobre variáveis que representem a sistematização produtiva do mercado distribuidor, ou seja, insumos e produtos que representem adequadamente a realidade de uma empresa distribuidora de energia elétrica no Brasil.

Como o objetivo deste estudo é traçar o perfil de eficiência das distribuidoras em relação a sua despesa operacional, naturalmente os custos operacionais das distribuidoras (OPEX) devem configurar como insumo neste modelo. A inclusão de outras variáveis de insumos no modelo como o número de trabalhadores, porém, prejudicaria a análise direta sobre os custos operacionais, como a que é pretendida neste trabalho (ANEEL, 2014b). Portanto, apenas OPEX foi considerado como insumo em nosso modelo. Relembrando que, o valor do OPEX desagregado corresponde ao somatório dos custos com pessoal, custos com

materiais, serviço de terceiros, tributos, seguros relativos à distribuição e comercialização, além de outros custos operacionais.

Um aspecto relevante ao se adotar custos operacionais como insumo, porém, se refere às diferenças regionais de remuneração. Isto porque tais diferenças impactam diretamente os custos com pessoal e serviço de terceiros, os quais representam parte significativa do OPEX (ANEEL, 2014b). Logo, o efeito deste fenômeno prejudica a análise de eficiência, uma vez que favorece as CDEE situadas em regiões onde o custo de mão de obra é mais baixo, avaliando estas com um nível de eficiência maior do que a realidade (ANEEL, 2014b). Deste modo, com auxílio da Relação Anual de Informações Sociais (RAIS), foi construído um indicador salarial (IS) que permite acessar estas diferenças regionais de remuneração. Por meio deste indicador constrói-se a variável custos operacionais ajustados da empresa i ($OPEX^a_i$) do seguinte modo:

$$OPEX^a_i = \frac{OPEX_i}{IS_i} \quad (12)$$

Em que $OPEX_i$ indica os custos operacionais da empresa i e IS_i , o índice salarial da empresa i . O objetivo da construção da variável custos operacionais ajustados é neutralizar o efeito das diferenças regionais e melhorar a comparação entre as CDEE por todo país (ANEEL, 2014b). Deste modo, considerou-se o $OPEX^a_i$ ao invés de OPEX como insumo no primeiro estágio.

Os resultados do indicador salarial são apresentados na Tabela 1. Maiores detalhes sobre a construção do IS se encontram no Apêndice A deste trabalho.

Tabela 1 – Índice Salarial regional

Região	2012
Distrito Federal	1,21
Centro Oeste	0,97
São Paulo	1,07
Rio de Janeiro	0,98
Sudeste	0,99
Nordeste	0,87
Norte	1,02
Sul	1,02

Fonte: Elaboração do próprio autor

Já com relação aos produtos, buscando-se retratar as múltiplas dimensões associadas ao serviço de distribuição de energia elétrica, incorporou-se ao modelo algumas das variáveis mais utilizadas, conforme o trabalho de Jamasb e Pollit (2001). Tais como:

- i) Energia entregue pela concessionária (GWh);
- ii) Número total de consumidores.
- iii) Rede total (Km);

Em que a quantidade de energia entregue pela concessionária (GWh) serve como uma *proxy* para o total produzido, o número total de consumidores como uma *proxy* para a quantidade de serviços fornecidos pela concessionária e a rede total da concessionária reflete a distribuição dos consumidores dentro da área de concessão, um importante elemento para os custos operacionais (SOUZA *et al.*, 2010)

Uma vez definido as variáveis discricionárias do modelo utilizadas no 1º estágio, partiremos para a análise do 2º estágio. Neste ponto consideramos algumas variáveis externas à gestão da CDEE que potencialmente afetem a eficiência da empresa. O Quadro 2 contempla as variáveis em questão:

Quadro 2 – Variáveis ambientais

Nome	Variável	Detalhes
Propriedade	Propriedade	Variável dummy construída com valores "1" para empresas privadas e "0" para empresas públicas.
Perdas não técnicas	Perdas NT	Perdas de energia por roubos e fraudes (MWh)
Densidade de consumidores	Dens. Cons.	Total de consumidores dividido pela área de concessão (pessoas/km ²)
Densidade de rede	Dens. Rede	Total de rede dividido pela área de concessão (Km/km ²)
Descargas	Descargas	Média dos valores de ocorrência de descargas atmosféricas na área de concessão (descarga/km ² /ano)
Vegetação	Vegetação	Percentual da área de concessão coberta por vegetação natural (%)

Fonte: Elaboração do próprio autor

Como vimos anteriormente, no tópico 3.2., o efeito da variável propriedade é controversa na literatura aplicada de eficiência. Deste modo, não temos nenhuma expectativa a priori sobre o resultado desta variável.

A variável perdas não técnicas, também conhecida como perdas comerciais, mensura as perdas de energia elétrica ocasionadas por roubo e furto. O raciocínio aqui é que empresas que se deparam com maiores perdas não técnicas são induzidas a aumentarem o grau de monitoramento e inspeção da rede, onerando conseqüentemente o OPEX, mantido todos os outros fatores constantes. Deste modo a ineficiência da empresa aumentaria em um primeiro momento. Porém, o aumento do monitoramento e inspeção da rede gera um efeito interessante, no qual se amplia o escopo da empresa em detectar problemas internos⁷. Este fenômeno, portanto, é capaz de reduzir eventuais ineficiências. Dessa maneira, não temos nenhuma expectativa prévia sobre o sinal do coeficiente desta variável.

Com relação às variáveis densidade de consumidores e densidade de rede, espera-se que o impacto destes sobre os escores de eficiência seja positivo. Isso porque supomos que quanto maior o adensamento no sistema de distribuição, menores serão as perdas técnicas⁸ de energia elétrica, o que impacta diretamente em menores custos com materiais, por exemplo.

Já em relação às descargas atmosféricas, espera-se que o efeito desta variável impacte negativamente o termo de eficiência, uma vez que o aumento de descargas aumenta a probabilidade de danificação da estrutura física de distribuição, e conseqüentemente onera o OPEX.

Finalmente, com respeito a variável vegetação, o efeito esperado é de que quanto maior o percentual da área de concessão coberta por vegetação natural, maiores são os gastos com expansão e reparação da rede de distribuição. Deste modo, espera-se um coeficiente negativo da variável vegetação.

Reunindo as variáveis descritas no 1º e 2º estágio, apresentamos as principais estatísticas descritivas da amostra (ainda não seccionada) através da Tabela 2. Variáveis do tipo X e Y são variáveis insumo e produto, respectivamente, utilizados no modelo DEA, enquanto Z são as variáveis ambientais utilizadas no modelo Tobit.

⁷ Estes problemas internos podem estar relacionados a defeitos na estrutura física como subestações de distribuição, redes de distribuição, transformadores ou mesmo a falhas operacionais.

⁸ Perdas de energia decorrentes de características físicas do equipamento, como perdas por efeito Joule.

Tabela 2 – Estatística descritiva

Variável Tipo	Média	Desvio Padrão	Min	Max
OPEX ajustado X1	276.875,4	378.297,5	1.691,393	2.076.369
Energia entr. Y1	4.967,202	7.189,08	13,188	37.622,45
Rede total Y2	53.271,87	81.369,86	21,62	498.352,8
Cons. Total Y3	1.144.230	1.600.650	2.743	7.483.776
Propriedade Z1	0,7627119	0,4290721	0	1
Perdas NT Z2	567310,7	1066594	0	6574471
Dens. Cons. Z3	92,57407	210,6119	4,829772	1.529,231
Dens. Rede Z4	2,426185	3,42007	0,078174	25,30246
Descargas Z5	6,840534	3,074989	0,542958	15,43241
Vegetação Z6	0,2155761	0,1925072	0,0091366	0,941341

Fonte: Elaboração do próprio autor

A maior parte destes dados foi retirada da base completa de análise eficiência utilizada pela ANEEL como suporte à Nota Técnica nº 192/2014 – SRE/ANEEL. Apenas os dados referentes à Energia entregue que foram coletados em tabelas a parte, retiradas do site da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADE, 2014). Relembrando que como vimos anteriormente, a variável OPEX ajustado foi construída com os dados de OPEX constante na base de dados utilizada pela ANEEL dividida pelo índice salarial construído através da RAIS (Apêndice A).

5.2. Resultados do modelo DEA: Análise de eficiência

Neste primeiro estágio, utilizamos o modelo DEA-VRS, introduzido no tópico 4.1., para auferir os escores de eficiência das 63 companhias distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Retiramos da amostra, porém, quatro empresas que não possuíam todos os dados disponíveis para o ano de 2012: COPEL, CEA, CERR e CPEE. Além disso, segregamos a amostra em dois grupos, como já havíamos comentado no tópico 4.1.. Deste modo, construímos duas fronteiras de eficiência técnica: uma com distribuidoras de maior porte, contabilizando 32 empresas; e outra de distribuidoras de menor porte, totalizando 27 empresas. Os resultados destes dois grupos estão presentes na Tabela 3 a seguir:

Tabela 3 – Ranking Custo eficiência

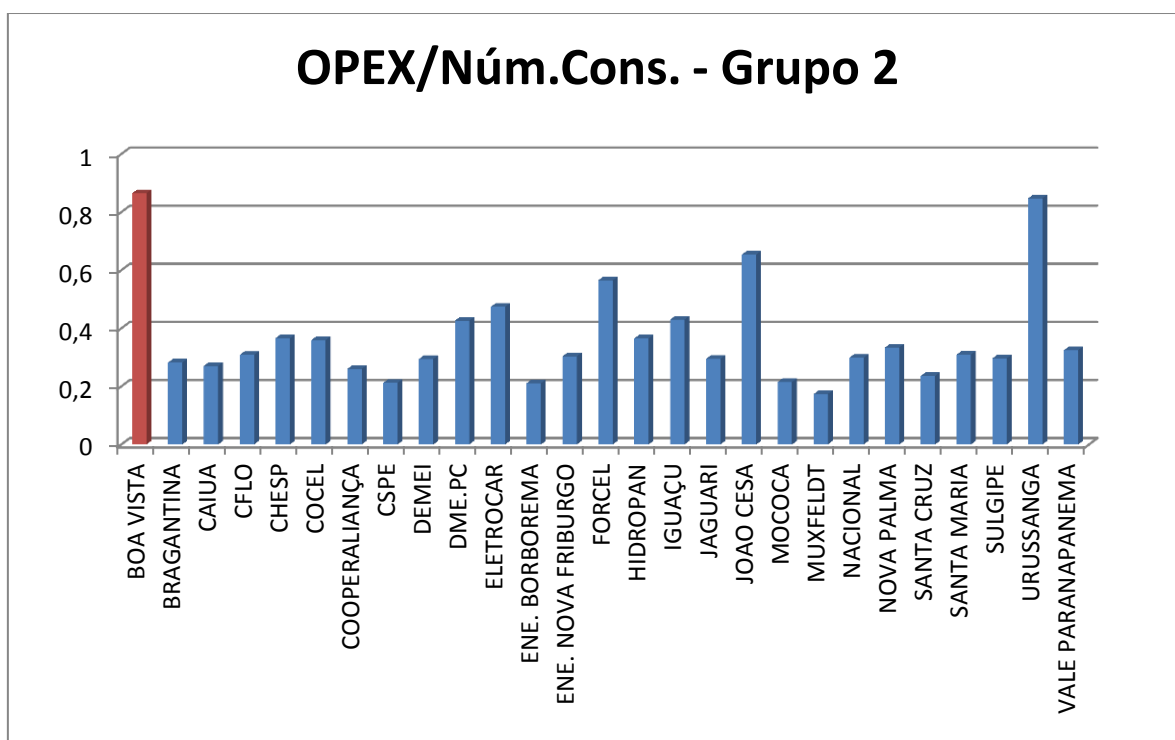
Grupo 1 - Maior porte			Grupo 2 - Menor porte		
DMU	Ranking	Theta	DMU	Ranking	Theta
CELTINS	1	100%	CAIUA	1	100%
CEMIG	1	100%	CSPE	1	100%
COELBA	1	100%	ENE BORBOREMA	1	100%
COELCE	1	100%	JAGUARI	1	100%
COSERN	1	100%	MOCOCA	1	100%
CPFL PAULISTA	1	100%	MUXFELDT	1	100%
ELETROACRE	1	100%	NOVA PALMA	1	100%
ELETROPAULO	1	100%	SANTA CRUZ	1	100%
ENE MINAS GERAIS	1	100%	SANTA MARIA	1	100%
PIRATININGA	1	100%	JOAO CESA	10	94%
RGE	1	100%	CHESP	11	93%
AES SUL	12	99%	SULGIPE	12	83%
CEMAT	13	97%	BRAGANTINA	13	82%
ELEKTRO	14	96%	COOPERALIANÇA	14	80%
LIGHT	15	95%	NACIONAL	15	74%
BANDEIRANTE	16	94%	VALE PARANAPANEMA	16	73%
CELPE	17	93%	CFLO	17	70%
CELG	18	92%	ENE NOVA FRIBURGO	18	69%
CEMAR	19	88%	DEMEI	19	68%
AMPLA	20	83%	COCEL	20	63%
ENE PARAÍBA	21	80%	IGUAÇU	21	63%
ESCELSA	22	79%	HIDROPAN	22	56%
CELESC	23	75%	DME PC	23	53%
CEB	24	73%	ELETROCAR	24	47%
ENE SERGIPE	25	72%	FORCEL	25	45%
ENERSUL	26	71%	URUSSANGA	26	41%
CERON	27	60%	BOA VISTA	27	28%
CEPISA	28	58%			
CELPA	29	57%			
CEAL	30	51%			
AME	31	50%			
CEEE	32	44%			
Média G1	85%		Média G2	77%	
Mediana G1	94%		Mediana G2	80%	
Desvio Padrão G1	18%		Desvio Padrão G2	22%	

Fonte: Elaboração do próprio autor

Mesmo com a *clusterização* das firmas no modelo, logo percebemos que o mercado de distribuição de energia elétrica no Brasil é bastante heterogêneo. No Grupo 1, temos 11 empresas que atingem eficiência máxima (100%), enquanto a empresa CEEE não atinge sequer o valor de 50% de eficiência técnica. Esta disparidade entre os níveis de eficiência é captada pelo desvio padrão de 18% do Grupo 1, valor comparativamente alto em relação a estudo de países como Turquia – 3% (ÇELEN, 2013b), Peru – 7% (PEREZ-REYES e TOVAR, 2009) e Taiwan – 11% (CHEN, 2002); porém semelhante a Índia – 16% (YADAV *et al.*, 2009) e 19% (THANKUR *et al.*, 2006)

Esta divergência entre o desempenho das empresas é mais acentuada ainda no Grupo 2, onde o desvio padrão chega a 22%. Ressalta-se, em especial, o caso da Companhia Boa Vista que apresenta um theta de 28%, muito aquém até mesmo das demais empresas ineficientes do Grupo 2. Visto de outra forma, a ineficiência da distribuidora Boa Vista fica evidente quando investigamos o custo unitário por unidade consumidora das CDEE de menor porte. Esse custo chega a 86 centavos por consumidor na distribuidora de Roraima, sendo que a mediana do Grupo 2 é de 30 centavos por consumidor. Isto pode ser observado no Gráfico 5.

Gráfico 5 – Custo unitário por unidade consumidora



Fonte: Elaboração do próprio autor

Em termos de eficiência técnica, a média do Grupo 1 atingiu 85% . Isto significa que se as CDEE do Grupo 1 fossem operadas todas com eficiência máxima, a mesma quantidade de energia poderia ser entregue para o mesmo número de consumidores, porém usando em média 15% a menos de insumos. A mesma análise pode ser feita com o Grupo 2, que obteve em média 77% de eficiência.

Já em relação aos retornos de escala, do total de 59 companhias de distribuição de energia, os resultados mostraram que:

- i) 35 delas enfrentam retornos decrescentes de escala;
- ii) 16 exibem retornos crescentes de escala;
- iii) 08 operam em sua escala mais produtiva, ou seja, apresentam retornos constantes de escala.

Estes resultados foram retirados das tabelas do Apêndice B deste trabalho, e indicam que maior parte das empresas (59,3% delas) deveria reduzir suas operações para aumentar seu desempenho de eficiência. Em contrapartida, as 16 CDEE que apresentaram retornos crescentes de escala deveriam expandir suas operações a fim de se tornar eficiente de escala.

Quanto a eficiência de escala, a média do Grupo 1 ficou em 91%. Isto implica que caso as companhias com ineficiência de escala deste grupo operassem em sua escala mais produtiva, seria possível distribuir a mesma quantidade de energia para o mesmo número de consumidores com aproximadamente 9% menos insumos. De modo similar, concluímos que em média, as CDEE do Grupo 2 gastariam 13% menos de insumos se elas conseguissem atingir a eficiência máxima de escala, *ceteris paribus*. Maiores detalhes destes resultados podem ser encontrados no Apêndice B.

Outra questão pertinente se refere ao uso da variável OPEX ajustado no modelo. Como vimos anteriormente, o uso do OPEX ajustado permite comparar a capacidade gerencial da empresa em administrar seus custos operacionais, expurgando o viés gerado pelas desigualdades salariais. Para isso, o OPEX ajustado eleva a estimativa de OPEX das companhias de regiões que tem níveis salariais mais baixos e reduz o OPEX das companhias que operam em regiões que tem níveis salarias mais altos. Mais detalhes se encontram no tópico “5.1. Dados e variáveis” e no Apêndice A.

Como esperado, os resultados do modelo com OPEX ajustado mostraram-se bastante satisfatórios. Isso porque quando a variável retira o viés de diferenças salariais regionais, não ocorre uma distorção dramática dos níveis de eficiência técnica, levando empresas bastante ineficientes para próximo à fronteira de eficiência, por exemplo.

Citamos como exemplo, o caso da distribuidora CEB (DF) do Grupo 1. Esta empresa opera na região de mais alto custo conforme os dados da RAIS. É esperado, portanto, o maior “aumento” de eficiência ao se mudar o modelo OPEX para o modelo OPEX ajustado. Na prática, a eficiência subiu de 60% para 72%, o que levou a empresa da 26ª posição no ranking para a 24ª posição no modelo com OPEX ajustado. Este resultado é razoável, e a correção do viés de desigualdades regionais não impactou o ranking eficiência dramaticamente.

De modo similar, percebe-se que embora o modelo com OPEX ajustado tenha aumentado os custos operacionais das empresas que atuam no Nordeste (região de menor custo conforme a RAIS), empresas como Coelba (BA) e Coelce (CE) permanecem com eficiência máxima no modelo. Isso corrobora os bons resultados do modelo com OPEX ajustado.

5.3. Resultados do modelo Tobit: Análise das variáveis ambientais

Após estimarmos os escores de eficiência das distribuidoras com auxílio do modelo BBC, partimos para o segundo estágio do modelo. Nesse passo, investigaremos de que forma algumas variáveis externas à gestão da empresa impactam os escores de eficiência encontrados no primeiro estágio. Para isso rodamos o modelo Tobit com erro padrão robusto. Os resultados dos grupos 1 e 2 estão presentes nas tabelas a seguir:

Tabela 4 – Modelo Tobit no Grupo 1 (Maior porte)

Tobit regression		Number of obs =		32		
		F(6, 26) =		20.42		
		Prob > F =		0.0000		
Log pseudolikelihood = -3.4310078		Pseudo R2 =		0.6527		

		Robust				
VRS_TE	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	

Propriedade	.2197519	.0932097	2.36	0.026	.0281567	.4113471
Perdas NT	-4.31e-08	4.17e-08	-1.03	0.311	-1.29e-07	4.25e-08
Dens. Cons	.0008364	.0007876	1.06	0.298	-.0007825	.0024552
Dens. Rede	-.0232978	.0116511	-2.00	0.056	-.047247	.0006514
Descargas	.0050464	.0124691	0.40	0.689	-.0205843	.030677
Vegetação	.0769746	.2669656	0.29	0.775	-.471781	.6257303
_cons	.7241139	.1356095	5.34	0.000	.4453647	1.002863

/sigma	.191762	.032259			.1254527	.2580713

Obs. summary:	0 left-censored observations					
	21 uncensored observations					
	11 right-censored observations at VRS_TE>=1					

Tabela 5 – Modelo Tobit no Grupo 2 (Menor porte)

Tobit regression		Number of obs =		27		
		F(6, 21) =		7.76		
		Prob > F =		0.0002		
Log pseudolikelihood = -4.0160084		Pseudo R2 =		0.6723		

		Robust				
VRS_TE	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	

Propriedade	.4277189	.0815753	5.24	0.000	.2580738	.5973639
Perdas NT	.0000103	4.62e-06	2.22	0.037	6.64e-07	.0000199
Dens. Cons	.0007915	.0018279	0.43	0.669	-.0030098	.0045929
Dens. Rede	.0116324	.1041229	0.11	0.912	-.2049029	.2281678
Descargas	-.0037115	.0200359	-0.19	0.855	-.0453784	.0379554
Vegetação	-.6146187	.2249284	-2.73	0.012	-1.082383	-.1468544
_cons	.370831	.2215997	1.67	0.109	-.0900108	.8316728

/sigma	.2095496	.0378439			.130849	.2882502

Obs. summary:	0 left-censored observations					
	18 uncensored observations					
	9 right-censored observations at VRS_TE>=1					

Fonte: Elaboração do próprio autor

Analisando os resultados aplicados ao grupo 1 (Tabela 4), observa-se que a variável *dummy* propriedade tem coeficiente positivo e significativo ao nível de 5%. Isto indica que os escores de eficiência das CDEE privadas são maiores do que as empresas públicas, o que está de acordo com os resultados de Tannuri-Pianto *et al.*(2009) também para o Brasil.

O termo de perdas não técnicas apresentou sinal negativo. No entanto, o *p-valor* da variável é maior que 5%, demonstrando que não se pode rejeitar a hipótese nula de que o coeficiente em questão é diferente de zero para as concessionárias do grupo 1.

A variável densidade de consumidores tem coeficiente positivo, como já era previsto. Porém, mais uma vez o *p-valor* da variável é maior que 5%, mostrando que densidade de consumidores não é estatisticamente significativa no modelo. A outra variável de adensamento, densidade de rede, também é insignificante. Portanto, não podemos afirmar qual o impacto do adensamento da carga da distribuidora sobre a eficiência das distribuidoras do grupo 1.

Já em relação às variáveis relacionadas ao meio ambiente como descargas e vegetação, verifica-se que o sinal dos resultados é contrário à intuição econômica. Porém, para essas variáveis também não se pode rejeitar a hipótese nula de que estes coeficientes sejam diferentes de zero.

Vale ressaltar que apesar de as variáveis, com exceção da propriedade, não serem estatisticamente individualmente significantes para as empresas do grupo 1, o modelo é globalmente significativo (vide o *p-valor* do teste F). Isto corrobora a validade e importância dos resultados e conclusões apresentadas.

Com relação aos resultados do grupo 2 (Tabela 5), as variáveis propriedade, perdas não técnicas e vegetação são significantes ao nível de 5%. Para as demais variáveis (densidade de consumidores, densidade de rede e descargas), porém, não se pode rejeitar a hipótese nula de que estes coeficientes sejam individualmente diferentes de zero. Portanto, o trabalho não suporta nenhuma conclusão adicional sobre estas variáveis.

A variável *dummy* propriedade para o grupo 2, assim como no primeiro modelo, possui coeficiente positivo. Isto indica que para as distribuidoras de menor porte também é válido afirmar que as CDEE privadas possuem maior patamar de eficiência do que as públicas.

A variável perdas não técnicas apresenta um coeficiente positivo. Isto confirma a hipótese de que um maior monitoramento do sistema de distribuição, induzido por maiores níveis de perdas não técnicas, gera uma redução maior de ineficiências via resolução de problemas internos do que o aumento de ineficiências ocasionado pela própria intensificação deste monitoramento. Apesar de este efeito ser estatisticamente significativo, ele é ínfimo. Isto talvez se deva ao fato de que empresas de menor porte tenham baixos níveis de perdas não técnicas, o que desestimula a implantação de programas estruturados de combate a estas perdas (ANEEL, 2014b).

Já em relação à variável vegetação, o resultado foi conforme o que havíamos previsto, ou seja, o aumento da área de concessão coberta por vegetação natural gera maiores gastos com expansão e reparação da rede de distribuição, *ceteris paribus*. Isto conseqüentemente aumenta a ineficiência da distribuidora. Este impacto, além de estatisticamente significativo é bastante relevante para as empresas de menor porte.

6. Conclusões

O presente trabalho propôs estudar a eficiência das distribuidoras de energia elétrica, concentrando-se na capacidade das CDEE em gerir custos relacionados à operação e manutenção do serviço de distribuição. Outro ponto abordado neste trabalho relaciona-se aos fatores que, ao menos no curto prazo, não estão sob o controle das distribuidoras, porém, afetam a eficiência destas. Sob esses moldes, o trabalho contribui para a literatura ao mapear os resultados empíricos de um dos pilares regulatórios do mercado de distribuição de energia elétrica: a eficiência de custos operacionais.

De acordo com os resultados obtidos, o quadro de eficiência nos mostra um panorama divergente entre as distribuidoras, no qual empresas com características similares têm níveis de eficiência bastante distintos. Esta observação permite se discutir a possibilidade de que os incentivos à eficiência estipulada pelo órgão regulador não são suficientes para reduzir as falhas de coordenação e erros gerenciais em muitas áreas de concessão; ou mesmo de que exista um “ambiente desfavorável” significativo em algumas concessionárias que não está sendo levado em consideração.

Outro ponto que merece destaque são os retornos de escala. De forma surpreendente, os resultados mostram que a maioria das distribuidoras no Brasil trabalha com retornos decrescentes na produção, ou seja, o aumento na quantidade utilizada de insumos gera um aumento menos que proporcional na produção. Assim, a melhor estratégia a ser adotada visando aumentar a eficiência de custos seria reduzir as escalas de operações destas empresas.

Por fim, ressalta-se que entre as variáveis ambientais, a variável propriedade impacta significativamente a eficiência de custos dos dois grupos. Isto indica que no Brasil as empresas privadas têm menores níveis de ineficiência que as empresas públicas tanto para as concessionárias de grande porte quanto de pequeno porte. Assim, uma política de privatização das CDEE públicas é justificável sob a perspectiva de melhorar a eficiência do mercado brasileiro de distribuição de energia elétrica. As variáveis perdas não técnicas e vegetação impactam apenas as distribuidoras de menor porte, sendo que as perdas não técnicas tem impacto irrisório. Com respeito às demais variáveis ambientais analisadas, este trabalho não permite conclusões adicionais.

Sugere-se, finalmente, que pesquisas posteriores incrementem novas variáveis ambientais com finalidade de mapear melhor como os fatores exógenos afetam a eficiência das CDEE. Além, do mais, propõe-se também o uso de outros modelos como DEA com *bootstrap*, SFA e StoNED.

7. Referência Bibliográfica:

ABRACEEL, 2014 – Associação Brasileira de Comercializadores de Energia Elétrica. Disponível em < http://www.abraceel.com.br/zpublisher/secoes/consumidor_livre.asp > Acessado em Setembro/2014.

ABRADEE, 2014 – Associação dos Distribuidores de Energia Elétrica. Disponível em < <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor> > Acessado em Setembro/2014.

AFONSO, A.; AUBYN, M. **Relative efficiency of health provision: a DEA approach with non-discretionary inputs.** Department of Economics at the School of Economics and Management (ISEG), Technical University of Lisbon, 2006.

AFRIAT, S. N. **Efficiency Estimation of production function.** International Economic Review, n. 13, pp. 568-598, 1972.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2011). Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, Nota Técnica nº 294/2011-SRE/ANEEL. Metodologia de cálculo dos custos operacionais. Brasília: ANEEL.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2013). Aprimoramento da Metodologia de Revisão Tarifária das Distribuidoras de Energia Elétrica, Nota Técnica nº 452/2013 – SRE/ANEEL.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2014a). Aprimoramento da Metodologia de Revisão Tarifária das Distribuidoras de Energia Elétrica, Nota Técnica nº 184/2014 – SRE/ANEEL. Submódulo 2.2. Custos Operacionais. Brasília: ANEEL.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2014b). Análise de Eficiência dos Custos Operacionais das Distribuidoras de Energia Elétrica, Nota Técnica nº 192/2014 – SRE/ANEEL.

AMADO, C.A.F.; SANTOS, S.P.; SEQUEIRA, J.F.C. **Using Data Envelopment Analysis to support the design of process improvement interventions in electricity distribution.** European Journal of Operational Research, n. 228, pp. 226-235, 2013.

ARAÚJO, J. L. **A Questão do Investimento no Setor Elétrico Brasileiro: Reforma e Crise.** Nova Economia, v.11, n.1, 2001. Disponível em: <<http://www.face.ufmg/novaeconomia/sumarios/v11n1/LIZARDO.PDF> > Acessado em Setembro/2014.

BAĞDADIOĞLU, N. **Regulation in the Turkish electricity industry.** In: ÇELEN, A. **Efficiency and productivity (TFP) of the Turkish electricity Distribution companies: An application of two-stage (DEA&Tobit) analysis.** Energy , Vol. 63, pp. 300–310, 2013.

BAĞDADIOĞLU, N., PRICE, C. M. W., WEYMAN-JONES, T. **Efficiency and ownership in electricity distribution: a non-parametric model of the Turkish experience.** Energy Economics, Vol. 18, pp. 1–23, 1996.

BAĞDADIOĞLU, N.; SENYÜCEL, O. **Service quality regulation in electricity distribution.** In: Paper presented in 6th International Scientific Conference, May 13–14, 2010, Vilnius, Lithuania, 2010.

BAUER, P. B.; BERGER, A. N.; FERRIER, G. D.; HUMPHREY, D. B. **Consistency conditions for regulatory analysis of financial institutions: a comparison of frontier efficiency methods.** Technical report, 1997.

BAUER, P.W. **Recent developments in the econometric estimation of frontiers.** Journal of Econometrics, North-Holland, v. 46, p. 39-56, 1990.

BANKER, R.D., CHARNES, A., COOPER, W.W. **Some models for estimating technical and scale inefficiencies in data envelopment analysis.** Management Science 30 (9), pp. 1078–1092, 1984.

BAYKAL, Ş. **The Cost Efficiency Analysis of Turkish electricity Distribution Firms** (M.Sc. thesis, unpublished), Eidgenössische Technische Hochschule, Zürich, 2009.

BERGER A. N.; DEYOUNG, R. **Problem loans and cost efficiency in commercial banks.** Technical report, 1997.

BERGER, A. N.; HUMPHREY, D. B. **Efficiency of Financial Institutions: International Survey and Directions for Future Research.** Center for Financial Institutions Working Papers 97-05, Wharton School Center for Financial Institutions, University of Pennsylvania, Janeiro de 1997.

BHATTACHARYYA, A.; PAL, S. **Financial reforms and technical efficiency in indian commercial banking:a generalized stochastic frontier analysis.** Review of Financial Economics, v.22, pp.109–117, 2013.

BOLES, J. N. **Efficiency squared – efficiency computation of efficiency indexes.** Proceedings of 39th Annual Meeting of the Western Farm Economics Association, pp. 137-142, 1966.

BRAVO-URETA, B. E.; SOLFS, D.; LOPEZ, V. H. M.; MARIPANI, J. F.; THIAM, A., RIVAS, T. **Technical efficiency in farming-a meta-regression analysis,** Journal of Productivity Analysis, v.27,pp. 37-72, 2007.

- CATAPAN, E. A. **A privatização do Setor Elétrico Brasileiro: os reflexos na rentabilidade e solvência das empresas distribuidoras de energia.** Ph.D. Thesis, UFSC, Florianópolis, 2005.
- CAVALIERE, C.; LARSEN, E. R.; DYNER, I. **The privatization of EEB: From cash drain to major contributor.** *Energy Policy*, Vol. 35, pp. 1884–1895, 2007.
- COELLI, T. J.; RAO, D. S. P.; O'DONNELL, C.J.; BATTESE, G.E. **An introduction to efficiency and productivity analysis**, 2nd edition Springer, 2005.
- ÇELEN, A. **Efficiency and productivity (TFP) of the Turkish electricity Distribution companies: An application of two-stage (DEA&Tobit) analysis.** *Energy*, Vol. 63, pp. 300–310, 2013b.
- ÇELEN, A. **Measuring the efficiency of the Turkish electric distribution sector using Stochastic Frontier Analysis** (M.Sc. thesis, unpublished). Middle East Technical University, Industrial Engineering Department, 2011.
- ÇELEN, A. **The effect of merger and consolidation activities on the efficiency of electricity distribution regions in Turkey.** *Energy Policy* 59, 674–682, 2013a.
- CHARNES, A., COOPER, W.W., RHODES, E. **Measuring the efficiency of decision making units.** *European Journal of Operational Research*, 429–444, 1978.
- CHEN, T. **An assesment of technical efficiency and cross-efficiency in Taiwan's eletricity distribution sector.** *European Journal of Operational Research*, vol 137, pp. 421 – 433, 2002.
- CHIRARATTANANON, S.; NIRUKKANAPORN, S. **Deregulation of ESI and privatization of state electric utilities in Thailand.** *Energy Policy*, Vol. 34, pp. 2521–2531, 2006.
- DEBREU, G. **The coefficient of resource utilization.** *Econometrica*, v.19(3), pp. 273–292, 1951.
- DYSON, R. G.; THANASSOULIS, E.; BOUSSOFIANE, A. **A data envelopment analyis tutorial.** Birmingham: Operational Research Society, 1990. 14p (Tutorial Papers in Operational Research), 1990.
- ERDOGDU, E. **Regulatory reform in Turkish energy industry: An analysis.** *Energy Policy*, Vol. 35, pp. 984-993, 2007.
- ESTACHE, A.; CHISARI, O.; ROMERO, C. **Winners and Losers from the Privatization and Regulation of Utilities: Lessons from a General Equilibrium Model of Argentina.** *The World Bank Economic Review*, Vol. 13, No 2, pp. 357-378, 1999b.
- FARRELL, M. **The measurement of productive efficiency.** *Journal of the Royal Statistical Society. Series A (General)*, v.120(3), pp. 253–290, 1957.

- FERREIRA, C. K. L. **Privatização do setor elétrico no Brasil**, BNDES-OCDE, Rio de Janeiro, fev.2000.
- GOLDENBERG, J.; PRADO, L. T. **Reforma e crise do setor elétrico no período FHC**, Tempo Social, São Paulo, v.15, n. 2, p. 219-235, 2003.
- GOMES, A. C. S.; ABARCA, C. D. G.; FARIA, E. A. S. T.; FERNANDES, H. H. O. **BNDES 50 Anos – Histórias Setoriais: O Setor Elétrico**, BNDES, dez/2002.
- GREENE, W. H. **A Gamma-distributed stochastic frontier model**. Journal of Econometrics, v.46, pp.141–163, 1990.
- GUPTA, J. P.; SRAVAT, A. K. **Development and Project Financing of Private Power Projects in Developing Countries: a Case Study of India**. International Journal of Project Management, Vol.16, No.2, pp.99–105, 1998.
- HUANG, Y.; CHEN, K.; YANG, C. **Cost efficiency and optimal scale of electricity distribution firms in Taiwan: An application of metafrontier analysis**. Energy Economics, Vol. 32, pp. 15–23, 2010.
- JAMASB, T., POLLITT, M. **Benchmarking and regulation: international electricity experience**. Utilities Policy v.9 (3), pp. 107–130, 2001.
- JAMASB, T., POLLITT, M. **International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities**. Energy Policy, Vol. 3, pp. 1609–1622, 2003.
- JI, Y.; LEE, C. **Data envelopment Analysis**. The Stata Journal, n. 2, pp. 267-280, 2010
- KOOPMANS, T. C. **An analysis of production as an efficient combination of activities**. In Activity Analysis of Production and Allocation, 1951.
- KOOPMANS, T. C. **An analysis of production as an efficient combination of activities**. In: KOOPMANS, T. C. (Ed.). **Activity analysis of production and allocation**, Cowles Commission for Research in Economics. New York: Wiley, 1951. Monograph n. 13.
- KUMBHAKAR, S.; HJALMARSSON, E. **Relative performance of public and private ownership under Yardstick Competition: Swedish electricity retail Distribution**. European Economic Review, Vol. 42, pp.97-122, 1998.
- KUOSMANEN, T.; SAASTAMOINEN, A.; SIPILÄINEN, T. **What is the best practice for benchmark regulation of electricity distribution? Comparison of DEA, SFA and StONED methods**. Energy Policy, Vol. 61, pp. 740–750, 2013.
- KUTLU, L. **US banking efficiency**, Economics Letters, v.117(1), pp.53–56, 2012.
- KWOKA, J. **Electric Power Distribution: Economies of Scale, Mergers, and Restructuring**. Applied Economics, Vol. 37, No. 20, pp. 2373-2386, 2005.

LEME, A. A. **A reforma do setor elétrico no Brasil, Argentina e México: contrastes e perspectivas em debate**, Revista de Sociologia e Política, Curitiba, v.17, n.33, p. 97-121, jun. 2009.

LINS, M. P. E.; DE LYRA NOVAES, L. F.; LEGEY, L. F. L. **Real estate appraisal: A double perspective data envelopment analysis approach**. Annals of Operations Research, v. 138, n. 1, 79-96, 2005.

MAÚDOS, J.; PASTOR, J.M.; PEREZ, F.; QUESADA, J. **Cost and profit efficiency in European banks**. Journal of International Financial Markets, Institutions and Money, v.12(1), pp.33–58, Fevereiro de 2002.

MCCLAVE, J. T.; BENSON, P. G.; SINCICH, T., **Estatística para Administração e Economia**. 10 ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, p.57, 2009.

MEGGINSON, W. L. **The Financial Economics of Privatization**. Oxford University Press, 2005.

MILLIOTIS, P. A. **Data envelopment analysis applied in electricity Distribution districts**. Journal of Operational Research Society, Vol. 43(5). 1992.

MOITA, M. H. V. **Medindo a eficiência relativa das escolas municipais da cidade do Rio Grande – RS usando a abordagem DEA (data envelopment analysis)**. Florianópolis. 105p. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, 1995.

MOTA, R. **Comparing Brazil and USA electricity distribution performance: what was the impact of privatization?** Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0423. The Cambridge-MIT Institute, 2004.

O'DONNELL, C. J.; GRIFFITHS, W. E. **Estimating state-contingent production frontiers**. American Journal of Agricultural Economics, v.88(1), pp.249–266, 2006.

ODYAKMAZ, N. **The comparative performance analysis of Turkish electricity distribution companies in the framework of performance-based regulation** (Phd. thesis, unpublished). Department of Economics, Hacettepe University, Ankara, 2009.

OLIVEIRA, A. **Perspectivas da reestruturação financeira e institucional do setor elétrico brasileiro**, 1997. In: FERREIRA, C. K. L. **Privatização do setor elétrico no Brasil**, BNDES-OCDE, Rio de Janeiro, fev.2000.

ONS, 2014 – Operador Nacional do Sistema. Disponível em < http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx > Acessado em Setembro/2014.

PAIXÃO, L. F. **Memórias do Projeto RE-SEB: A história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico**. São Paulo: Massao Ohno, 1999.

PÉREZ-REYES, R.; TOVAR, B. **Measuring efficiency and productivity change (PTF) in the Peruvian electricity distribution companies after reforms.** Energy Policy, Vol. 37 , pp. 2249–226, 2009.

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

PIRES, J. C. L.; PICCININI, M. S. **Modelos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico.**

POMBO, C.; TABORDA, R. **Performance and efficiency in Colombia's power distribution system: Effects of the 1994 reform.** Energy Economics, Vol. 28, pp. 339 – 369, 2006.

PORTAL BRASIL, 2011 – Disponível em <
<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/contratacao-de-energia-mercado-livre> >
Acessado em Setembro/2014.

RAMOS, D. S.; BRANDÃO, R.; CASTRO, N. J. **Porque o preço da energia varia entre as distribuidoras?** TDSE nº47, Grupos de Estudos do Setor Elétrico – UFRJ, 2012.

RAMOS-REAL, F.; TOVAR, B.; IOOTY, M.; ALMEIDA, E. F.; PINTO JR., H. Q. **The evolution and main determinants of productivity in Brazilian electricity distribution 1998-2005: An empirical analysis,** Energy Economics, v. 31, p. 298-305, 2009.

REIS, R. M. M.; PIRES, M. A., TEIXEIRA, A. C. C. **Os Benefícios da Privatização: Evidência no Setor Elétrico Brasileiro.** 6º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade, Jun. 2006.

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

SADJADI. S.J.; OMRANI, H. **Data envelopment analysis with uncertain data: An application for Iranian electricity distribution companies.** Energy Policy, Vol.36, pp. 4247–4254, 2008.

SCLAR, E. D. **You don't always get what you pay for—the Economics of Privatization.** The Century Foundation Inc , 2000.

SENGUPTA, J. K. **A dynamic efficiency model using data envelopment analysis,** International Journal of Production Economics, v.62, pp.209–218, 1999.

SEIFORD, L. M.; ZHU, J. **An investigation of returns to scale in data envelopment Analysis.** Omega: The Journal of Management Science, v. 27, n.1, p 1-11, 1999.

SHLEIFER, A. **A Theory of Yardstick Competition,** Rand Journal of Economics, 16, nº 3, pag. 319-327, 1985.

SHEPHARD, R. W. Theory of cost and production functions. Princeton University Press, Princeton, 1970.

SIMAR, L.; WILSON, P. W. **Estimation and inference in two-stage, semiparametric models of production processes.** Journal of Econometrics 136, 31–64, 2007.

SIMAR, L., WILSON, P. W. **A general methodology for bootstrapping in nonparametric frontier models.** Journal of Applied Statistics 27, 779–802, 2000.

SILVESTRE, B.; HALL, J.; MATOS, S.; FIGUEIRA, L. A. **Privatization of electricity distribution in the Northeast of Brazil: The good, the bad, the ugly or the naive?.** Energy Policy, v.38, pp. 7001-7013, 2010.

SOUZA, G. S. **Funções de produção: uma abordagem estatística com uso de modelos de encapsulamento de dados.** Brasília: Embrapa, Informação Tecnológica, 2003.

SOUZA, M. V. P.; SOUZA, R. C.; PESSANHA, J. F. M. **Custos operacionais eficientes das distribuidoras de energia elétrica: um estudo comparativo dos modelos DEA e SFA,** Gest. Prod., São Carlos, v. 17, n. 4, p. 653-667, 2010.

SOUZA, M. V. P.; SOUZA, R. C.; PESSANHA, J. F. M.; OLIVEIRA, C. H. C.; DIALLO, M. **An application of data envelopment analysis to evaluate the efficiency level of the operational cost of Brazilian electricity distribution utilities.** Socio-Economic Planning Sciences, v. 48, pp. 169-174, 2014.

TANNURI-PIANTO, M.E.; SOUZA, M. C. S.; ARCOVERDE, F. D. **Fronteiras de Eficiência Estocásticas para as Empresas de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: Uma Análise de Dados de Pannel.** Est. Econ., São Paulo, v. 39, n. 1, P. 221-247, Janeiro-Março de 2009.

THAKUR, T.; DESHMUKH, S.G.; KAUSHIK, S.C. **Efficiency evaluation of the state owned electric utilities in India.** Energy Policy, Vol. 34, pp. 2788–2804, 2006.

TOVAR, B.; RAMOS-REAL, F.; ALMEIDA, E. F. **Firm size and productivity. Evidence from the electricity distribution industry in Brazil,** Energy Policy, v.39, pp. 826-833, 2011.

TRACTEBEL ENERGIA, 2008 – Disponível em < <http://slideplayer.com.br/slide/1235316/>> Acessado em Setembro/2014.

WEYMAN-JONES, T. G. **Productive efficiency in a regulated industry: the area electricity boards of England and Wales.** Energy Economics Vol. 13, pp. 116–122, 1991.

YADAV, V. K.; PADHY, N. P.; GUPTA, H. O. **Performance evaluation and improvement directions for an Indian electric utility.** Energy Policy, Vol. 39, pp. 7112–7120, 2011.

YUENGERT, A. **The measurement of efficiency in life insurance: Estimates of a mixed normal-gamma error model.** Journal of Banking and Finance, Vol. 17, pp.483–496, Abril de 1993.

ZHOU, P.; ANG, B.W.; POH, K.L. **Measuring environmental performance under diferente environmental DEA Technologies.** Energy Economics, Vol.30, pp. 1–14, 2008.

Apêndice A – Metodologia de cálculo do Índice Salarial

Para o cálculo do índice salarial utilizaremos a Relação Anual de Informações Sociais (RAIS). Esta é uma base de dados operacionalizada pelo Ministério do Trabalho e Emprego, composta de informações como salários, vencimentos, quantidade de horas trabalhadas, entre outras referentes ao mercado de trabalho.

A RAIS utiliza a Classificação Brasileira de Ocupações (CBO) para a identificação das atividades existentes no mercado de trabalho brasileiro. Empregaremos o CBO para identificar as profissões mais significativas para o setor de distribuição de energia elétrica, conforme o Ofício 376/2009 – SRE/ANEEL. Estas informações juntamente com o fator ponderador estão resumidas na Tabela 6.

Com relação à desagregação regional, consideraram-se inicialmente as regiões naturais (norte, nordeste, sul, sudeste e centro-oeste), uma vez que, na representação por UF, os estados menos populosos não possuem dados em quantidade suficiente para um cálculo de salário representativo por CBO (ANEEL, 2014b). Porém, ao se considerar apenas as regiões naturais, reuniríamos realidades muito distintas sob a mesma nomenclatura, como é o caso do Distrito Federal e do Mato Grosso do Sul que formariam o Centro-Oeste. Com intuito de eliminar este problema, separamos alguns dos polos conhecidos por ter um custo de vida e um custo de mão de obra mais caros. Segregamos, portanto o Distrito Federal do Centro-Oeste, e as regiões metropolitanas do Rio de Janeiro e de São Paulo do Sudeste.

Para agregar em apenas uma informação todo o conjunto de dados de cada região foi adotado a média como indicador de tendência central. Existem algumas críticas na literatura, como em McClave (2009) sobre a possibilidade de distorção dos dados que a média conduz e a predileção pelo uso da mediana. Porém, como não tivemos acesso à mediana na base da RAIS, utilizamos a média como indicado de tendência central.

A partir dos argumentos supracitados, o cálculo do índice de salário é feito da seguinte forma:

$$IS^{Região} = \frac{\sum_{CBO=1}^n média\ salário_{CBO}^{Região} \times Fator\ Ponderador_{CBO}}{\sum_{CBO=1}^n Fator\ Ponderador_{CBO} \times média\ salário_{CBO}} \quad (13)$$

Em que:

- i) $média\ salário_{CBO}^{Região}$ é a média regional salarial para cada CBO;
- ii) $média\ salário_{CBO}$ é a média nacional salarial para cada CBO;
- iii) $Fator\ Ponderador_{CBO}$ é a representatividade de cada CBO na atividade de distribuição de energia elétrica em conformidade ao Ofício 376/2009 – SRE/ANEEL.

Os resultados do índice salarial e o modo em que ele foi empregado para retirar o viés de diferenças regionais constam no tópico “5.1. Dados e variáveis”.

Tabela 6 – Composição dos CBO’s do Ofício 376/2009 – SRE/ANEEL

DESCRIÇÃO RESUMIDA	CBO	PRÓPRIOS	TERCEIRIZADOS	TOTAL	Fator Ponderador %
Eletricista	951105	2.226	24.428	26.653	22,8%
Eletricista de alta-tensão	732120	8.129	7.193	15.322	13,1%
Agente administrativo	411010	6.034	3.755	9.790	8,4%
Auxiliar técnico de eletricidade de linhas de transmissão	732105	3.957	4.505	8.462	7,2%
Anotador de consumo de energia elétrica, água e gás	519940	972	5.551	6.523	5,6%
Auxiliar administrativo de pessoal	411005	3.747	1.883	5.629	4,8%
Auxiliar de eletrotécnico	313105	3.922	827	4.749	4,1%
Atendente central telemarketing	422315	1.465	2.188	3.653	3,1%
Ajudante de eletricista	715615	671	1.586	2.257	1,9%
Técnico de eletricidade	313130	1.718	459	2.176	1,9%
Engenheiro eletricista	214305	1.695	93	1.788	1,5%
Operador de teleatendimento híbrido (telemarketing)	422310	25	1.451	1.477	1,3%

DESCRIÇÃO RESUMIDA	CBO	PRÓPRIOS	TERCEIRIZADOS	TOTAL	Fator Ponderador %
Contramestre (produção de energia elétrica, gás e captação de água)	860115	1.031	110	1.141	1,0%
Analista de comercialização	253120	932	138	1.070	0,9%
Eletricista instalador de alta e baixa tensão	731125	7	964	971	0,8%
Administrador	252105	901	37	938	0,8%
Chofer	782305	44	886	930	0,8%
Zelador	514120	13	877	890	0,8%
Eletrotécnico (produção de energia)	313110	836	51	887	0,8%
Agente de segurança ferroviária	517330	22	827	849	0,7%
Advogado	241005	296	509	804	0,7%
Operador de eclusa	861205	804	-	804	0,7%
Analista de comércio eletrônico (e-commerce)	212405	371	407	778	0,7%
Operador de quadro de alimentação (subestação de distribuição de energia elétrica)	861110	629	72	701	0,6%
Montador	374420	-	697	697	0,6%
Técnico de manutenção elétrica	313120	585	21	606	0,5%
OUTROS	-	9.797	6.573	16.370	14,0%

Fonte: ANEEL, 2014b

Apêndice B – Resultados do modelo DEA

Tabela 7 – Resultados Grupo 1

VRS Frontier(-1:drs, 0:crs, 1:irs)					
	CRS_TE	VRS_TE	NIRS_TE	SCALE	RTS
dmu:AES_SUL	0.979915	0.988410	1.000000	0.991405	-1.000000
dmu:AME	0.467774	0.504197	1.000000	0.927760	1.000000
dmu:AMPLA	0.815716	0.831236	1.000000	0.981329	-1.000000
dmu:BANDEIRANTE	0.929034	0.938105	0.940087	0.990330	-1.000000
dmu:CEAL	0.467216	0.507326	0.468244	0.920939	1.000000
dmu:CEB	0.653624	0.727936	0.972814	0.897915	1.000000
dmu:CEEE	0.433091	0.441235	0.441235	0.981543	-1.000000
dmu:CELESC	0.601202	0.751449	1.000000	0.800057	-1.000000
dmu:CELG	0.727656	0.922306	1.000000	0.788953	-1.000000
dmu:CELPA	0.559948	0.565400	0.576955	0.990358	-1.000000
dmu:CELPE	0.921136	0.932589	0.953595	0.987719	-1.000000
dmu:CELTINS	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.000000
dmu:CEMAR	0.862938	0.884160	1.000000	0.975997	-1.000000
dmu:CEMAT	0.795092	0.970456	1.000000	0.819298	-1.000000
dmu:CEMIG	0.651480	1.000000	1.000000	0.651480	-1.000000
dmu:CEPISA	0.572298	0.577387	0.646456	0.991186	1.000000
dmu:CERON	0.529488	0.595511	0.574729	0.889132	1.000000
dmu:COELBA	0.994287	1.000000	1.000000	0.994287	-1.000000
dmu:COELCE	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.000000
dmu:COSERN	0.991250	1.000000	0.995617	0.991250	1.000000
dmu:CPFL_PAULISTA	0.887770	1.000000	1.000000	0.887770	-1.000000
dmu:ELEKTRO	0.844915	0.960869	0.989722	0.879323	-1.000000
dmu:ELETROACRE	0.596214	1.000000	0.610610	0.596214	1.000000
dmu:ELETROPAULO	0.794878	1.000000	1.000000	0.794878	-1.000000
dmu:ENE_MINAS_GERAIS	0.750706	1.000000	0.818143	0.750706	1.000000
dmu:ENE_PARAÍBA	0.783391	0.798794	0.836922	0.980716	1.000000
dmu:ENE_SERGIPE	0.591177	0.722780	0.593382	0.817921	1.000000
dmu:ENERSUL	0.695813	0.710703	0.724710	0.979049	-1.000000
dmu:ESCELSA	0.792508	0.794913	0.796678	0.996974	1.000000
dmu:LIGHT	0.849389	0.951502	0.989164	0.892683	-1.000000
dmu:PIRATININGA	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.000000
dmu:RGE	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.000000

Fonte: Elaboração do próprio autor

Tabela 8 – Resultados Grupo 2

VRS Frontier(-1:drs, 0:crs, 1:irs)					
	CRS_TE	VRS_TE	NIRS_TE	SCALE	RTS
dmu:BOA_VISTA	0.229962	0.283351	0.317406	0.811580	-1.000000
dmu:BRAGANTINA	0.713202	0.821434	0.821434	0.868240	-1.000000
dmu:CAIUA	0.708233	1.000000	1.000000	0.708233	-1.000000
dmu:CFLO	0.608278	0.695020	0.710975	0.875195	-1.000000
dmu:CHESP	0.817834	0.932633	1.000000	0.876909	-1.000000
dmu:COCEL	0.629961	0.633918	0.633918	0.993758	-1.000000
dmu:COOPERALIANÇA	0.762980	0.796977	0.801718	0.957342	-1.000000
dmu:CSPE	0.995751	1.000000	1.000000	0.995751	-1.000000
dmu:DEMEI	0.591797	0.678998	1.000000	0.871573	-1.000000
dmu:DME_PC	0.411877	0.525420	1.000000	0.783900	-1.000000
dmu:ELETROCAR	0.469942	0.473140	0.470908	0.993241	1.000000
dmu:ENE_BORBOREMA	0.864940	1.000000	1.000000	0.864940	-1.000000
dmu:ENE_NOVA_FRIBURGO	0.577808	0.689223	1.000000	0.838347	-1.000000
dmu:FORCEL	0.340046	0.445521	1.000000	0.763255	1.000000
dmu:HIDROPAN	0.539847	0.555383	0.557572	0.972026	-1.000000
dmu:IGUAÇU	0.627563	0.629726	0.680339	0.996565	1.000000
dmu:JAGUARI	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.000000
dmu:JOAO_CESA	0.267744	0.943048	0.314182	0.283913	1.000000
dmu:MOCOCA	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.000000
dmu:MUXFELDT	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.000000
dmu:NACIONAL	0.629709	0.742261	0.742261	0.848366	-1.000000
dmu:NOVA_PALMA	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.000000
dmu:SANTA_CRUZ	0.864916	1.000000	1.000000	0.864916	-1.000000
dmu:SANTA_MARIA	0.824387	1.000000	1.000000	0.824387	-1.000000
dmu:SULGIPE	0.711497	0.832055	1.000000	0.855108	-1.000000
dmu:URUSSANGA	0.358408	0.410652	1.000000	0.872780	1.000000
dmu:VALE_PARANAPANEMA	0.611172	0.731903	0.755277	0.835045	-1.000000

Fonte: Elaboração do próprio autor