

ANA CAROLINA CAMPANA NASCIMENTO

**REGULAÇÃO NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO
BRASIL: ANÁLISE DE METODOLOGIAS ALTERNATIVAS PARA A DEFINIÇÃO
DOS CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES**

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

VIÇOSA
MINAS GERAIS - BRASIL
2013

**Ficha catalográfica preparada pela Seção de Catalogação e
Classificação da Biblioteca Central da UFV**

T

N244r
2013

Nascimento, Ana Carolina Campana, 1983-
Regulação no setor de distribuição de energia elétrica
no Brasil : análise de metodologias alternativas para a
definição dos custos operacionais eficientes / Ana Carolina
Campana Nascimento. – Viçosa, MG, 2013.
xvii, 118f. : il. (algumas color.) ; 29cm.

Inclui anexos.

Inclui apêndices.

Orientador: João Eustáquio de Lima

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Viçosa.

Referências bibliográficas: f. 82-89

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Modelos econométricos.
3. Organização industrial. 4. Agências reguladoras de
atividades privadas. I. Universidade Federal de Viçosa.
Departamento de Economia Rural. Programa de Pós-
Graduação em Economia Aplicada. II. Título.

CDD 22. ed. 354.49

ANA CAROLINA CAMPANA NASCIMENTO

REGULAÇÃO NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO
BRASIL: ANÁLISE DE METODOLOGIAS ALTERNATIVAS PARA A
DEFINIÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES

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

APROVADA: 30 de janeiro de 2013.

Prof. Aureliano Angel Bressan

Prof^a. Elaine Aparecida Fernandes

Prof. Alexandre Bragança Coelho

Prof. Marcelo José Braga
(Coorientador)

Prof. João Eustáquio de Lima
(Orientador)

*Aos meus pais,
José Américo e Sonia,
e ao meu esposo, Moisés,
por todo carinho, apoio, incentivo e dedicação.*

AGRADECIMENTOS

A Deus por sempre me dar motivos para agradecer.

Ao Moisés, por ser meu porto seguro e nunca me deixar desistir. Por toda a paciência, compreensão, companheirismo e por muito ter me ajudado a cumprir mais esta etapa. Agradeço por tudo o que você representa em minha vida.

Aos meus pais José Américo e Sonia, por todo amor e dedicação.

À Universidade Federal de Viçosa, particularmente aos Departamentos de Estatística e Economia Rural, pela formação acadêmica e oportunidade de crescimento intelectual e profissional.

Ao professor orientador João Eustáquio de Lima, pela confiança depositada em mim. Aos professores coorientadores Leonardo Bornacki de Mattos e Marcelo José Braga, pelos bons conselhos, que certamente farão diferença em minha carreira profissional.

Um agradecimento especial ao Prof. Marcelo José Braga, por todas as oportunidades a mim oferecidas e pelo estímulo e incentivo constantes na minha formação acadêmica.

Ao Prof. Alexandre Bragança Coelho, por ter aceitado participar de todas as etapas deste trabalho, sempre disposto a ajudar, com sugestões que só enriqueceram esta tese.

Aos professores da banca examinadora, por aceitarem o convite e, dessa forma, colaborarem para a conclusão deste projeto.

Aos funcionários do DER pela prontidão e disposição em ajudar, em especial, meu agradecimento à Carminha.

Aos meus colegas e amigos da UFV, principalmente à Dani, Anita e Fernanda pela grande amizade construída e por todas as experiências compartilhadas.

Por fim, a todas as pessoas que de uma forma ou de outra têm contribuído para que eu me torne uma pessoa melhor.

BIOGRAFIA

ANA CAROLINA CAMPANA NASCIMENTO, filha de José Américo Campana e Sonia Maria Mota Campana, nasceu em Vila Velha, Espírito Santo, em 02 de agosto de 1983.

Em março de 2002, iniciou o curso de Estatística na Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), ES, concluindo-o em dezembro de 2006.

Em março de 2007, ingressou no Programa de Pós-Graduação, em nível de mestrado, em Estatística Aplicada e Biometria, da Universidade Federal de Viçosa (UFV), submetendo-se à defesa da dissertação no dia 16 de fevereiro de 2009, quando concluiu os requisitos necessários para a obtenção do título de *Magister Scientiae*.

Em março de 2009 iniciou o curso de Doutorado em Economia Aplicada, também na UFV, tendo defendido a tese em 30 de janeiro de 2013.

Em outubro de 2010 tomou posse como professora do Departamento de Estatística da UFV, onde realiza atividades de ensino, pesquisa e extensão.

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS	vii
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	xi
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Considerações iniciais	1
1.2. O problema e sua importância	6
1.3. Objetivos	8
1.4. Estrutura do trabalho	8
2. REFERENCIAL TEÓRICO	9
2.1. Regulação de Monopólios	9
2.2. A Regulação Econômica por Incentivos	12
2.2.1. O Modelo de Regulação por Incentivos de Sappington	13
2.2.2. Principais Abordagens da Regulação por Incentivos	16
2.3. Definição dos Custos nos Modelos Regulatórios	18
3. REFERENCIAL ANALÍTICO	21
3.1. Considerações a respeito da metodologia utilizada pela ANEEL na definição dos Custos Operacionais Eficientes	22
3.2. Métodos de Análise de Eficiência	27
3.2.1. Análise Envoltória de Dados (DEA)	28
3.2.2. Fronteira Estocástica (SFA)	31
3.2.3. Fronteira Estocástica para dados em Painel	34
3.3. Consideração das variáveis ambientais	35
3.3.1. Análise de Eficiência em dois Estágios	37
3.3.2. Análise de Agrupamento (<i>Cluster Analysis</i>)	39
3.4. Descrição das variáveis e fonte de dados utilizados	41
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	49

4.1. Análise de eficiência de custos operacionais das empresas distribuidoras de energia elétrica	49
4.2. As variáveis ambientais e a eficiência das empresas distribuidoras de energia elétrica	66
4.2.1. Correção dos índices de eficiência das empresas distribuidoras de energia elétrica com base nos modelo Tobit.....	67
4.2.2. Análise de eficiência das empresas distribuidoras de energia elétrica agrupadas com base nas variáveis ambientais.....	72
5. RESUMO E CONCLUSÕES	80
REFERÊNCIAS	82
ANEXOS	90
A – Procedimentos para a definição dos Custos Operacionais do Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias	91
APÊNDICES	98
A – Resultados das Estimações dos Modelos de Eficiência (2009)	99
B – Estimativas dos índices de eficiência das distribuidoras de energia elétrica (2003 a 2008).....	103
C – Índices de Eficiência Média e Relativa estimados para os diferentes modelos analisados	113
D – Diferenças observadas nos índices de eficiência após a consideração das variáveis ambientais.....	116

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Resumo dos procedimentos analisados para a identificação dos Custos Operacionais Eficientes	22
Tabela 2. Comparação entre os modelos VRS orientados ao insumo e ao produto	30
Tabela 3. Descrição das variáveis gerenciais e ambientais utilizadas no trabalho.....	43
Tabela 4. Área Amostral Considerada no Cálculo do Salário Médio	46
Tabela 5. Cargos Utilizados na Composição do Salário Médio por Área de Concessão	47
Tabela 6. Índices de eficiência das distribuidoras de energia elétrica estimados a partir dos diferentes modelos avaliados, Brasil, 2009	52
Tabela 7. P-valor associado ao teste de Kolmogorov-Smirnov para a verificação da consistência entre os escores de eficiência de cada par de métodos analisados.....	56
Tabela 8. Coeficientes de correlação de Spearman (r_s) entre os <i>rankings</i> das distribuidoras pelos diferentes modelos avaliados, em 2009	58
Tabela 9. Correspondência na identificação dos 10 melhores e 10 piores desempenhos relativos entre as diferentes abordagens analisadas, 2009	59
Tabela 10. Índices de eficiência estimados para a distribuidora UHENPAL, Brasil, 2003 a 2009	62
Tabela 11. Coeficientes de correlação de Spearman (r_s) entre os <i>rankings</i> das distribuidoras resultantes da ordenação dos índices de eficiência relativa pelos diferentes modelos avaliados, em 2009	63
Tabela 12. Correlações entre medidas de eficiência, para os diferentes modelos analisados ..	65
Tabela 13. Estatísticas descritivas das variáveis ambientais, 2003 a 2009	67
Tabela 14. Índices de Eficiência corrigidos com base no modelo Tobit (mediana), 2009.....	68
Tabela 15. Estatísticas descritivas a respeito das diferenças entre os índices de eficiência após a correção com base no modelo Tobit (mediana), 2009.....	70
Tabela 16. Percentual de correspondência na identificação dos 10 melhores e piores desempenhos para cada uma das diferentes abordagens analisadas após a correção, 2009	71
Tabela 17. Formação dos grupos de 59 empresas distribuidoras brasileiras de energia elétrica segundo o Método de Ward, 2009.....	73

Tabela 18. Estatísticas descritivas das variáveis ambientais para os dois grupos de empresas distribuidoras de energia (AGR1 e AGR2), 2003 a 2009	74
Tabela 19. Índices de eficiência das distribuidoras de energia estimados a partir dos diferentes modelos avaliados, considerando o agrupamento por variáveis ambientais, 2009	74
Tabela 20. Estatísticas Descritivas das diferenças observadas nos índices de eficiência estimados considerando o agrupamento por variáveis ambientais (AGR) e as demais formas de agrupamento, para os diferentes métodos utilizados, 2009.....	77
Tabela 21. Percentual de correspondência na identificação dos 10 melhores e piores desempenhos para cada uma das diferentes abordagens analisadas considerando o agrupamento das empresas com base nas variáveis ambientais (AGR), 2009.....	78
Tabela A 1. Estimativa dos parâmetros da Fronteira Estocástica Cobb-Douglas, em painel, Brasil, 2003 a 2009	99
Tabela A 2. Estimativa dos parâmetros da Fronteira Estocástica Translog, em painel, Brasil, 2003 a 2009.....	99
Tabela A 3. Estimativas dos parâmetros da Fronteira Estocástica Cobb-Douglas, única, Brasil, 2009.....	100
Tabela A 4. Estimativas dos parâmetros da Fronteira Estocástica Translog, única, Brasil, 2009	100
Tabela A 5. Estimativas dos parâmetros do modelo COLS Cobb-Douglas, único, Brasil, 2009	100
Tabela A 6. Estimativas dos parâmetros da Fronteira Estocástica Cobb-Douglas, para o Grupo de empresas de grande porte (G1), Brasil, 2009	101
Tabela A 7. Estimativas dos parâmetros da Fronteira Estocástica Translog, para o Grupo de empresas de grande porte (G1), Brasil, 2009.....	101
Tabela A 8. Estimativas dos parâmetros da Fronteira Estocástica Cobb-Douglas, para o Grupo de empresas de pequeno porte (G2), Brasil, 2009	101
Tabela A 9. Estimativas dos parâmetros da Fronteira Estocástica Translog, para o Grupo de empresas de pequeno porte (G2), Brasil, 2009.....	102
Tabela A 10. Estimativas dos parâmetros do modelo COLS Cobb-Douglas, para o Grupo de empresas de grande porte (G1), Brasil, 2009.....	102
Tabela A 11. Estimativas dos parâmetros do modelo COLS Cobb-Douglas, para o Grupo de empresas de pequeno porte (G2), Brasil, 2009	102
Tabela B 1. Índices de eficiência das distribuidoras de energia elétrica estimados a partir dos diferentes modelos avaliados, Brasil, 2003.....	103
Tabela B 2. Índices de eficiência das distribuidoras de energia elétrica estimados a partir dos diferentes modelos avaliados, Brasil, 2004.....	104

Tabela B 3. Índices de eficiência das distribuidoras de energia elétrica estimados a partir dos diferentes modelos avaliados, Brasil, 2005.....	106
Tabela B 4. Índices de eficiência das distribuidoras de energia elétrica estimados a partir dos diferentes modelos avaliados, Brasil, 2006.....	107
Tabela B 5. Índices de eficiência das distribuidoras de energia elétrica estimados a partir dos diferentes modelos avaliados, Brasil, 2007.....	109
Tabela B 6. Índices de eficiência das distribuidoras de energia elétrica estimados a partir dos diferentes modelos avaliados, Brasil, 2008.....	110
Tabela C 1. Eficiência média das distribuidoras de energia elétrica pelos diferentes modelos analisados, Brasil, 2003- 2008	113
Tabela C 2. Ordenação das empresas com relação aos índices de eficiência relativos, obtidos com base nas diferentes metodologias, Brasil, 2009	114
Tabela D 1. Diferenças entre os escores de eficiência após a correção, pelo modelo Tobit (mediana), Brasil, 2009.....	116
Tabela D 2. Diferenças entre os escores de eficiência para os agrupamentos formados com base nas variáveis ambientais (AGR) e sem agrupamento (U), Brasil, 2009.....	117

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Estrutura da Revisão Tarifária Periódica realizada pela ANEEL.....	3
Figura 2. Eficiência Média estimada das 59 distribuidoras de energia pelos diferentes modelos avaliados, 2003 a 2009.....	50
Figura 3. Valores em logaritmos das relações entre os Custos Operacionais e os produtos (Unidades Consumidoras, Mercado Faturado e Redes) da distribuidora UHENPAL, 2003 a 2009.....	62
Figura 4. Dendrograma obtido pelo método de Ward para o agrupamento de 59 distribuidoras de energia elétrica brasileiras em 2009.....	73
Figura A 1. Fluxograma da definição dos custos operacionais no 3CRTP.....	91

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AES SUL: AES SUL DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA - RS
AME: AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA - AM
AMPLA: AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS - RJ
BANDEIRANTE: BANDEIRANTE ENERGIA - SP
BOA VISTA: BOA VISTA ENERGIA - RR
CAIUA: CAIUÁ DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA - SP
CEAL: COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS - AL
CEB: CEB DISTRIBUIÇÃO - DF
CEEE: COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - RS
CELESC: CELESC DISTRIBUIÇÃO - SC
CELG: CENTRAIS ELÉTRICAS DE GOIÁS - GO
CELPA: CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ - PA
CELPE: COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO - PE
CELTINS: COMPANHIA DE ENERGIA ELÉTRICA DO ESTADO DO TOCANTINS -
TO
CEMAR: COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO - MA
CEMAT: CENTRAIS ELÉTRICAS MATOGROSSENSES - MT
CEMIG: COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - MG
CEPISA: COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ - PI
CFLO: COMPANHIA FORÇA E LUZ DO OESTE - SP
CHESP: COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO - GO
CJE: COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA - SP
CLFM: COMPANHIA LUZ E FORÇA MOCOCA - SP
CLFSC: COMPANHIA LUZ E FORÇA SANTA CRUZ - SP
CNEE: COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - SP
COCEL: COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA - PR
COELBA: COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA - BA
COELCE: COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - CE

COOPERALIANÇA: COOPERATIVA ALIANÇA - SC
COPEL: COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - PR
COSERN: COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - RN
CPEE: COMPANHIA PAULISTA DE ENERGIA ELÉTRICA - SP
CPFL - Paulista: COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ - SP
CPFL - Piratininga: COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ - SP
CSPE: COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA - SP
DEMEI: DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IJUÍ - RS
DME-PC: DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ELETRICIDADE DE POÇOS DE CALDAS - MG
EBO: ENERGISA BORBOREMA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA - PB
EDEVP: EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA VALE PARANAPANEMA - SP
EEB: EMPRESA ELÉTRICA BRAGANTINA - SP
EFLJC: EMPRESA FORÇA E LUZ JOÃO CESA - SC
EFLUL: EMPRESA FORÇA E LUZ URUSSANGA - SC
ELEKTRO: ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS - SP
ELETROACRE: COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE - AC
ELETROCAR: CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO - RS
ELETROPAULO: ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO - SP
ELFSM: ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO - SP
EMG: EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA - ES
ENERSUL: ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA - MG
ENF: EMPRESA ENERGÉTICA DE MATO GROSSO DO SUL - MS
EPB: ENERGISA NOVA FRIBURGO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA - RJ
ESCELSA: ESPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS - ES
ESE: ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA - SE
HIDROPAN: HIDROELÉTRICA PANAMBI - RS
IENERGIA: IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA - SC
LIGHT: LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE - RJ
MUX-Energia: MUXFELDT MARIN & CIA - RS
RGE: RIO GRANDE ENERGIA - RS
SULGIPE: COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE - SE
UHENPAL: USINA HIDROELÉTRICA NOVA PALMA - RS

RESUMO

NASCIMENTO, Ana Carolina Campana, D.Sc., Universidade Federal de Viçosa, janeiro de 2013. **Regulação no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil: análise de metodologias alternativas para a definição dos custos operacionais eficientes.** Orientador: João Eustáquio de Lima. Coorientadores: Leonardo Bornacki de Mattos e Marcelo José Braga.

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão responsável pela regulação do setor de energia e, conseqüentemente pela definição das tarifas praticadas pelas distribuidoras. Alterações importantes nos mecanismos de tarifação do segmento de distribuição têm ocorrido nos últimos anos, sendo a mais recente ocorrida em 2011, ano que se iniciou o terceiro ciclo de revisões tarifárias (3CRTP). Neste ciclo, a definição dos custos operacionais eficientes, utilizados na definição das tarifas, passa a se basear em metodologias de eficiência comparativa, considerando ainda características das áreas de concessão. Uma vez que a definição dos custos operacionais eficientes e, por conseqüência as tarifas, dependem diretamente de medidas de desempenho, existem três pontos principais: a escolha dos *benchmarks*, as técnicas usadas para medir o desempenho das empresas e a forma como os resultados da análise de eficiência serão utilizados na definição destes custos. Além disso, tem-se que na estimação das eficiências de custos das distribuidoras pelos métodos de *benchmarking*, utilizam-se apenas informações a respeito de insumos e produto. Porém, existem fatores exógenos a empresa que impactam os custos de distribuição e podem refletir diferenças nos índices de eficiência das empresas, as denominadas variáveis ambientais. Existem diferentes formas de tratar estas variáveis na análise de eficiência e as principais concentram-se na adoção de uma correção dos índices fornecidos pelos métodos de *benchmarking* a partir da estimação de um modelo de regressão em um segundo estágio. No caso brasileiro, devido a grande heterogeneidade existente entre as áreas de concessão, estas variáveis necessitam de tratamento adequado, de modo a não influir no resultado final de comparação entre as empresas. O grande problema enfrentado pelos reguladores é a variedade de métodos disponíveis, com princípios e pressupostos muito diferentes, cada qual com suas

vantagens e desvantagens e que, algumas vezes, provêm resultados inconsistentes. Deste modo, a avaliação de condições de consistência é uma etapa importante uma vez que, caso as mesmas sejam cumpridas, facilitaria a escolha entre as abordagens. Devido a falta de consenso sobre qual a melhor estratégia e a busca por resultados que gerem incentivos a melhorias em termos de eficiência e qualidade, que sejam compatíveis a realidade das distribuidoras, neste estudo apresenta-se uma análise de consistência dos métodos atualmente utilizados pela ANEEL, bem como a comparação dos resultados encontrados por métodos alternativos descritos na literatura. Essa análise tem por objetivo auxiliar a escolha do método mais adequado ao tratamento das especificidades do caso do setor de distribuição de energia brasileiro. Para este fim, foram utilizadas diferentes formulações dos principais modelos de *benchmarking* para a análise de eficiência de custos das empresas distribuidoras de energia elétrica e, a verificação da consistência foi realizada. Utilizaram-se dados referentes a 59 empresas distribuidoras de energia elétrica brasileiras, bem como variáveis associadas às referidas áreas de concessão, no período entre os anos de 2003 a 2009. Os resultados encontrados permitiram verificar que os escores gerados pelos métodos adotados pela ANEEL não são consistentes entre si. Além de não apresentar consistência na correta identificação dos piores desempenhos, visto que o percentual de concordância com os demais métodos avaliados é baixo. Ademais, estes sofreram maiores influências das variáveis ambientais, em relação dos demais métodos. Com relação às demais metodologias avaliadas, os resultados obtidos indicam que a utilização de uma metodologia única aplicada ao conjunto de todas as distribuidoras, ao invés de combinações de métodos tendo como base diferentes grupos, pode ser uma alternativa interessante, visto que se obtém o aumento da precisão das estimativas. Na consideração das variáveis ambientais, pode-se concluir que a inclusão destas variáveis no processo pode alterar de maneira significativa tanto os índices de eficiência quanto o *ranking* e posterior identificação das melhores e piores práticas, o que demonstra a importância das mesmas na definição dos índices de eficiência. Observou-se também um impacto maior das variáveis ambientais na definição das melhores práticas e ainda que os resultados associados aos métodos de fronteira estocástica apresentaram-se mais coerentes com o que se espera, uma vez que as variáveis ambientais, apesar de importantes, não apresentaram efeito maior que as gerenciais. De modo geral, apesar de não esgotar as possibilidades de análises e variáveis para a solução do problema, deve-se ressaltar que, dependendo do método, os resultados obtidos são discordantes e, portanto, a escolha daquele a ser utilizado e, principalmente da forma como ele será utilizado para a definição dos custos operacionais

eficientes, deve ser feita de maneira criteriosa visando uma melhor adequação a realidade enfrentada pelas empresas.

ABSTRACT

NASCIMENTO, Ana Carolina Campana, D.Sc., Universidade Federal de Viçosa, January of 2013. **Regulation in the sector of distribution of electricity in Brazil: analysis of alternative methodologies for the definition of efficient operating costs.** Adviser: João Eustáquio de Lima. Co-advisers: Leonardo Bornacki de Mattos and Marcelo José Braga.

The National Agency of Electric Energy (ANEEL) is the body responsible for regulating the Brazilian energy sector and hence by the definition of tariffs charged by distributors. In the last years, have occurred significant changes in the pricing mechanisms of the distribution segment. Most recently, in 2011 started the third cycle of tariff revisions (3CRTP). In this cycle, the definition of efficient operating costs, used in definition tariffs, is based on comparative efficiency methodologies, and considering the characteristics of the concession area. Since the definition of efficient operating costs and therefore prices, directly depend on performance measures, there are three main points: the choice of benchmarks, the techniques used to measure the performance of companies and how the results of efficiency analysis will be used in defining these costs. Moreover, in the estimation of the cost efficiencies by benchmarking methods, is used only information about input and output. However, there are exogenous factors that impact the company distribution costs and may reflect differences in efficiency levels, so-called environmental variables. There are different ways to treat these variables in the efficiency analysis and the main is based on the adoption of a correction of the indices provided by methods of benchmarking from the estimation of a regression model in the second stage. Due to the large heterogeneity between the concession areas, in Brazil, these variables need proper treatment, so as not to influence the final result of comparison between companies. The major problem faced by regulators is the variety of methods available, with different principles and assumptions, each with its advantages and disadvantages and that sometimes provides inconsistent results. Thus, evaluation of conditions of consistency is an important step since, if they are met, facilitates the choice between approaches. Due to lack of consensus on the best strategy and the search by results

that generate incentives for improvements in efficiency and quality, compatible with the reality of the distributors, this study presents an analysis of the consistency of the methods currently used by ANEEL and comparing the results found by alternative methods described in the literature. This analysis aims to assist in choosing the most appropriate method to treat the specific case of the power distribution sector in Brazil. Were used different formulations of the benchmarking models for the analysis of cost efficiency of the electricity distribution companies, and consistency checks were performed. Were used data from 59 companies Brazilian electricity distributors, as well as variables associated with these concession areas, between the years 2003 to 2009. The results allowed to verify that the scores generated by the methods adopted by ANEEL are not consistent with each other. Besides not provide consistency in the correct identification of the worst practices since the percentage of agreement with the other methods evaluated is low. Moreover, these suffered major influences of environmental variables in relation of the other methods. As to the others methodologies, the results obtained indicate that using a single methodology applied to the set of all distributors, rather than combinations of methods based on different groups, it may be an interesting alternative, since obtains the increase in the accuracy of estimates. It can be concluded that the inclusion of environmental variable may significantly alter the efficiency indices and consequently the identification and ranking of best and worst practices, demonstrating their importance in defining the indices efficiency. We also observed a greater impact of environmental variables in defining best practices and that the results associated with the stochastic frontier methods were more consistent with expected, since environmental variables, while important, not show greater effect than the management variables. In general, this study not exhaust the all possibilities of analysis and variables for solving the problem, it should be highlight that depending on the method, the results are conflicting, and therefore the selection of the method to be used and especially the shape how it will be used for the definition of efficient operating costs, must be done very carefully to better fit the reality faced by companies.

1. INTRODUÇÃO

1.1. Considerações iniciais

O setor elétrico brasileiro vem passando por profundas transformações em sua estrutura organizacional e produtiva desde o início da reforma ocorrida em 1993. Naquele ano, foi extinta a equalização tarifária¹ vigente e criados os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores e, o conceito de consumidor livre². Mais tarde, em 1996, foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, cujo objetivo foi a desverticalização das empresas de energia elétrica, dividindo o setor nos segmentos de geração, transmissão e distribuição (CCEE, 2010).

Os segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica caracterizam-se por serem monopólios naturais. Mercados deste tipo apresentam características que fazem com que as condições normais de concorrência não possam ser garantidas e, deste modo, torna-se necessária a presença de um órgão regulador, no caso brasileiro, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

A mudança do modelo regulatório significou a alteração de uma estrutura estatal centralizada para um modelo no qual o Estado assume a posição de regulador da atividade e das empresas, cujo objetivo é proporcionar condições favoráveis para o funcionamento do mercado, coibindo o comportamento monopolista, zelando pela qualidade, impedindo discriminações injustas, e estimulando a eficiência e progresso técnico por parte das firmas, buscando assim reduzir as falhas de mercado (ARAÚJO, 2005).

¹ O mecanismo da equalização tarifária permitia que os consumidores de todas as regiões do país gozassem do mesmo nível tarifário, para a mesma classe de consumo.

² Consumidores com a possibilidade de escolha do fornecedor de energia elétrica, que não a concessionária que detém a área de concessão onde o consumidor está localizado.

No caso do serviço de distribuição de energia elétrica, a concessão é realizada por meio de contratos e os valores das tarifas de fornecimento de energia elétrica são revisados pela ANEEL, periodicamente a cada 4 ou 5 anos, dependendo do contrato de concessão da empresa (ANEEL, 2006). A revisão das tarifas, visando uma prática tarifária adequada, é um dos instrumentos mais importantes da regulação econômica de monopólios, e, deve seguir alguns princípios básicos: a) corrigir as imperfeições do mercado; b) incentivar a eficiência; c) garantir a qualidade adequada dos serviços prestados; e, d) manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão (PINTO JUNIOR et al., 2007).

No Brasil, os contratos de concessão para distribuição de energia elétrica, firmados a partir de 1995, delinearam dois mecanismos de mudança nas tarifas. O primeiro, denominado reajuste tarifário anual (RTA), ocorre no período entre revisões tarifárias, permitindo à empresa internalizar os ganhos advindos da redução de custos gerenciáveis. Caso alcance tais ganhos, esses são apropriados integralmente até a próxima revisão tarifária, o que é coerente com o que se conhece como regulação por incentivos. Além disso, para garantir que o valor econômico dos custos gerenciáveis, em termos reais, não se deteriore, essa parcela é ajustada pela inflação. Por outro lado, a parcela dos custos não gerenciáveis (*pass-through*) é repassada imediatamente à tarifa. No segundo mecanismo, denominado de Revisão Tarifária Periódica (RTP), são realizados os cálculos do Reposicionamento Tarifário (RT) e do chamado “Fator X”, que identifica os ganhos de produtividade na área de concessão que serão subtraídos da tarifa nos reajustes subsequentes (ANEEL, 2011a).

O RT envolve a redefinição das tarifas de energia elétrica em nível compatível com o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão. Para tanto, calcula-se a receita requerida, que corresponde à receita compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes das distribuidoras e com o retorno adequado para o capital investido. A receita requerida engloba os custos relacionados às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, inclusive geração própria, além dos encargos setoriais definidos em legislação específica, cujos montantes e preços, em certa medida, escapam à vontade ou gestão da distribuidora (parcela A) e os custos gerenciáveis, isto é, os custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, sujeitos ao controle ou influência das práticas

gerenciais adotadas pela concessionária (parcela B), conforme apresentado na figura 1.

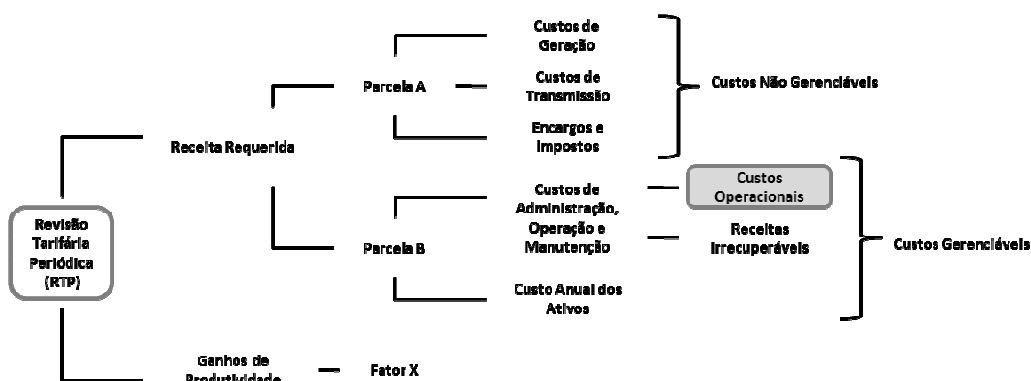


Figura 1. Estrutura da Revisão Tarifária Periódica realizada pela ANEEL.
 Fonte: Adaptado de Instituto Acende Brasil e Siglasul, 2007.

Nesta fase, são consideradas as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional, de modo que as tarifas devem ser reposicionadas em um nível compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes e com a remuneração adequada dos investimentos realizados de forma prudente pelas distribuidoras (SOUZA et al., 2010).

A definição das tarifas não é uma tarefa trivial e o que o regulador busca são preços que conciliem interesses dos consumidores (menores tarifas) e remunerem adequadamente as distribuidoras. Todavia, esta tarefa está inserida num contexto onde há informação assimétrica e imperfeita com relação às diferentes realidades enfrentadas pelas empresas. Deste modo, o regulador não dispõe de meios para observar as ações e avaliar a razoabilidade dos gastos e o grau de esforço despendido pela distribuidora e, ainda, qual seria o custo de fornecimento se a mesma atendesse ao seu mercado de forma alternativa (utilizando outra configuração da rede, outros equipamentos, outra estrutura organizacional, etc.).

Neste sentido, tem-se que se os custos considerados na determinação da tarifa forem superdimensionados, os consumidores pagarão uma tarifa injustamente alta e, por outro lado, se os custos forem subdimensionados, os investimentos feitos pelas empresas não serão adequadamente remunerados, comprometendo a qualidade e a sustentabilidade dos serviços.

Por se tratar da parcela que depende diretamente das ações gerenciais das empresas distribuidoras, os custos operacionais representam o grande desafio do processo de regulação econômica e sobre o qual recai o foco dos mecanismos de incentivos. Por este motivo, esta parcela vem sendo objeto de estudo por parte dos pesquisadores e aprimoramentos por parte dos órgãos reguladores no Brasil e no mundo.

Para contornar o problema da assimetria de informação e estimular o aumento da eficiência econômica do setor, os órgãos reguladores têm adotado os chamados “custos operacionais eficientes” nas revisões tarifárias das empresas distribuidoras. A definição destes custos baseia-se em um modelo de regulação por desempenho, competição ou comparação (*yardstick competition*), proposto por Shleifer (1985), que estabelece padrões usados na avaliação de custos. Nestes casos, os órgãos reguladores têm a opção de adotar dois tipos de *benchmarks* para a comparação, quais sejam: os endógenos (*linked*), isto é, a comparação ocorre diretamente entre as empresas do setor ou, exógenos (*un-linked*), em que as empresas têm seus custos comparados a de uma empresa eficiente hipotética, com características semelhantes àquelas apresentadas pelas empresas reguladas.

Especificamente no Brasil, os procedimentos de definição dos custos vêm sofrendo alterações desde 2003, quando ocorreu o primeiro ciclo de Revisões Tarifárias (1CRTP). Nos primeiro e segundo ciclos (1CRTP e 2CRTP), a abordagem empregada pela ANEEL para determinação dos custos operacionais foi a de Empresa de Referência (ER). O modelo ER utilizado segue uma abordagem tipo *bottom-up* que se inicia com a identificação de todos os processos inerentes à atividade de distribuição de energia elétrica nas áreas comercial e técnica, passa pelo estabelecimento dos custos eficientes de cada um dos processos identificados e se encerra com uma estimativa para o total dos custos operacionais eficientes (ANEEL, 2006). Nesse modelo, a tarifa resultante torna-se dissociada dos custos reais incorridos pela empresa, o que preserva os incentivos para incrementos de eficiência trazidos pelo regime de preço-teto, dado que uma redução dos custos estará associada a um aumento dos lucros das distribuidoras por, pelo menos, certo período de tempo (SILVA, 2007).

Apesar de apresentar vantagens como a possibilidade de se incorporar à análise a heterogeneidade enfrentada pelas empresas em relação às condições de

operação e o fato de o regulador não precisar basear suas decisões em informações de custo fornecidas pelas concessionárias, este método foi objeto de muitos questionamentos na literatura. Weisman (2000), por exemplo, argumenta que a metodologia representa um acentuado retrocesso, uma vez que os incrementos de eficiência eventualmente revelados não têm qualquer relação com o comportamento real do mercado, dado que a comparação se dá com uma empresa hipotética. Além deste, Gomez-Lobo e Vargas (2001) afirmam que esta abordagem é demasiadamente detalhista, demandando tempo e recursos em excesso, e contribui negativamente para a transparência e objetividade do processo regulatório.

Especificamente, o modelo ER implementado no setor de distribuição de energia brasileiro foi objeto de estudo de Silva (2007), o qual concluiu que os objetivos do regulador podem não ter sido maximizadores do bem-estar em algumas situações e este sugere uma possível distorção nos parâmetros de custos empregados no enfoque de Empresa Modelo. Além disso, o estudo indica que o uso de técnicas de análise de eficiência comparativa pode contribuir para garantir maior transparência e credibilidade aos resultados obtidos com a aplicação da abordagem de Empresa de Referência.

Conforme observado, a metodologia da empresa de referência é bastante complexa e por este motivo, em 2011, a ANEEL apresentou uma nova metodologia para o terceiro ciclo de revisões (3CRTP) que, segundo a mesma, avança ainda mais no foco da discussão do nível de custos a ser reconhecido e considerado no cálculo das tarifas. No 3CRTP, a definição dos custos operacionais eficientes se atém ao custo global e à observância de seu nível eficiente, considerando as características de cada área de concessão, em detrimento às minúcias do modelo de ER. Buscou-se, segundo a ANEEL, preservar os princípios e fundamentos que balizaram a definição dos custos operacionais nos ciclos anteriores, introduzindo aperfeiçoamentos na metodologia anteriormente utilizada (ANEEL, 2011a). Para atingir as finalidades citadas, buscou-se utilizar ferramentas que até então não eram utilizadas na definição dos custos operacionais no Brasil, mas que são amplamente utilizadas pelas Agências Reguladoras dos setores de energia em todo o mundo. São métodos de *benchmarking*, entre as quais as fronteiras de eficiência, que têm objetivos similares ao modelo ER, porém menos intensivos em dados.

1.2. O problema e sua importância

Uma vez que a definição dos custos operacionais eficientes e, por consequência as tarifas, dependem diretamente de medidas de desempenho, existem três pontos principais a serem considerados: a escolha dos *benchmarks*, as técnicas usadas para medir o desempenho das empresas e a forma como os resultados da análise de eficiência serão utilizados na definição dos custos operacionais eficientes. Jasmab e Pollit (2001) mostraram que os principais métodos de *benchmarking* usados na regulação de setores de distribuição de eletricidade são: o método de Análise Envoltória de Dados (DEA – *Data Envelopment Analysis*); os modelos de fronteira estocástica (SFA – *Stochastic Frontier Analysis*) e, o Método dos Mínimos Quadrados Corrigidos (COLS – *Corrected Ordinary Least Square*). O grande problema é que estes métodos possuem princípios e pressupostos muito diferentes, cada qual com suas vantagens e desvantagens (SOUZA et al., 2010) e, dependendo do conjunto de dados em que serão aplicados, os resultados obtidos podem ser muito discrepantes.

As mudanças nos procedimentos adotados para definição de custos, a cada período de revisão e, os diversos estudos encontrados na literatura, como, por exemplo, Zanini (2004); Agrell & Bogetoft (2007); Haney & Pollit (2009), sobre formas de regulação para este setor, mostram o desafio enfrentado pelos reguladores, e ainda que não há consenso sobre qual a melhor estratégia metodológica nestes casos. Segundo Estache et al. (2004), o problema enfrentado pelos reguladores é ainda mais complexo quando as diferentes metodologias provém resultados inconsistentes. Neste sentido, Bauer et al. (1998) argumentaram que não é necessário haver um consenso sobre qual é a melhor abordagem para medir a eficiência. Em vez disso, os autores propuseram um conjunto de condições de consistência que, se cumpridos, evitaria a escolha entre as abordagens, a fim de estabelecer condições em que as metodologias de fronteira são mais úteis às autoridades reguladoras.

Há, além da escolha do método de *benchmarking*, outra preocupação por parte dos reguladores, é o tratamento das denominadas variáveis ambientais³. Isso ocorre porque, na estimação das eficiências de custos das distribuidoras pelos métodos de *benchmarking* citados, utilizam-se apenas informações a respeito de insumos e produto. Porém, existem fatores exógenos à empresa que impactam os custos de distribuição e podem refletir diferenças nos índices de eficiência das empresas e, para as quais existem diferentes formas de tratamento. Dentre as principais abordagens para este fim, concentra-se a adoção de uma correção dos índices fornecidos pelos métodos de *benchmarking* a partir da estimação de um modelo de regressão em um segundo estágio. No caso brasileiro, as distribuidoras de energia enfrentam realidades bastante distintas com relação ao nível salarial praticado nas diferentes regiões do país; a intensidade de chuvas, que afeta os custos de operação e manutenção das redes; a densidade do mercado atendido, isto é, se o mesmo é concentrado numa pequena área ou se o nível de dispersão das redes é elevado; além do nível de complexidade enfrentado para combater as perdas não técnicas. Deste modo, devido à grande heterogeneidade existente entre as áreas de concessão e, portanto, da justificativa de custos mais altos em algumas regiões, estas variáveis devem ser consideradas necessitando de tratamento adequado, de modo a não influir no resultado final de comparação entre as empresas.

Para o 3CRTP, a ANEEL adotou um procedimento complexo para a definição dos custos operacionais eficientes, envolvendo na definição dos índices de eficiência de custos das empresas distribuidoras brasileiras a combinação de dois métodos de análise de eficiência e a consideração de três métodos de correção no segundo estágio para tratar as variáveis ambientais.

Diante da dificuldade enfrentada pelo regulador e dada a importância do tema para a sociedade como um todo, torna-se extremamente relevante uma análise a respeito dos métodos atualmente utilizados pela ANEEL, bem como a análise dos resultados encontrados por métodos alternativos descritos na literatura. Esta investigação é importante na medida em que se busca um instrumento que gere

³ Denominam-se variáveis ambientais as características da área de concessão, exógenas à gestão das empresas distribuidoras, mas que podem influenciar o nível dos custos operacionais das mesmas, por exemplo: volume de chuvas, complexidade da área de concessão, densidade de clientes, PIB *per capita*, entre outras.

incentivos para o contínuo aumento em investimentos, produtividade e eficiência, além da qualidade e quantidade dos serviços prestados, criando assim um ambiente mais próximo do concorrencial. Deste modo, a correta identificação das empresas eficientes é bastante relevante para que os incentivos sejam compatíveis e as melhorias conquistadas pelo aumento da eficiência sejam repassadas ao consumidor final pela redução das tarifas atualmente praticadas.

1.3. Objetivos

Analisar a metodologia de definição dos custos operacionais eficientes adotada pela ANEEL para o terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias (3CRTP) e avaliar possíveis alternativas para a mesma.

Especificamente, pretende-se:

- a) Realizar uma análise de consistência dos procedimentos adotados pela ANEEL para a definição dos custos operacionais no 3CRTP (2011 – 2014);
- b) Investigar metodologias alternativas para avaliar a eficiência técnica das empresas de distribuição de energia elétrica;
- c) Analisar formas de considerar a heterogeneidade existente entre as empresas distribuidoras e os locais onde as mesmas estão inseridas, a fim de encontrar parâmetros adequados de comparação necessários para a correta aplicação do modelo de regulação por comparação.

1.4. Estrutura do trabalho

Para cumprir os objetivos propostos, este trabalho está organizado em 4 capítulos, além desta introdução. No capítulo 2 é apresentado o Referencial Teórico que fundamenta a análise. As metodologias utilizadas para responder às questões propostas na pesquisa encontram-se apresentadas no capítulo 3 e o capítulo 4 contém a discussão acerca dos resultados obtidos. Por fim, no Capítulo 5 são tecidas as principais conclusões do estudo.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

O referencial teórico que sustenta o problema em análise está relacionado com a teoria de regulação de monopólios. Mais precisamente, este trabalho está fundamentado na teoria de regulação por incentivos a qual foi utilizada com vistas a determinar mecanismos de regulação mais eficientes para o setor de energia elétrica no Brasil.

2.1. Regulação de Monopólios

Alguns setores da economia possuem características que impedem que o equilíbrio entre oferta e demanda seja alcançado de forma natural, e este é o caso dos segmentos de transmissão e distribuição de energia. Tais características são implicações decorrentes da relação entre os agentes envolvidos e se apresentam, principalmente, na forma de barreiras à entrada, assimetria de informação, custos de transação e presença de economias de escala e escopo. Mercados com estas características são definidos como sendo monopólios naturais.

A característica principal dos monopólios naturais é o fato de que os custos de produção tornam um único produtor mais eficiente do que um grande número de produtores (BAUMOL; WILLIG, 1981). Esta característica, conhecida como subaditividade da função custo, normalmente decorre do fato de que são elevados os custos fixos necessários para a implantação do negócio, porém, é baixo o custo marginal para produzir uma unidade adicional do produto. Quando se trata de um mercado com apenas um produto, a condição necessária e suficiente para que se tenha um monopólio natural é que existam economias de escala, isto é, sempre que o custo marginal for declinante com o aumento da produção (SHIROTA, 1996).

Um monopólio natural traz o conflito de interesse entre as eficiências alocativa e produtiva. Com relação a esta última, ter apenas uma empresa operando resulta em menores custos de produção, porém, como garantir que o monopolista reduzirá seus custos e praticará o preço adequado do ponto de vista social (eficiência alocativa), ou seja, que o mesmo irá operar ao nível de custo marginal, como se estivesse em um mercado concorrencial? Essa é claramente a situação observada nos segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica, em que há presença de economias de escala e escopo, constituindo um caso específico de monopólio natural (PINTO JÚNIOR; FIANI, 2002).

Dito isto, como as condições do mercado não possibilitam a maximização do bem-estar de todos os agentes envolvidos, necessita-se, assim, da figura de um regulador como mecanismo de correção das falhas. A presença de um regulador, por outro lado, traz consigo o que se denomina “relação agente-principal”, que se caracteriza como sendo aquela na qual há a presença de ao menos dois indivíduos, o principal (regulador), que se refere àquele que deseja contratar outro indivíduo para realizar determinada tarefa, e o agente (firma regulada), que realizará a tarefa para o principal, além do problema da assimetria de informação (ARROW, 1986; ROSS, 1973 e JENSEN; MECKLING, 1976). Deste modo, pode-se afirmar que se está diante de uma relação agente-principal sempre que, em uma determinada relação, o bem-estar de alguém depender da ação de outro. Nesta relação, o agente representa a parte ativa ou atuante, enquanto o principal será a parte afetada pela ação do agente (KESSLER, 2006).

A relação agente-principal apresenta como problema básico a determinação do conjunto de ações e do desenho regulatório a ser escolhido, uma vez que existe um conflito de interesses entre as partes, dado que tanto o agente quanto o principal procuram sempre maximizar a sua função objetivo. Assim, a definição por parte do regulador de uma estrutura regulatória que concilie seus interesses, além dos do consumidor e das empresas reguladas, na presença de assimetria de informação, é seu principal desafio.

Denomina-se assimetria de informação a situação em que uma das partes (agente ou principal) possui informações relevantes para a definição das condições do contrato que a outra parte desconhece. Em condições normais, o agente tem maiores informações para avaliar previamente se o contrato oferecido pelo principal

atende ou não a sua condição mínima de bem-estar e o esforço que será despendido na execução da tarefa (ARAÚJO, 2005; KESSLER, 2006).

Especificamente, no caso do segmento de distribuição de energia, o nível tarifário é baseado, entre outras coisas, nos custos associados ao serviço, e o regulador não tem condições de avaliar completamente os custos reais incorridos pelas distribuidoras e, portanto, torna-se um desafio estabelecer níveis adequados à manutenção do serviço com qualidade, quantidade e segurança necessárias, garantindo os termos estabelecidos no contrato de concessão e protegendo os consumidores do poder de mercado das empresas prestadoras do serviço. Nestes casos, o Estado, no papel da ANEEL, busca em sua estrutura regulatória mecanismos que minimizem as limitações relacionadas à ação regulatória junto às empresas concessionárias, uma vez que estas têm muito mais informação quanto à realidade dos custos inerentes à prestação e operação do serviço que o regulador.

Segundo Arrow (1986) e também Macho-Stadler e Perez-Castrillo (2001), há dois tipos diferentes de assimetria de informação e, pode-se afirmar, estas estão presentes na relação agente-principal enfrentada pelas agências reguladoras de energia, quais sejam: o Risco Moral (*Moral Hazard*) e a Seleção Adversa (*Adverse Selection*). O Risco Moral ocorre quando as ações do agente não são verificáveis ou quando o agente recebe informações privilegiadas após a relação já estar iniciada. Ou seja, no momento da definição das condições do contrato, os ambos têm a mesma informação, contudo, na sequência, o principal não consegue verificar o efetivo esforço empregado pelo agente na execução do contrato. No caso do segmento de distribuição, as concessionárias têm a possibilidade de observar diretamente a suas ações e aperfeiçoar a execução das tarefas de modo a maximizar seus ganhos a partir da redução dos seus custos. Por outro lado, tal comportamento não pode ser diretamente observado pelo regulador, seja pela própria impossibilidade prática ou pelo custo do monitoramento. Ademais, o que o regulador observa são os produtos gerados ou o resultado da ação do agente, que é afetado não somente pela ação do agente, mas também por outras variáveis que não estão sob seu controle.

No caso da Seleção Adversa, o agente possui, antes da definição do contrato, informações privilegiadas que podem afetar o resultado da ação contratada. Mesmo assumindo uma hipótese de que o principal conheça ou possa verificar o comportamento do agente, a escolha ótima do agente ainda assim dependerá das suas

características particulares. Isto é, o problema de seleção adversa surge das características do agente, pois o principal sabe que o agente poderá optar entre muitas formas possíveis para cumprir o contrato, porém o principal não tem como antecipar e distinguir essas preferências previamente, o que impede que possa utilizar essa informação em seu interesse (KESSLER, 2006).

Para contornar esse problema o regulador deve criar um sistema de incentivos que induza o agente a um comportamento coerente com os objetivos do principal, minimizando as perdas e aumentando o valor da produção. O sistema de incentivos deve fazer com que o agente revele suas preferências, o que reduzirá a assimetria de informação e possibilitando ao principal, uma melhor gestão dos contratos.

Segundo Araújo (2005), apesar de existirem diversas formas de regulação, não é fácil encontrar um modelo regulatório de sucesso, e a experiência e análises disponíveis têm mostrado que não existe um regime regulatório claramente superior a outro em todas as dimensões.

Os primeiros modelos de regulação baseavam-se na regulação por custos ou taxas de retorno (*rate of return* – ROR). Neste modelo, a empresa prestadora de serviços cobra uma tarifa suficiente para cobrir todo custo incorrido pela prestação do serviço, acrescido de uma taxa de retorno sobre investimentos. Apesar de o modelo ser útil para coibir o abuso do poder de mercado, o mesmo não fornece incentivos para a redução de custos ou a busca por custos operacionais mais eficientes, uma vez que toda redução de custos identificada pelo regulador implica numa rápida redução da tarifa. Segundo Jamasb & Pollitt (2001), a ROR causa ineficiência administrativa, que é atribuída à ausência de competição. Devido à falta de competição gerada por este método, outras metodologias de regulação são propostas. Dentre estas, destaca-se a regulação por incentivos.

2.2. A Regulação Econômica por Incentivos

Existem diferentes propostas teóricas e exemplos empíricos para o tratamento das limitações que impedem determinados mercados de funcionarem normalmente em regime de concorrência sendo, a regulação econômica por incentivos, uma das principais abordagens atualmente utilizadas (MEGGINSON, 2005).

2.2.1. O Modelo de Regulação por Incentivos de Sappington

Para Sappington (1994), a regulação por incentivos pode ser definida como a implementação de regras que encorajam as firmas reguladas a atingir metas desejadas pela concessão. Para tanto, algumas definições são relevantes: i) os objetivos específicos a serem atingidos; ii) o grau de liberdade da firma regulada na tomada de decisões quanto à prestação do serviço, e iii) a firma regulada estará sujeita às ações de fiscalização do regulador, seja através dos resultados operacionais ou do estabelecimento de metas associadas à qualidade e à eficiência do serviço.

Como já discutido, a firma regulada possui melhores informações a respeito da prestação do serviço e, portanto, torna-se necessário que sejam empregadas medidas que incentivem a firma regulada a utilizar essa informação em prol de interesses que sejam comuns aos da sociedade, para que ambas as partes obtenham ganhos. Essa situação ocorre, por exemplo, quando a firma tem conhecimento de que uma mudança tecnológica, que reduzirá o custo de operação, pode ser implantada. Porém, se não houver um mecanismo regulatório que permita a firma apropriar-se de, pelo menos, uma parte do ganho obtido, a mesma não terá interesse em reduzir os custos, mesmo que possível (KESSLER, 2006).

Os mecanismos utilizados em uma política regulatória devem considerar o conflito de interesses e a presença da assimetria de informação, presentes devido ao fato de se tratar de monopólio natural, como restrições a serem acomodadas simultaneamente na busca da eficiência. Uma formalização da política regulatória, sob a ótica da regulação por incentivos, é apresentada por Sappington (1994).

No contexto do segmento de distribuição de energia, o desenho de uma política regulatória pode ser visto como a resolução por parte do principal (agência reguladora) do seguinte problema:

$$\max E^R \{ V(P, X, A) | I^R \} \quad (1)$$

condicionado a:

$$E^F \{ \pi (P, X, A) | I^F \} \geq \bar{\pi} \quad (2)$$

$$A = \max_a E \{ \pi (P, X, A) | I^F \}, \quad (3)$$

em que E são as expectativas do regulador (E^R) e das distribuidoras (E^F); V o valor da função objetivo; I as informações disponíveis para o regulador (I^R) e para as distribuidoras (I^F); P os instrumentos da política regulatória; X os resultados observáveis das distribuidoras, e o comportamento não observável das distribuidoras (A); o lucro do setor não-regulado (Π). A condição de equilíbrio a ser atendida é que o lucro esperado pela distribuidora (π) seja maior ou igual ao do mercado não regulado.

Na definição do formato da política regulatória (1), que maximiza o valor (V) da sua função objetivo, o regulador deverá considerar a informação que lhe é disponível (I^R) e os instrumentos da política regulatória (P), dada às informações disponíveis (I^F), irão especificar a forma como o regulador exercerá a sua função na prática.

Para tanto, os instrumentos (P) mais comumente utilizados são os preços máximos (*price cap*); controle do retorno sobre o lucro; controles financeiros; e penalidades. Esses instrumentos são aplicados considerando os resultados observáveis (X) das distribuidoras, como por exemplo, custos, qualidade do serviço e rentabilidade. Porém, o regulador tem que considerar que uma parcela das decisões tomadas pela distribuidora não pode ser observada (A) pela ação regulatória, mas que essas decisões afetarão de forma equivalente seu desempenho (KESSLER, 2006).

A distribuidora regulada, por sua vez, escolhe as ações que maximizam (3) o lucro esperado (π), considerando a informação a sua disposição (I^F) e os instrumentos da política regulatória definidos pelo regulador (P). Essa função representa a restrição quanto ao conflito de interesses entre regulador e firma regulada.

A equação (2) define a restrição de participação nesse modelo, em que o lucro esperado da distribuidora (π) seja pelo menos igual ao lucro esperado no setor não regulado (Π).

Os instrumentos da política regulatória (P) estão contidos nos contratos de concessão e referem-se ao estabelecimento de normas e procedimentos a respeito da forma como o serviço deve ser prestado e os direitos e deveres do consumidor e da concessionária. Esses procedimentos regulamentam as tarifas que serão cobradas pelo serviço, a forma de repasse das variações de custo, as regras gerais para o fornecimento de energia elétrica aos consumidores, as fiscalizações (conteúdo, periodicidade, forma, etc.) às quais a concessão deve ser submetida, os

compromissos e garantias para a segurança na continuidade do fornecimento de energia elétrica, entre outros.

No conjunto de normas está definida uma série de indicadores pelos quais o regulador controla a quantidade e a eficiência da firma na prestação do serviço regulado. Dentre esses indicadores, destacam-se a qualidade no fornecimento de energia elétrica (DEC e FEC)⁴, o desempenho econômico-financeiro e a satisfação do consumidor. Esse conjunto de informações traduz-se no que o modelo denominou de resultados observáveis pelo regulador (X), pois representa o conjunto de dados a disposição do regulador a respeito da forma como a concessionária está prestando o serviço.

Por fim, o comportamento das firmas reguladas que não é observável (A) pelo regulador decorre das decisões e estratégias empresariais que cada uma das firmas que operam no setor toma como forma de atender aos seus objetivos individuais e aqueles decorrentes do marco regulatório. Esse é o ponto principal nesse modelo, pois é através da possibilidade do gerenciamento de determinadas alternativas não observadas pelo regulador que as firmas procurarão maximizar o retorno esperado do negócio regulado. E, através da possibilidade de que existam ganhos potenciais que podem ser alcançados com o desenvolvimento do negócio regulado, é que o regulador precisa desenvolver mecanismos eficientes de incentivo para que as firmas sintam-se encorajadas a fazer escolhas que produzirão ganhos para todos os envolvidos no processo do serviço regulado.

Deste modo, fica evidente que a assimetria de informação existente entre o regulador e firma regulada, como já destacada anteriormente, é a peça fundamental no desenho regulatório proposto por Sappington (1994), pois, na grande maioria das situações que surgem, o regulador não consegue medir com precisão a dificuldade e o custo necessários para que a empresa melhore seu desempenho operacional, encontrando, conseqüentemente, dificuldade em ajustar com precisão como a firma deve ser recompensada ou penalizada e, ainda, quando são atingidos ou não os objetivos propostos pelo modelo regulatório. Deste modo, ajustar padrões de

⁴ DEC- duração equivalente da interrupção do fornecimento de energia elétrica por unidade consumidora e o FEC- frequência equivalente da interrupção fornecimento de energia elétrica por unidade consumidora.

desempenho que sejam apropriados às estruturas de recompensa e de penalidade definidos é o ponto central de uma política regulatória (KESSLER, 2006).

2.2.2. Principais Abordagens da Regulação por Incentivos

Para alcançar os objetivos propostos e reduzir o problema da assimetria de informação, surgiram os métodos de regulação econômica por incentivos. Os métodos inicialmente propostos deveriam requerer menos informação por parte do regulador do que o mecanismo baseado em custos (ROR), uma vez que as empresas têm maior conhecimento sobre suas próprias condições de operação e planejamento que o regulador (ARAÚJO, 2005). A expectativa era que este tipo de mecanismo fosse mais eficiente em estimular a redução de custos, a melhoria da qualidade de serviço de forma rentável, além de estimular (ou pelo menos não inibir) investimentos e a introdução de novos produtos e serviços (JOSKOW, 2005).

No caso do setor elétrico, a regulação por incentivos normalmente se apresenta na forma de regulação por preço teto (*price cap*), regulação da qualidade e regulação por padrão de comparação (*yardstick competition*) (MEGGINSON, 2005). Como alternativa aos primeiros modelos de regulação, ROR, a abordagem do preço limite ou preço teto (*price cap*) surge como uma inovação significativa. Introduzido por Littlechild (1983), este modelo foi proposto visando estimular a eficiência produtiva. Neste tipo de regulação, fixa-se um preço máximo a ser praticado pela empresa regulada num período pré-estabelecido. Deste modo, a tarifa passa a ser “independente” dos custos da empresa durante este período, o que faz com que as empresas busquem a redução de custos, dado que a mesma se traduzirá em margens maiores para a empresa. Ao final do período pré-estabelecido, no caso brasileiro em média 4 anos, as tarifas são revisadas com base nos custos incorridos pelas empresas durante o ciclo tarifário.

Apesar do alto poder de incentivo a ele associado, este modelo de regulação, segundo alguns autores⁵, tende a prejudicar a qualidade do bem ou serviço quando a qualidade e custos são conflitantes. Deste modo, propõe-se associar este método com

⁵ Kahn (1988); Laffont & Tirole (1993); Berg & Tschirhart (1988).

o baseado em qualidade para reduzir os impactos negativos. Isto é, além de exigências da regulação por preço-teto, atribui-se exigências ou incentivos visando garantir a qualidade dos produtos e serviços prestados. Neste caso, não há a exigência do mesmo volume de informação da regulação por custo de serviço. Porém, apesar de interessante, há poucos estudos a respeito (LAFFONT; TIROLE, 1993). O problema é como introduzir nos contratos regulatórios mecanismos que induzam empresas reguladas a prover bens ou serviços com padrões aceitáveis de qualidade, mantendo ao mesmo tempo estímulos à eficiência, uma vez que a definição de padrões mínimos não é uma questão simples, pois o nível desses padrões deve ser suficientemente alto para corresponder às expectativas da sociedade, mas não tão alto que faça com que empresas competentes se retirem do mercado (ARAÚJO, 2001).

Além desses, Schleifer (1985), propôs um modelo de regulação por desempenho, competição ou comparação (*yardstick competition*) que estabelece padrões de desempenho usados na avaliação de custos e preços, com a finalidade de incentivar a redução dos custos, das assimetrias de informação e estimular maior eficiência econômica (PIRES; PICCININI, 1999). Este modelo tem sido adotado por diversas agências reguladoras em todo o mundo, e mais recentemente, pelo Brasil.

Alternativamente ao modelo de preço-teto, que revisa as tarifas com base nos custos incorridos pelas empresas, neste modelo define-se o nível tarifário com base numa análise estatística dos custos incorridos pelo conjunto de empresas (custos operacionais eficientes), porém, levando-se em conta as diferenças entre as áreas de concessão. Assim, busca-se introduzir disciplina no mercado por meio da comparação do desempenho de empresas semelhantes em diferentes mercados ou a comparação com um protótipo eficiente, estimado a partir de métodos econométricos (VILLELA; MACIEL, 1999).

Weyman-Jones (1995) discute a complexidade associada a esta técnica nas companhias de distribuição de eletricidade. Segundo os autores, a preocupação principal neste método é o grau em que as empresas podem ser comparadas em seu ambiente de operação e até que ponto os dados podem ser ajustados para quantificar estas diferenças.

Deste modo, para a implementação deste tipo de regulação, deve-se atentar para o estabelecimento de critérios objetivos e a utilização de parâmetros adequados,

uma vez que a remuneração de uma firma passa a depender da comparação do custo desta com o de outras empresas, introduzindo um incentivo para que as firmas tenham um custo menor que as demais. Caso contrário pode-se, com esta metodologia, obter tarifas demasiadamente baixas, afetando de forma significativa o desempenho das empresas e comprometendo os investimentos futuros no setor.

Para contornar este problema, as agências reguladoras do setor elétrico têm aprimorado os critérios de comparação dos custos incorridos pelas empresas distribuidoras ao incluir na análise as chamadas variáveis ambientais que, como já explicitado, são na verdade características da área de concessão, como por exemplo, indicadores do nível de renda dos consumidores, nível de chuvas e parâmetros físicos das redes e plantas das firmas, das quais as concessionárias não tem controle, mas que podem afetar o nível de eficiência das mesmas (DIAS; RODRIGUES, 1996).

2.3. Definição dos Custos nos Modelos Regulatórios

Observa-se na literatura uma variação nas metodologias de regulação adotadas pelos diferentes países do mundo. Porém, as recentes reformas têm mostrado uma tendência em afastar-se dos modelos tradicionais, baseados em taxa de retorno e custos, e o crescimento dos modelos de regulação por incentivos (JASMAB; POLLIT, 2002). Em um estudo realizado pela Eurelectric (2004), verificou-se que o modelo convencional de taxa de retorno (ROR), ou custo de regulação do serviço, ainda estaria sendo utilizado em muitos países, especialmente na Europa, como por exemplo, Bélgica, Dinamarca, Grécia, Irlanda, Portugal, Alemanha e Romênia. Entretanto, Dinamarca e Irlanda planejavam alterações na forma de regulação passando a utilizar técnicas de *benchmarking*. A superioridade do regime de regulação por incentivo em relação ao regime de custos levou sua adoção por diversos países, dentre os quais o Brasil, Noruega, Reino Unido, Chile, Grã-Bretanha, Holanda, Colômbia e EUA, dentre outros.

Nos modelos de regulação ROR, os custos a serem incorporados à tarifa são os realmente praticados pela distribuidora, não havendo necessidade de metodologia para determinar o seu valor. Deste modo, os custos incorridos na prestação do serviço são diretamente repassados ao consumidor na tarifa, independentemente de

sua razoabilidade e pertinência. Por outro lado, na regulação por incentivos, o regulador procura estimular o ganho de produtividade das empresas a partir do estabelecimento de níveis de custos operacionais eficientes a serem reconhecidos e incorporados à tarifa. Neste caso, ao invés de utilizar os custos efetivamente incorridos pela empresa, os custos utilizados na reposição tarifária são chamados custos operacionais eficientes, definidos pela comparação do custo real da empresa com o custo considerado ideal.

Existem duas metodologias para a determinação destes custos: *bottom-up* ou Empresa de Referência (ER) e *top-down* ou *benchmarking*. Na metodologia ER, define-se uma empresa virtual de distribuição de energia elétrica (única para cada área de concessão) que, em teoria, presta o serviço de forma eficiente nas mesmas condições e ambiente em que a empresa real desenvolve suas atividades. Assim, o regulador estimula a concorrência mediante o desenho de uma empresa imaginária que teoricamente compete com a empresa real.

Esse modelo é construído a partir da identificação e definição de todos os Processos e Atividades (P&As) necessários para prestar o serviço de distribuição de energia elétrica (operação e a manutenção, gestão técnico-comercial dos clientes e atividades de direção e administração). Uma vez identificados todos os Processos e Atividades, são determinados os recursos humanos e materiais necessários para a execução de cada uma dessas atividades.

Os custos associados a estes recursos são então definidos com base nas boas práticas do mercado. Dessa forma, o enfoque da ER pretende simular as condições que enfrentaria um operador entrante no mercado no qual a empresa real presta o serviço de distribuição de energia elétrica.

A eficácia do uso da metodologia de Empresa de Referência no atingimento dos supramencionados objetivos perseguidos pelo regulador foi examinada por Serra (2002) e Fisher e Serra (2002) para os setores de telecomunicações e de distribuição de energia elétrica no Chile, e estes concluíram que o método tem resultado em taxas de retorno bem superiores ao custo de capital como indicativo de uma deficiência regulatória persistente. Por outro lado, Grifell-Tatjé e Lovell (2003) analisaram a questão no contexto do setor de distribuição de energia elétrica na Espanha. Os resultados revelaram que os gerentes das empresas reais mostravam-se melhores na otimização do uso dos fatores produtivos, comparados aos engenheiros que

construíram a empresa modelo, a par de indicarem que o emprego da metodologia de Empresa de Referência acarretou a subestimação das economias potenciais de custo em cerca de um terço.

Ainda assim, países como Chile, Peru, Nicarágua, Uruguai e Guatemala baseiam-se na metodologia ER para a definição dos custos. Mais recentemente, as agências reguladoras têm substituído a metodologia ER pela utilização dos métodos de *benchmarking*, dentre os quais Noruega, Suécia, Inglaterra, Irlanda, Holanda, Austrália, Panamá e, mais recentemente, o Brasil são exemplos de países que utilizam os métodos de *benchmarking*.

Nestes métodos, a medida de eficiência de uma empresa é dada pela distância da prática observada em relação à fronteira eficiente. Esta fronteira é estimada por métodos paramétricos ou não paramétricos, com base nos dados observados, a partir de modelos matemáticos (estatísticos) que relacionam os custos com as variáveis explicativas (características das empresas), gerando as funções de custos eficientes. Para tanto, é necessário o levantamento dos custos operacionais das empresas e das variáveis⁶ que determinam esses custos. Dessa forma, o regulador consegue simular, a partir das características reais da empresa (variáveis de custo), quais seriam os custos eficientes que a mesma teria se adotasse as melhores práticas da indústria.

Jamasb e Pollitt (2001), Mota (2003) e Estache et al. (2004) realizam uma revisão abrangente da literatura em análise de eficiência comparativa na indústria de energia elétrica, abordando vários exemplos da utilização dos métodos de *benchmarking* para aferição do desempenho das empresas. Os autores concluíram que o método não paramétrico DEA e os métodos de fronteira estocástica (SFA) são aqueles mais utilizados e que a escolha de um em detrimento do outro se dá, principalmente, pelo critério de facilidade de uso, por restrições nos dados coletados ou no tamanho da amostra. Porém, o ideal é que a decisão quanto ao método apropriado baseie-se nos propósitos do estudo, no contexto sob exame e na consistência dos resultados apresentados pelas diferentes metodologias.

⁶ Por exemplo: extensão de rede, número de clientes, dispersão de mercado, qualidade do serviço, etc.

3. REFERENCIAL ANALÍTICO

A fim de verificar se os métodos utilizados pela agência reguladora são robustos e conseguem refletir de forma satisfatória o nível de eficiência do setor, uma análise dos dados com base em outras metodologias torna-se importante. Deste modo, algumas metodologias alternativas, utilizadas no processo de estimação da eficiência, foram avaliadas neste estudo (Tabela 1).

As alterações no processo de estimação referem-se principalmente à utilização de outras metodologias de análise da eficiência das empresas, alterações na escolha do tipo de retorno a ser considerado na análise via Análise Envoltória de Dados (DEA), forma de consideração de variáveis ambientais, e alteração no agrupamento das empresas, a fim de buscar melhorias do modelo existente.

Tabela 1. Resumo dos procedimentos analisados para a identificação dos Custos Operacionais Eficientes

Modelos	Agrupamento das distribuidoras	Análise de Eficiência	Variáveis ambientais
<i>ANEEL</i>	Por porte	Média dos índices fornecidos pelos métodos DEA – NDRS e COLS	Média dos efeitos devido à correção pelos métodos de Simar e Wilson; Banker e Natarajan; Tobit.
<i>Modelos 1 a 7</i>	Sem agrupamento	SFA Cobb-Douglas em Painei SFA Translog em Painei SFA Cobb-Douglas por ano SFA Translog por ano DEA - VRS DEA - NDRS COLS	Correção pelo modelo Tobit
<i>Modelos 8 a 12</i>	Por porte	SFA Cobb-Douglas por ano SFA Translog por ano DEA - VRS DEA - NDRS COLS	Correção pelo modelo Tobit
<i>Modelos 13 a 20</i>	Com base nas variáveis ambientais	SFA Cobb-Douglas em Painei SFA Translog em Painei SFA Cobb-Douglas por ano SFA Translog por ano DEA - VRS DEA - NDRS COLS	Agrupamento

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota: DEA – NDRS: DEA com retornos não decrescentes a escala; DEA – VRS: DEA com retornos variáveis a escala; COLS – Método dos Mínimos Quadrados Corrigidos; SFA – Modelos de Fronteira Estocástica.

Antes, porém, de apresentar os procedimentos utilizados para a estimação dos modelos 1 a 20, descritos na Tabela 1, são tecidas a seguir algumas considerações a respeito dos procedimentos adotados pela ANEEL, que estão detalhados no Anexo A.

3.1. Considerações a respeito da metodologia utilizada pela ANEEL na definição dos Custos Operacionais Eficientes

De maneira geral, a metodologia atualmente aplicada pela ANEEL na definição dos custos operacionais eficientes (3CRTP), descrita no Anexo A,

apresenta vantagens com relação à metodologia de Empresa de Referência, anteriormente utilizada, visto que os modelos de *benchmarking* desconsideram as minúcias do modelo de Empresa de Referência e se atém apenas ao nível de custo global das distribuidoras, o que contribui para alcançar maior transparência e credibilidade dos resultados obtidos.

Porém, como já discutido, para que a regulação por incentivos seja eficiente, é necessária a escolha correta das variáveis, métodos e dos modelos utilizados. Pensando nisso, a ANEEL buscou utilizar metodologias e procedimentos que são adotados por agências reguladoras dos setores de energia, água e gás no mundo.

O que se observa com os procedimentos adotados é que há um excesso de métodos e etapas a serem seguidos até a definição final dos custos a serem considerados na definição da tarifa e, além disso, falta de clareza na escolha de alguns destes procedimentos, o que pode aumentar as incertezas com relação aos resultados encontrados.

Um primeiro ponto da metodologia a ser analisado diz respeito aos métodos utilizados na análise de eficiência comparativa. Como apresentado no Anexo A, a ANEEL utiliza como medida de eficiência de cada distribuidora a média aritmética dos índices fornecidos pelos métodos de Análise Envoltória de Dados considerando retornos não decrescentes a escala (DEA-NDRS) e o método de Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos (COLS). Apesar de o modelo COLS ser um modelo paramétrico, diferentemente do DEA, ambos os métodos são determinísticos, ou seja, não consideram a presença de efeitos aleatórios e, portanto, toda a diferença observada em relação à fronteira eficiente é devido à ineficiência da distribuidora. A diferença principal do COLS em relação ao DEA está no fato de considerar a estrutura da tecnologia de produção “da melhor prática” idêntica à estrutura da tecnologia de produção da “tendência central”, uma vez que a fronteira estimada é paralela à reta de regressão obtida pelo método dos Mínimos Quadrados Ordinários (MQO). Dessa forma, a fronteira não reflete a tecnologia das empresas mais eficientes, mas aquela das empresas de eficiência média (KHUMBHAKAR; LOVELL, 2000). Além disso, estes dois métodos são muito sensíveis à presença de *outliers*, uma vez que a comparação ocorre em relação à empresa mais eficiente fazendo com que a determinação da eficiência relativa das demais empresas dependa fortemente deste ponto, o que exerce grande influência sobre o resultado.

Com relação ao modelo DEA adotado, a ANEEL considerou a existência de rendimentos não decrescentes de escala (NDRS), isto é, supõe que um aumento (ou diminuição) nos insumos, causará um aumento (ou diminuição) proporcional ou maior nos produtos. Segundo Banker (2011), esta hipótese pode não ser adequada para todas as concessionárias, tamanha é a heterogeneidade existente entre as distribuidoras, de modo que a função adotada torna-se muito simplificada.

A adoção de uma formulação mais flexível, que não imponha restrições e que tenham menor impacto nos resultados, no caso do DEA, pelo uso de retornos variáveis de escala (VRS) ao invés de retornos não decrescentes de escala (NDRS), parece ser uma escolha mais plausível. Ademais, o modelo DEA-VRS pode ser aplicado ao conjunto formado por todas as distribuidoras, não havendo necessidade de agrupá-las previamente. Segundo Coelli et al. (2005), não há perdas ao aplicar este modelo ao conjunto formado por todas as distribuidoras, uma vez que empresas ineficientes serão comparadas somente com aquelas com mesmo tamanho ou nível de atividade.

Por outro lado, o modelo COLS utilizado pela ANEEL é baseado na forma Cobb-Douglas, mais simples e restritiva que a função translogarítmica (translog). A aplicação desta última forma funcional permitiria uma melhor caracterização da função custo. Entretanto, segundo a ANEEL, seu uso necessitaria de maiores estudos dado que, durante a fase de discussão da metodologia, este modelo, ao ser ajustado, forneceu resultados não esperados. Esta afirmação justifica um estudo desta formulação para o conjunto de dados utilizado pela ANEEL (empresas divididas por porte) e, ainda, sob outros modos de agrupamento das empresas.

A ANEEL reconhece as desvantagens do modelo DEA e a simplicidade do modelo COLS utilizado, e justifica o uso da média aritmética entre os índices fornecidos por estes dois métodos, para representar o nível de eficiência das distribuidoras, como sendo mais “recomendável” e completa:

“(...) a medida de eficiência para cada empresa corresponde à média dos dois modelos, porque assume-se que é mais precisa que os parâmetros estimados por cada modelo. (...)” [Folha 61 da Nota Técnica nº 294/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.]

Apesar da afirmativa de que é recomendável a combinação de métodos, a ANEEL não fundamenta esta afirmação. Acredita-se que, dada à presença de

incertezas quanto ao método mais adequado, a opção pela adoção da média aritmética esteja refletindo uma possível aversão ao risco, por parte do regulador. Porém, ao combinar dois métodos, pode-se estar incorporando mais fontes de erros ao resultado final ao invés de estar obtendo uma maior precisão na estimativa. Assim, tendo como critério a parcimônia, acredita-se que optar por uma metodologia única e robusta ao invés de utilizar médias de dois ou mais métodos seja uma melhor opção.

Segundo a ANEEL (2011), os resultados obtidos pelos dois métodos adotados são robustos e apresentam forte correlação. Este fato sugere a possibilidade de optar por um destes, apesar disso, a opção foi pela média dos resultados encontrados por ambos os métodos.

“(...) Os resultados obtidos por ambos os métodos (DEA e COLS) são similares, com uma correlação de 94%, o que demonstra a robustez dos resultados encontrados. Adicionalmente, é proposto um único parâmetro de eficiência por empresa, obtido pela média aritmética dos resultados encontrados nos dois métodos. (...)”

[Folha 13 da Nota Técnica nº 294/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.]

A robustez apresentada refere-se à comparação da correlação entre os escores de eficiência dos dois métodos utilizados, e existem, além destes, outros métodos e formulações para a análise de eficiência, também utilizados por agências reguladoras de outros países⁷ e que não foram avaliados pela ANEEL. Como exemplos, pode-se citar os modelos de fronteira estocástica na formulação Cobb-Douglas e translog, para dados de *cross-section* e painel e, o modelo DEA com retornos variáveis à escala (DEA-VRS), já mencionado. Seria interessante investigar os índices de eficiências obtidos por estas outras abordagens, a fim de verificar se realmente os resultados encontrados são robustos e, caso se verifique a robustez dos mesmos, pode-se optar por apenas um dos métodos, aquele mais adequado, em termos teóricos, à realidade enfrentada pelas distribuidoras e mais concordante com os demais métodos.

⁷ Nos estudos de Jasmab e Pollit (2001) e Plagnet (2006), podem ser encontrados maiores detalhes sobre os métodos empregados pelas distribuidoras europeias de energia.

Um segundo ponto a ser analisado é a divisão das empresas em grupos pela ANEEL. É sabido que para uma correta aplicação dos modelos de eficiência, as empresas devem ser comparáveis. Assim, na análise realizada pela ANEEL, as empresas são divididas em dois grupos de acordo com o porte (grande – Grupo A e demais empresas – Grupo B). Porém, não foram realizados testes para verificar a existência de diferenças entre as fronteiras destes grupos e não há, a rigor, nenhuma justificativa teórica para tal divisão. Deste modo, investiga-se a possibilidade de considerar uma única fronteira (anual) para o conjunto formado pelas 59 empresas distribuidoras ou o agrupamento por outras variáveis, a fim de verificar se há realmente ganhos ao se agrupar as empresas pelo porte.

Outro ponto a ser analisado e questionado na metodologia adotada pela ANEEL é a correção realizada nos índices de eficiência para os efeitos das variáveis ambientais. Para este fim, a ANEEL modela o índice médio fornecido pelos métodos DEA-NDRS e COLS em função das variáveis ambientais, utilizando para tanto três métodos: Simar e Wilson (2007), Banker e Natarjan (2008) e o modelo Tobit. Porém, a mesma não aplica os métodos diretamente para a correção das eficiências, apenas verifica, com base nos modelos estimados, qual a influência das variáveis ambientais na eficiência, ou seja, calcula-se a diferença entre o índice obtido pelos métodos de eficiência e os três métodos usados para a correção. Em seguida, o índice médio é corrigido a partir da influência média fornecida por estes três métodos, com a ressalva de que o índice não pode sofrer mais de 20% de alteração após correção e que a variação não é simétrica, mas varia de acordo com a empresa e o impacto que as mesmas sofreram.

Nota-se que, mais uma vez, há um excesso de métodos e procedimentos utilizados para a consideração de variáveis ambientais e que o critério para a definição dos limites dos intervalos é arbitrária. Deste modo, seria prudente investigar a necessidade da utilização de tantos passos/métodos e optar por uma metodologia única em substituição à combinação dos mesmos. Uma opção, avaliada neste estudo, é a possibilidade de se utilizar as variáveis ambientais no agrupamento prévio das empresas e então, aplicar um método de análise de eficiência, dentro de cada grupo formado. Deste modo, as empresas estariam sendo comparadas com aquelas que estão em ambientes semelhantes, não necessitando assim da correção da eficiência, como na análise realizada no segundo estágio pela ANEEL.

Vale destacar também o fato de que a ANEEL considera uma única fronteira para todo o período (2003 a 2009) e utiliza somente o índice referente ao ano de 2009. Ao adotar uma única fronteira para todo o período, a reguladora supõe a inexistência de mudança tecnológica e, sendo assim, não considera os ganhos em tecnologia e produtividade.

3.2. Métodos de Análise de Eficiência

Uma importante etapa nas revisões tarifárias periódicas (RTP) consiste em encontrar os denominados custos eficientes, ou seja, valores que devem ser atingidos ao final do ciclo de revisões tarifárias, conforme metodologia descrita em anexo. Para tanto, as eficiências das concessionárias são estimadas por meio de métodos de *benchmarking*, levando em consideração as características das áreas de concessão, aqui denominadas variáveis ambientais.

A literatura apresenta diversos métodos de análise de eficiência, dentre os quais se destacam o método não paramétrico de Análise Envoltória de Dados (DEA), baseado em programação linear, e os métodos estatísticos de Fronteira Estocástica (SFA) e o de Mínimos Quadrados Corrigidos (COLS).

Neste trabalho, analisam-se os resultados advindos dos métodos de análise de eficiência sob diferentes formas de agrupamento (Tabela 1) e, os resultados são comparados com aqueles obtidos pela ANEEL.

Segundo Estache et al. (2004), o principal problema enfrentado pelos reguladores dispostos a aplicar estudos de fronteira é a variedade de métodos disponíveis, especialmente se os mesmos provêm resultados inconsistentes. Deste modo, Bauer et al. (1998) propuseram um conjunto de condições de consistência que, se cumpridas, evitaria a escolha entre as abordagens. De acordo com os autores, as medidas de eficiência geradas pelas diferentes técnicas devem mostrar coerência interna e externa, de modo que as seguintes condições devem ser verificadas:

(i) Consistência em níveis de eficiência, *rankings* e identificação dos melhores e os piores desempenhos: a verificação da consistência se dá quando o conjunto de valores formados pelos escores de eficiência forem provenientes de uma mesma distribuição de probabilidade, os *rankings* apresentarem coeficientes de

correlação significativos e os métodos apresentarem correspondente identificação das melhores e piores práticas. Para tanto, foram utilizados o teste não paramétrico de Kolmogorov-Smirnov, o coeficiente de correlação de postos de Spearman e o cálculo do percentual de concordância entre os métodos na determinação das melhores e piores desempenhos.

(ii) Consistência ao longo do tempo: verifica-se estabilidade ano a ano das estimativas de eficiência fornecidas pelos modelos analisados, a partir das correlações destas medidas entre cada par de anos. Isto é, busca-se verificar se as abordagens tendem a identificar de forma consistente as mesmas distribuidoras como relativamente eficientes ou ineficientes em anos diferentes, ao invés de variar significativamente de um ano para o outro. Para tanto, foram calculados coeficientes de correlação de postos de Spearman para cada abordagem, entre cada par de anos. Ou seja, calculou-se a correlação, entre as eficiências resultantes da abordagem k , $k=1, \dots, 10$ em cada ano i , $i = 2003, \dots, 2008$, e as eficiências da abordagem k em cada ano j , $j = 2004, \dots, 2009$; com $j > i$ para evitar redundância.

Deste modo, uma análise de consistência, nos termos definidos pelos autores acima citados, foi realizada a partir dos resultados apresentados pelos métodos alternativos descritos a seguir.

3.2.1. Análise Envoltória de Dados (DEA)

O método DEA foi proposto por Charnes et al. (1978) e, como já mencionado, é um método não paramétrico de análise de eficiência, cuja principal vantagem está no fato de não requerer suposições a respeito da forma funcional da fronteira de produção, o que o torna menos sujeito a erros de especificação. Além disso, é um método de programação linear que não leva em consideração a existência de erros estocásticos, não sendo necessário, portanto, assumir uma distribuição de probabilidade para os erros.

Neste modelo, a eficiência de uma unidade é medida em relação às unidades de melhores desempenhos observados. Em contraste à análise de regressão, o método DEA se concentra na identificação das melhores práticas ao invés da determinação

de um parâmetro médio (VASCONCELLOS et al., 2006). Além disso, apresenta a vantagem de realizar a análise de eficiência das unidades de produção em termos de múltiplos *inputs* e *outputs*. As unidades de produção são comumente referidas como Unidades de Tomada de Decisão (*Decision Making Units* - DMU).

Apesar das vantagens apresentadas, esta metodologia também apresenta desvantagens, dentre as quais destaca-se a sensibilidade à presença de *outliers* e à inclusão ou exclusão de uma ou mais unidades no conjunto de observações (SOUZA et al., 2010), ao número de variáveis consideradas na análise, a impossibilidade de se testar estatisticamente os resultados e ainda, a não consideração da presença de fatores aleatórios e erros de medição, de forma que toda a distância para a fronteira é considerada devido à ineficiência.

Apesar das desvantagens citadas, estes modelos têm sido muito utilizados por reguladores de energia, água e gás em vários países, como por exemplo: Noruega (JAMASB; POLLIT, 2001); Reino Unido (THANASSOULIS, 2000a, 2000b e 2002) e Holanda (DTE⁸, 2000 e 2001).

Os modelos DEA são classificados com respeito ao tipo de superfície envoltória, à orientação e à medida de eficiência. Com relação ao tipo de superfície, tem-se como possibilidades os modelos com “retorno constante de escala” (CRS), proposto por Charnes et al.(1978), “retorno variável de escala” (VRS), proposto por Banker et al. (1984) e “retorno não decrescente de escala” (NDRS).

Por outro lado, com relação à orientação, os modelos podem ser “orientados nos insumos” (*Input-oriented*) ou “orientados nos produtos” (*output-oriented*). No primeiro caso, o parâmetro de eficiência estimado sugere o percentual de redução possível do nível de insumos utilizados, dado um determinado nível de produto. Já o modelo *output-oriented* sugere o percentual de aumento do nível de produtos possível, dado o nível de insumos.

Em síntese, o método estima um parâmetro de eficiência que é resultante da distância entre a DMU e a fronteira de eficiência, sendo a distância de Shephard (1970) aquela que será utilizada neste estudo. Uma vez que o objetivo, no caso das

⁸ DTE – Dutch Office of Energy Regulation.

distribuidoras de energia, é a redução dos custos para um determinado nível de produto, optou-se por utilizar modelos DEA com orientação ao insumo.

Segundo Banker (2011), por ser um modelo simplificado do negócio de distribuição de energia elétrica e não se conhecer a fronteira real, o modelo VRS é mais indicado na medida em que é menos restritivo e, para grandes amostras, tende a convergir para fronteira real, e neste caso, o estimador DEA é consistente. Logo, o modelo alternativo àquele utilizado pela ANEEL (DEA-NDRS) e que será analisado neste estudo é o modelo DEA-VRS com orientação a insumo.

Para o setor elétrico brasileiro, além do modelo DEA-NDRS adotado pela ANEEL, podem ser encontrados estudos na literatura que utilizam o modelo DEA-CRS (RESENDE, 2002; VIDAL; TÁVORA JUNIOR, 2003) na estimação da eficiência das empresas. Vidal e Távora Junior (2003) adotaram também o modelo VRS.

O modelo VRS, ao invés de um índice de produtividade global, distingue entre ineficiência técnica e de escala, estimando a eficiência técnica pura a uma dada escala de operações, e identificando se estão presentes ganhos de escala crescentes, decrescentes ou constantes (BANKER et al., 1984). A formulação VRS é obtida por uma modificação na programação linear de retornos constantes (CRS) para atender ao modelo de retornos variáveis. Isto é feito pela introdução de uma restrição de convexidade (iv), onde $N1$ é um vetor de 1's de ordem $(n \times 1)$, passando então a apresentar a seguinte configuração (Tabela 2):

Tabela 2. Comparação entre os modelos VRS orientados ao insumo e ao produto

<i>Orientado ao Insumo</i>	<i>Orientado ao Produto</i>
$\min_{\theta_i, \lambda} \theta_i$	$\max_{\phi_i, \lambda} \phi_i$
<i>s.a.</i>	<i>s.a.</i>
$\theta x_i - X\lambda \geq 0$ (i)	$x_i - X\lambda \geq 0$
$-y_i + Y\lambda \geq 0$ (ii)	$Y\lambda - \phi_i y_i \geq 0$
$\lambda_i \geq 0, i = 1, 2, \dots, n$ (iii)	$\lambda_i \geq 0, i = 1, 2, \dots, n$
$N1' \lambda = 1$ (iv)	$N1' \lambda = 1$

Fonte: Ferreira e Gomes (2009)

Na Tabela 2, θ_i refere-se ao escore de eficiência na orientação ao insumo da i -ésima DMU, com $0 \leq \theta_i \leq 1$, obtido a partir da razão entre todos os produtos e todos os insumos, isto é, $\theta_i = \frac{u^1 y_i}{v^1 x_i} = \frac{u_1 y_{1i} + u_2 y_{2i} + \dots + u_m y_{mi}}{v_1 x_{1i} + v_2 x_{2i} + \dots + v_k x_{ki}}$, em que u é um vetor ($m \times 1$) de pesos dos diversos produtos e, v é um vetor ($k \times 1$) dos pesos dos diversos insumos; deduz-se daí que a eficiência será uma escalar, pelas dimensões dos vetores que a formam. Além disso, ϕ_i é um escalar (escore de eficiência a orientação produto), cujo valor é a medida de eficiência da i -ésima DMU, com $1 \leq \phi_i \leq \infty$; λ é um vetor ($n \times 1$) de constantes; Y é a matriz de produtos de todas as empresas; X é a matriz de insumos de todas as empresas; y_i e x_i são os vetores de produtos e insumos da i -ésima DMU, respectivamente, em que, $\theta_i = 1/\phi_i$.

Neste modelo, a restrição de convexidade $\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_N = 1$ garante que as DMUs ineficientes sejam comparadas somente com as DMUs com mesmo tamanho ou nível de atividade (COELLI et al., 2005). Desta forma, o modelo DEA-VRS pode ser aplicado ao conjunto formado por todas as distribuidoras sem a necessidade de classificá-las previamente (SOUZA et al., 2010). Apesar disso, para a comparação com o modelo DEA-NDRS, o mesmo será aplicado também aos grupos formados pela ANEEL.

Neste contexto, tem-se como insumo o valor correspondente aos custos operacionais (R\$) e, portanto, as medidas de eficiência obtidas pelos modelos DEA devem expressar o potencial de redução dos custos operacionais de cada concessionária, dado um nível de produtos, que neste caso, consideram-se o número de unidades consumidoras, mercado composto faturado (MWh) e extensão da rede (km).

3.2.2. Fronteira Estocástica (SFA)

Como já mencionado, nos modelos de fronteira determinística, qualquer desvio em relação à fronteira é atribuído à ineficiência técnica da empresa. Estes modelos não consideram o fato de que a produção pode ser afetada por choques aleatórios, isto é, por fatores que estão fora do controle da empresa.

Neste sentido, Aigner, Lovell e Schimidt (1977) e Meeusen e van den Broeck (1977) propuseram, independentemente, uma função de produção específica para dados “*cross-section*”, na qual os desvios observados em relação à função de produção poderiam ser devidos a duas fontes: i) à ineficiência produtiva, como definida anteriormente, e que necessariamente seria negativa; e ii) aos efeitos aleatórios, que são específicos à empresa e que poderiam entrar no modelo com qualquer um dos sinais. Esta função, denominada fronteira de produção estocástica, pode ser expressa da seguinte forma:

$$Y_i = f(x_i; \beta) + \varepsilon_i, \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (4)$$

em que Y_i é o valor da produção da i -ésima empresa; $f(\cdot)$ a tecnologia de produção; x_i é um vetor de k insumos utilizado pela i -ésima empresa; β é o vetor de parâmetros a serem estimados; ε representa o erro estocástico, definido como $\varepsilon = v_i - u_i$. Assume-se que v_i e u_i são independentes, v_i são variáveis aleatórias i.i.d. com distribuição $N(0, \sigma_v^2)$ e que representam as variações puramente aleatórias em relação à fronteira, capturando erros de medição, ruídos estatísticos e choques aleatórios fora do controle da empresa, além dos efeitos das variáveis explicativas não especificadas na função de produção. Por outro lado, o termo de erro u_i é responsável por captar a ineficiência técnica da i -ésima empresa. Para esse termo, algumas distribuições são sugeridas na literatura, como, por exemplo, a Exponencial (MEEUSEN; VAN DE BROECK, 1977; AIGNER; LOVELL; SCHMIDT, 1977), Normal Truncada (STEVENSON, 1980) e a distribuição Gama (GREENE, 1990). Segundo Kumbhakar e Lovell (2000), a escolha da distribuição dos erros u_i tem impacto reduzido nos índices de eficiência das empresas e, portanto, os modelos mais simples como o Normal Truncado em zero e *Half-Normal* [$N(\mu_i, \sigma_u^2)$] são aqueles mais utilizados.

As fronteiras de produção estocásticas podem ser estimadas utilizando-se diferentes formas funcionais e, dentre essas, as mais utilizadas são as funções Cobb-Douglas e a translogarítmica (translog), introduzida por Christensen et al. (1973). No caso das empresas distribuidoras de energia, estima-se uma representação alternativa da tecnologia de produção dada pela função custo. Esta formulação fornece o gasto mínimo necessário para produzir um dado produto, y , a partir de um vetor de

insumos disponíveis, x . A interpretação do termo de ineficiência neste caso diz respeito à ineficiência econômica, diferentemente da produção, onde o termo de erro unilateral é reflexo puro da ineficiência técnica, enquanto na função custo quaisquer erros na otimização, técnica ou alocativa, devem aparecer como custos mais altos (TANNURI-PIANTO et al., 2009).

Para especificar uma fronteira estocástica de custo, deve-se alterar a especificação do termo de erro ($\varepsilon = v_i - u_i$) da fronteira de produção (4) para $\varepsilon = v_i + u_i$. Isso ocorre porque a função custo representa o custo mínimo, enquanto a função de produção representa o produto máximo. Assim, o u_i da função custo define quão acima da fronteira de custo a empresa opera.

Considerando as formas funcionais translog (TL) e Cobb-Douglas (CD), na forma logarítmica, os modelos de fronteiras de custo estocásticas a serem estimados podem ser expressos, respectivamente, como:

$$\ln y_i = \alpha_0 + \sum_{j=1}^k \beta_j \ln x_{ij} + \frac{1}{2} \sum_{j=1}^k \alpha_j (\ln x_{ij} \ln x_{ij'}) + \varepsilon_i, \quad j=1,2,\dots,k \quad \text{e} \quad i=1,2,\dots,n \quad (5)$$

$$\ln y_i = \beta_0 + \sum_{j=1}^k \beta_j \ln x_{ij} + \varepsilon_i, \quad j=1,2,\dots,k \quad \text{e} \quad i=1,2,\dots,n \quad (6)$$

em que $\ln y_i$ representa o logaritmo natural dos custos operacionais da i -ésima distribuidora, x_{ij} o logaritmo natural da quantidade de produto j produzido pela i -ésima distribuidora; β e α os vetores de parâmetros a serem estimados e, ε representa o erro estocástico.

Assim como nos modelos DEA estimados, consideram-se como produtos a extensão da rede atendida (km), o número de consumidores e o mercado composto faturado (MWh), enquanto o único insumo considerado é o custo operacional (R\$), isto é, gastos com pessoal e administradores; materiais e serviços de terceiros; tributos e seguros; arrendamentos e outros; e custo total (R\$).

Segundo Barros et al. (2004), a principal diferença entre as funções CD e TL é que a primeira trabalha com retornos de escala restritos aos mesmos valores para todas as firmas da amostra e elasticidade de substituição unitária. A TL relaxa estas suposições dando maior flexibilidade ao modelo. A ideia por trás desse pressuposto é que, devido à maior flexibilidade, os escores de eficiência sejam mais elevados que os da CD. Outro ponto a salientar é que o modelo estocástico utiliza níveis relativos de eficiência, pois é raro encontrar firmas com eficiência perfeita, igual a um. Isto se

deve, em grande parte, ao fato de se assumir um formato para a função de produção. A função TL, por exemplo, tende a quantificar escores perto do valor unitário, talvez devido à sua maior flexibilidade.

Os modelos (5) e (6) são estimados com base no método de Máxima Verossimilhança. Como principal vantagem tem-se a pouca sensibilidade a problemas de erros de medida, quando há suspeita de sua existência. Além disso, o mesmo permite estimar intervalos de confiança para os coeficientes de eficiência e determinar as variáveis que explicam os mesmos, bem como a relação destes com essas variáveis. Outra vantagem do método é não assumir nenhuma hipótese a respeito de retornos de escala. No entanto, há algumas desvantagens, como o fato de poder sofrer dos mesmos problemas tradicionais de análise de regressão, de limitações relacionadas à omissão de variáveis, possível autocorrelação dos erros, heterocedasticidade e endogeneidade (RUGGIERO, 2007).

As medidas de eficiência dependem do valor de u_i estimado (predito) e são alcançadas pela derivação das expressões para a esperança condicional de u_i aos valores observados de $(v_i - u_i)$. Deste modo, a eficiência técnica da distribuidora i é dada por:

$$ET_i = \frac{y_i}{\exp(x_i\beta)} = \frac{\exp(x_i\beta - u_i)}{\exp(x_i\beta)} = \exp(-u_i)$$

A eficiência (ET) assume valores entre zero e um, e indica a distância entre o custo observado da i -ésima distribuidora e o nível de custos que poderia ser atingindo, produzindo a mesma combinação de produto, caso não houvesse ineficiência.

3.2.3. Fronteira Estocástica para dados em Painel

Uma extensão dos modelos de SFA apresentados pressupõe o uso de dados de painel, em que um número N de empresas seja observado ao longo de um número de períodos de tempo T . Estes modelos, utilizados por Tannuri-Pianto et al. (2009) para análise de eficiência de 22 distribuidoras de energia brasileiras no período de 1993 a 2000 e por Serrato (2007) para a avaliação da eficiência de transmissoras de energia brasileiras, apresentam algumas vantagens, como por exemplo: i) permitir o controle

para heterogeneidade individual; ii) utilizar dados com maior poder de informação, maior variabilidade, menor colinearidade entre as variáveis, mais graus de liberdade e maior eficiência estatística; iii) identificar e medir efeitos não detectáveis através de cortes transversais e séries temporais isoladamente; iv) construir e testar modelos com comportamento mais complexo se comparado com os modelos puros de série temporal e de corte transversal e, v) eliminar/reduzir vieses resultantes da agregação de dados (HSIAO, 1985 e 2003; KLEVMARKEN, 1989; SÓLON, 1989).

Por outro lado, quando se trabalha com dados em painel têm-se limitações como distorções resultantes de erros de medidas, problemas de seletividade quando os painéis são não balanceados, e problemas de séries temporais curtas (BALTAGI, 2001).

Os modelos de fronteira estocástica de custos para dados em painel, nas formulações TL e CD, podem ser assim especificados:

$$\ln y_{it} = \alpha_0 + \sum_{j=1}^k \beta_j \ln x_{ijt} + \frac{1}{2} \sum_{j=1}^k \alpha_j (\ln x_{ijt} \ln x_{ijt}) + \varepsilon_{it} \quad , j=1,2,3, i=1,\dots,59 \text{ e } t=1,\dots,7 \quad (7)$$

$$\ln y_{it} = \beta_0 + \sum_{j=1}^k \beta_j \ln x_{ijt} + \varepsilon_{it} \quad , j=1,2,3, i=1,2,\dots,59 \text{ e } t=1,2,\dots,7 \quad (8)$$

em que $\ln y_{it}$ representa o logaritmo natural dos custos operacionais da i -ésima distribuidora no t -ésimo período, x_{ij} o logaritmo natural da quantidade de produto j produzido pela i -ésima distribuidora no t -ésimo período; β e α os vetores de parâmetros a serem estimados e, $\varepsilon_{it} = v_{it} + u_{it}$ representa o erro estocástico.

Para a estimação do modelo, consideraram-se os dados a respeito de três produtos: extensão da rede (km), número de consumidores e mercado composto faturado (MWh) e um insumo: custo operacional (R\$) das 59 empresas distribuidoras em 7 diferentes períodos de tempo (2003 a 2009).

3.3. Consideração das variáveis ambientais

Como já explicitado, existem características externas à gestão das empresas que afetam o nível dos custos operacionais e, portanto, torna-se necessário a consideração das mesmas na análise de eficiência das distribuidoras. Características a respeito da densidade de consumidores, estrutura de demanda, variáveis econômicas

e de clima das áreas de concessão são algumas variáveis comuns neste tipo de análise (ESTACHE et al., 2004; BURNS; WEYMAN-JONES, 1996).

A natureza exógena de algumas características ainda é objeto de debate. Como exemplo, podem-se citar Fillipini e Wild (2001), dentre outros, que não utilizam como variáveis explanatórias a extensão de rede e capacidade dos transformadores, por entenderem que se constituem em insumos de capital endógenos à empresa. Esses mesmos fatores, no entanto, são por vezes considerados como insumos de capital e dessa forma, incluídos como variáveis explicativas na função de custo, a exemplo os estudos de Salvanes e Tjøtta (1994), Burns e Weyman-Jones (1996) e Botasso e Conti (2003) e pela própria ANEEL no 3CRTP.

Com relação à metodologia utilizada para incorporar os efeitos das variáveis ambientais, destacam-se a utilização de métodos DEA em dois estágios, a inclusão das variáveis diretamente nas fronteiras de custo ou produção como variáveis explicativas, produzindo indicadores de eficiência depurados da influência de características do ambiente ou ainda como parâmetros explicativos da média ou da variância do termo de erro de ineficiência (u_i) (SILVA, 2007). Segundo Kumbhakar e Lovell (2000), este último procedimento, além de incorporar o impacto de fatores exógenos na eficiência, permite a correção para uma possível fonte de heteroscedasticidade.

A literatura empírica em análise de eficiência comparativa revela exemplos do uso dessas diferentes formas de se controlar o impacto de fatores ambientais e autores como Coelli et al. (2005) e Hattori (2002) revelaram que a magnitude dos indicadores de eficiência estimados pode variar significativamente com a forma de controle escolhida, indicando que a decisão quanto ao método mais apropriado ao caso constitui-se em ponto importante a ser considerado na análise de eficiência comparativa.

Para tanto, propõe-se, diferentemente da ANEEL (2011a), considerá-las na análise de duas diferentes formas: a) corrigir os índices de eficiência, usando o modelo Tobit no segundo estágio; e, b) utilizar as variáveis ambientais para agrupar as distribuidoras com características ambientais semelhantes e então estimar os índices de eficiência, para cada grupo formado, com base em um método de eficiência adequado.

3.3.1. Análise de Eficiência em dois Estágios

O método de eficiência em dois estágios consiste em, primeiramente, estimar os escores de eficiência das empresas com base em um método adequado (DEA, COLS ou SFA) para cada período em análise, considerando apenas informações de insumos e produtos. Num segundo estágio, o escore de eficiência calculado é corrigido de modo a considerar a heterogeneidade dos ambientes onde atuam as empresas. Esta correção é feita regressando estes escores em função de variáveis (características) associadas ao ambiente onde as empresas atuam. Em seguida, os escores são corrigidos utilizando o vetor médio das variáveis ambientais.

O resultado obtido com a correção dos escores é um parâmetro de eficiência para cada empresa que reflete apenas a eficiência gerencial, uma vez que a correção dos escores pelo vetor médio faz com que estas empresas compartilhem do mesmo nível para as características ambientais, ou seja, as empresas são comparadas supondo que todas estão inseridas em um mesmo ambiente, um “ambiente médio”.

Matematicamente, a regressão dos escores de eficiência inicialmente obtidos (1º estágio) contra variáveis ambientais, pode ser escrita da seguinte forma:

$$\theta_i = z_i \beta + \varepsilon_i \quad (9)$$

em que θ_i é o parâmetro de eficiência estimado no 1º estágio, com base apenas as informações de insumos e produtos; z_i é o vetor de variáveis ambientais da i -ésima empresa; β é o vetor de coeficientes estimado e, ε_i é o erro aleatório.

Neste estudo, foram consideradas as mesmas variáveis ambientais adotadas pela ANEEL para o 3CRTP a fim de garantir a comparabilidade dos resultados. Deste modo, o vetor z_i é composto pelas seguintes variáveis: nível salarial médio (salário), volume de chuvas (chuvas), complexidade da área de concessão (complex) e densidade de consumidores por área (uc_conj), descritas mais adiante.

Existem diversas abordagens para a estimativa do modelo (9) do segundo estágio, dentre as quais se destacam a estimação do modelo Tobit pelo método da Máxima Verossimilhança (MV), além dos métodos propostos por Simar e Wilson (2007) e Banker e Natarajan (2008).

Segundo alguns autores, os coeficientes da regressão, se estimados de forma convencional por MQO são viesados, pois os parâmetros de eficiência estimados no modelo DEA são bastante sensíveis à observação das empresas que se encontram na fronteira de eficiência ou quando a correlação entre as variáveis utilizadas no primeiro (insumos e produtos) e segundo estágios (variáveis ambientais) é alta.

Para contornar estes problemas, Simar e Wilson (2007) propuseram um método que consiste na realização de técnicas de reamostragem (*bootstrap*) para corrigir a distribuição do erro aleatório e assim, evitar o possível viés de estimação dos coeficientes. Segundo os autores, o que se obtém com o método proposto é uma maior robustez dos parâmetros estimados no DEA segundo estágio.

Porém, mais recentemente, Banker e Natarajan (2008) realizaram um estudo de simulação e concluíram que a estimação do modelo Tobit, por MQO ou MV, fornece resultados bastante satisfatórios, não havendo a necessidade, portanto, da utilização de reamostragens. Haney e Pollit (2009) apontam a utilização do DEA em dois estágios em diversas agências reguladoras do setor elétrico de diferentes países, e este como sendo o principal método para controlar os efeitos das variáveis ambientais sobre os parâmetros de eficiência estimados.

A vantagem do método DEA em 2 estágios em relação a outras abordagens apresentadas na literatura, como nos estudos de Banker e Morey (1986) e Charnes et al. (1981), é a possibilidade de testar estatisticamente a influência das variáveis ambientais no parâmetro de eficiência, tanto no que se refere à influência ou não dessas variáveis na eficiência técnica, como o sinal com que essa variável influencia a produtividade (se de forma favorável ou desfavorável).

Dito isto, a correção do índice de eficiência é realizada da seguinte forma:

- i) Estima-se, o modelo Tobit (9), por meio do método da Máxima Verossimilhança;
- ii) Obtêm-se os resíduos da regressão estimada ($e_i = \theta_i - z_i \hat{\beta}$);
- iii) Utilizando-se do vetor médio das variáveis ambientais (z_m), calcula-se o parâmetro de eficiência θ_i^* para um ambiente médio:

$$\theta_i^* = z_m \hat{\beta} \quad (10)$$

- iv) Define-se como o parâmetro de eficiência corrigido pelas variáveis ambientais como sendo:

$$\theta_i^{**} = z_m \hat{\beta} + e_i \quad (11)$$

em que θ_i^{**} é o parâmetro de eficiência corrigido para as variáveis ambientais; (z_m) é vetor médio de variáveis ambientais; $\hat{\beta}$ é o vetor de coeficientes estimados e, e_i são os resíduos do modelo (9) estimado.

Uma vez que as variáveis ambientais possuem distribuição assimétrica, no modelo proposto utiliza-se do vetor mediano das variáveis ambientais no lugar do vetor médio, dado que para distribuições deste tipo a média não é a medida mais representativa do conjunto de dados.

A vantagem deste método está na possibilidade de testar estatisticamente o efeito das variáveis ambientais sobre os índices de eficiência e, como desvantagem, uma possível superestimação dos efeitos das variáveis sobre os índices de eficiência, devido à existência de correlação espúria entre estas variáveis e a eficiência, isto é, as distribuidoras mais eficientes podem estar coincidentemente localizadas em áreas mais favoráveis ou ainda, devido a erros de mensuração nas variáveis ambientais.

3.3.2. Análise de Agrupamento (*Cluster Analysis*)

Sabendo-se da importância das variáveis ambientais no resultado dos métodos de análise de eficiência, propõe-se estudar os resultados advindos da aplicação destes métodos a grupos de empresas formados com base em variáveis ambientais. Deste modo, as empresas estariam sendo comparadas com aquelas que estão em ambientes semelhantes, não necessitando assim da correção da eficiência por meio de modelos estatísticos, como na análise realizada pela ANEEL e naquela apresentada anteriormente.

A análise de agrupamento tem por objetivo criar subgrupos distintos e homogêneos a partir de um dado conjunto de indivíduos (FRANZÉN, 2008). Geralmente, na maior parte dos estudos práticos, a análise de agrupamentos é realizada por meio de métodos determinísticos os quais se utilizam de medidas de distância entre os indivíduos como base para a formação de grupos homogêneos. Estes métodos são divididos, de maneira geral, em métodos hierárquicos e não hierárquicos (FERREIRA, 2008). Dentre os não hierárquicos, os que apresentam

grande destaque são os métodos de Tocher e o conhecido como k-médias. Esses métodos às vezes são chamados de métodos de otimização, uma vez que fazem uso de uma função objetivo como critério de agrupamento. Neste trabalho, foi utilizado o método de agrupamento hierárquico de Ward (1963).

Nos métodos hierárquicos, os indivíduos em estudo são classificados em grupos em diferentes etapas, de modo hierárquico, produzindo uma árvore de classificação, os dendrogramas (BUSSAB; MIAZAKI; ANDRADE, 1990). Os métodos hierárquicos são também divididos em aglomerativos e divisivos. Dentre os aglomerativos, citam-se o do vizinho mais próximo (*Single Linkage Method*); o do vizinho mais distante (*Complete Linkage Method*); o da ligação média (*Average Linkage*), ponderado ou não; e o proposto por Ward (1963), que foi utilizado neste estudo. Dentre os divisivos, o mais conhecido é o de Edwards e Cavalli-Sforza (1965).

De acordo com o método de Ward (1963), também conhecido como método da “Mínima Variância”, os grupos são formados por meio da maximização da homogeneidade dentro dos grupos, isto é, unem-se dois grupos R e S que minimizam o incremento na soma do quadrado do erro (SSE). Assim, como descrito em Ferreira (2008), se em um determinado estágio do processo de agrupamento, tivermos $k \leq n$ grupos e se o i -ésimo objeto do l -ésimo grupo for representado por $\mathbf{y}_i^{(l)}$, $l=1,2, \dots, k$ e $i=1,2, \dots, n_l$, pode-se definir a soma de quadrados do erro no l -ésimo grupo por:

$$SSE_l = \sum_{i=1}^{n_l} \left(\mathbf{y}_i^{(l)} - \bar{\mathbf{y}}^{(l)} \right) \left(\mathbf{y}_i^{(l)} - \bar{\mathbf{y}}^{(l)} \right)', \quad (12)$$

em que n_l é o número de objetos no l -ésimo grupo e $n = \sum_{l=1}^k n_l$.

Desta forma, quando se consideram dois grupos quaisquer, denotados por R e S, deve-se aglomerar o par que minimiza a troca na SSE, provocada pela junção dos grupos R e S em um único grupo, denotada por ΔSSE_{RS} . Assim, a troca em SSE provocada pela junção dos grupos é dada por:

$$\Delta SSE_{RS} = SSE_{RS} - SSE_R - SSE_S, \quad (13)$$

em que

$$SSE_{RS} = \sum_{i=1}^{n_{RS}} \left(\mathbf{y}_i^{(RS)} - \bar{\mathbf{y}}^{(RS)} \right)' \left(\mathbf{y}_i^{(RS)} - \bar{\mathbf{y}}^{(RS)} \right), \quad (14)$$

em que $n_{RS} = n_R + n_S$ e $\bar{\mathbf{y}}^{(RS)} = \frac{(n_R \bar{\mathbf{y}}^{(R)} + n_S \bar{\mathbf{y}}^{(S)})}{n_R + n_S}$, são o tamanho e o centroide de do novo grupo RS, respectivamente.

Ward (1963) demonstrou que a troca na soma de quadrados dos erros, provocada pela junção dos grupos R e S, depende diretamente da distância quadrática entre os centroides dos grupos correspondentes, que pode ser simplificada em

$$\Delta SSE_{RS} = \frac{n_R n_S}{n_R + n_S} \left(\bar{\mathbf{y}}^{(R)} - \bar{\mathbf{y}}^{(S)} \right)' \left(\bar{\mathbf{y}}^{(R)} - \bar{\mathbf{y}}^{(S)} \right). \quad (15)$$

Entretanto, a técnica baseada em métodos hierárquicos não fornece um critério objetivo para determinar o número “ótimo” de grupos em que os indivíduos em estudo devam ser alocados. Algumas propostas com o intuito de preencher esta lacuna são descritas na literatura. O método a ser utilizado foi proposto por Mojena (1977), que definiu um critério baseado na maior amplitude das distâncias de junção dos grupos formados com o objetivo de determinar um número k que otimize a qualidade do agrupamento dos dados. Deve-se escolher o número de grupos dado pelo primeiro estágio do dendrograma no qual:

$$\alpha_j > \bar{\alpha} + \psi S_\alpha, \quad (16)$$

em que $j=1,2,\dots,n$; α_j é o valor da distância para o estágio de junção correspondente a n-j+1 grupos; $\bar{\alpha}$ e S_α são a média e o desvio padrão dos α_j 's e; ψ é uma constante, que de acordo com Milligan e Cooper (1995), deve assumir valor 1,25.

Para a análise de agrupamento, foram utilizadas as mesmas variáveis ambientais utilizadas na correção em 2 estágios, isto é, aquelas relacionadas ao índice de chuvas (chuva), índice de complexidade da área de concessão (complex), nível salarial (sal) e número de unidades consumidoras por conjunto elétrico (uc_conj).

3.4. Descrição das variáveis e fonte de dados utilizados

O presente estudo utilizou dados secundários de 59 empresas distribuidoras de energia elétrica brasileiras, no período compreendido entre os anos de 2003 e 2009. Tais informações estão disponíveis no banco de dados da ANEEL⁹ e na Nota Técnica nº 294/2011-SRE/ANEEL. Uma descrição das variáveis utilizadas está apresentada na Tabela 3.

⁹ www.aneel.gov.br/

Tabela 3. Descrição das variáveis gerenciais e ambientais utilizadas no trabalho

	Variável	Descrição	Fonte
Variáveis Gerenciais	co_{it}	Custo Operacional da distribuidora i no ano t , em R\$.	ANEEL
	$rede_{it}$	Extensão da rede de distribuição, em km. Compreendem todas as redes de baixa (BT), média (MT) e alta tensão (AT) de propriedade da distribuidora i no final do ano t .	ANEEL
	uc_{it}	Número de unidades consumidoras faturadas pela distribuidora i , em dezembro do ano t .	SAMP- ANEEL
	Mi_{BT}	Mercado faturado de baixa tensão (BT) da distribuidora i , incluído o mercado cativo, livre e de suprimento, em MWh.	SAMP- ANEEL
	Mi_{MT}	Mercado faturado de média tensão (MT) da distribuidora i , incluído o mercado cativo, livre e de suprimento, em MWh.	SAMP- ANEEL
	Mi_{AT}	Mercado faturado de alta tensão (AT) da distribuidora i , incluído o mercado cativo, livre e de suprimento, em MWh.	SAMP ¹⁰ - ANEEL
	mc_{it}	Mercado composto da empresa i no ano t , em MWh.	Calculado com base na Equação (2a) do Anexo A
Variáveis Ambientais	sal_{jt}	Salário médio de trabalhadores formais de ocupações típicas de uma distribuidora de energia elétrica na área j no ano t , em R\$.	Variável construída pela ANEEL com base nos dados da Relação Anual de Informações Sociais - RAIS, do Ministério do Trabalho.
	$chuva_{jt}$	Índice de Precipitação na área j no ano t , em milímetros.	Agência Nacional de Águas - ANA
	$uc_{conj_{jt}}$	Mensura a dispersão dos consumidores na área j de atuação da empresa no ano t , a partir do número de unidades consumidoras por conjunto elétrico.	ANEEL
	$complex_{jt}$	Mensura a heterogeneidade existente entre as áreas de concessão no que se refere à dificuldade no combate às perdas não técnicas.	Variável construída pela ANEEL, cuja metodologia está detalhada em ANEEL (2011b).

Fonte: Elaboração da autora.

¹⁰ SAMP - Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica.

Os custos operacionais considerados nas análises (co_{it}) referem-se aos dados contábeis, subgrupo 615 (Gastos Operacionais) do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, de 2003 a 2009, cujas fontes de informações são o Balancete Mensal Padronizado – BMP, o Relatório de Informações Trimestrais – RIT e as respostas ao Ofício Circular nº. 351/2009-SRE-SFF-SRD/ANEEL. Complementarmente, foram também considerados os valores relativos à Participação nos Lucros e Resultados de Empregados e Administradores contabilizados nas contas 710.0X.2.1.02 e 710.0X.2.1.03, desde que relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica.

No subgrupo 615, foi excluída a sub-conta Custo do Serviço Prestado a Terceiros (615.0X.X.2). Nem todas as Naturezas de Gastos (NG) têm a mesma natureza dos custos operacionais regulatórios. Dessa forma, foram consideradas naturezas de Gastos: a) NG 01 – Pessoal; b) NG 02 – Administradores; c) NG 11 – Material; d) NG 21 – Serviços de Terceiros; e) NG 91 – Arrendamentos e Aluguéis; f) NG 92 – Seguros; g) NG 93 – Tributos; h) NG 99 – Outros (parcialmente).

Como o foco das simulações são somente os custos com distribuição de energia elétrica, foram excluídos os custos com Geração (615.01.X.X.XX), Transmissão (615.02.X.X.XX) e Atividades Não Vinculadas à Concessão (615.06.X.X.XX).

No que tange à NG 99 – Outros, os custos foram considerados apenas parcialmente considerando-se a abertura desses gastos contidos nos Relatórios de Informações Trimestrais – RIT e Ofício Circular nº 351/2009-SRE-SFF-SRD/ANEEL. Tal exclusão se justifica devido à contabilização de custos que não têm a mesma natureza dos custos operacionais regulatórios, como multas, provisões para perdas de receitas, encargos setoriais, dentre outros.

As despesas com Rateio de Administração Central – RAC (que haviam sido transferidas para o ativo imobilizado em serviço) e indenizações por perdas e danos haviam sido incluídos na segunda etapa da AP 040/2010, assim como a exclusão das despesas com arrendamentos e aluguéis.

Consideram-se ainda as despesas relacionadas à campanha de medidas e ao laudo de avaliação de ativos para fins de Base de Remuneração. Para essa finalidade, foram observados os valores reconhecidos no segundo ciclo de revisões tarifárias

que, devidamente corrigidos pelo IGP-M, foram distribuídos de forma uniforme ao longo dos anos, dando a estas despesas pontuais característica de despesas correntes. Supera-se, dessa forma, a preocupação manifestada pelas concessionárias de que o ano de 2009, utilizado como base para a definição dos custos operacionais regulatórios, poderia não conter as despesas relacionadas a estas atividades.

A extensão das redes de distribuição ($rede_{it}$) tem por base os dados encaminhados pelas distribuidoras em resposta aos Ofícios Circulares nº. 351/2009-SRE-SFF-SRD/ANEEL e nº. 005/2010-SRE/ANEEL e compreendem todas as redes em Baixa Tensão (BT), Média Tensão (MT) e Alta Tensão (AT) de propriedade das distribuidoras no final dos anos 2003 a 2009. Nos casos das distribuidoras que não encaminharam os dados de todos os anos solicitados, foi utilizada extrapolação para se estimar a extensão das redes de distribuição nos anos faltantes.

O número de unidades consumidoras (uc_{it}) compreende as unidades consumidoras faturadas em dezembro dos anos 2003 a 2009 contidos no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, da ANEEL.

Os dados de mercado ($Mi_{BT}, Mi_{MT}, Mi_{AT}$) têm por fonte as informações contidas no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, da ANEEL e correspondem a todo o mercado faturado, incluído o mercado cativo, livre e de suprimento.

Por meio do Ofício Circular nº. 003/2010, a SRE solicitou que as concessionárias consolidassem as informações de mercado contidas no SAMP no sentido de ter resultados mais robustos nas simulações. Mesmo após consolidação dos dados, a ANEEL necessitou ajustar dados discrepantes. Para tanto, os dados discrepantes foram determinados com base em variações atípicas na série mensal de dados de mercado. A partir de todas as variações mensais dos dados de mercado, os considerados atípicos foram definidos estatisticamente da seguinte forma:

$$\text{Dado}_{\text{Atípico}} > Q_3 + 1,5 \times (Q_3 - Q_1) \quad (17)$$

$$\text{Dado}_{\text{Atípico}} < Q_1 - 1,5 \times (Q_3 - Q_1) \quad (18)$$

em que Q_1 e Q_3 referem-se ao primeiro e terceiro quartil, respectivamente.

Variações atípicas seguidas de outra variação atípica, por exemplo, forte redução do mercado em determinado mês, seguida de forte elevação no mês seguinte foram substituídos pela média entre o mercado do mês anterior e do mês posterior.

Os dados de salários (sal_{jt}) foram extraídos da Relação Anual de Informações Sociais - RAIS, do Ministério do Trabalho, cedida à ANEEL. A base de dados completa não foi disponibilizada, pois é de caráter sigiloso e reservado, de acordo com o disposto na Lei nº 8.159, de 08 de Janeiro de 1991, regulamentada pelo Decreto n.º 4.553, de 27 de dezembro de 2002 e termo de confidencialidade assinado entre ANEEL e Ministério do Trabalho.

Deste modo, a ANEEL disponibilizou a variável construída “Salário Médio” que busca mensurar o nível de custo de mão de obra ao qual a empresa está exposta ao contratar seus colaboradores. Para o 3CRTP, considera-se uma desagregação de 25 áreas de salários similares, conforme detalhado na tabela abaixo. O propósito é agrupar áreas de salários similares e, ao mesmo tempo, tornar a amostra representativa, já que para algumas áreas de concessão a amostragem seria insuficiente.

Tabela 4. Área Amostral Considerada no Cálculo do Salário Médio

Área Amostral	Área de Concessão
ÁREA 01	AES SUL; NOVA PALMA
ÁREA 02	AMAZONAS; BOA VISTA; CEA; CERON; CER; ELETROACRE
ÁREA 03	AMPLA; CENF
ÁREA 04	BANDEIRANTE
ÁREA 05	CEAL; ENERGIPE; SULGIPE
ÁREA 06	CEB
ÁREA 07	CEEE
ÁREA 08	CELESC; COOPERALIANÇA; EFLJC; EFLUL; IGUAÇU
ÁREA 09	CELG; CELTINS; CHESP
ÁREA 10	CELPA
ÁREA 11	CELPE
ÁREA 12	CEMAT; ENERSUL
ÁREA 13	CEMIG; CFLCL; DMPE-PC
ÁREA 14	CEMAR; CEPISA
ÁREA 15	COELBA
ÁREA 16	COELCE
ÁREA 17	CFLO; COCEL; COPEL; FORCEL
ÁREA 18	CAIUÁ; SANTA CRUZ; NACIONAL; CPFL PAULISTA;
ÁREA 19	CPFL PIRATININGA
ÁREA 20	JAGUARI; MOCOCA; CPEE; CSPE; BRAGANTINA; ELEKTRO
ÁREA 21	ELETROPAULO

ÁREA 22	ELFSM; ESCELSA
ÁREA 23	LIGHT
ÁREA 24	DEMEI; ELETROCAR; HIDROPAN; MUXFELDT; RGE
ÁREA 25	COSERN; CELB; SAELPA

Para cada área foi calculado o salário mediano pago aos trabalhadores normais de ocupações típicas de uma distribuidora de energia elétrica. Na Tabela 5, encontram-se os cargos utilizados.

Tabela 5. Cargos Utilizados na Composição do Salário Médio por Área de Concessão

CBO Class. 2002	DESCRIÇÃO
CBO 142105	Gerente administrativo
CBO 214305	Engenheiro eletricista
CBO 241005	Advogado
CBO 252105	Administrador
CBO 252210	Contador
CBO 253120	Analista de negócios
CBO 313105	Eletrotécnico
CBO 313130	Técnico de eletricidade
CBO 351305	Técnico em administração
CBO 411005	Auxiliar administrativo de pessoal
CBO 411010	Assistente administrativo
CBO 422315	Operador de telemarketing Receptivo
CBO 519940	Leiturista
CBO 715615	Eletricista de instalações
CBO 721225	Preparador de ferramentas para máquinas-ferramenta
CBO 732105	Eletricista de manutenção de linhas elétricas
CBO 732120	Instalador de linhas elétricas de alta e baixa - tensão (rede aérea e subterrânea)
CBO 951105	Eletricista de manutenção eletroeletrônica

A variável salário, como foi disponibilizada pela ANEEL, é definida a partir das seguintes etapas:

- I. Calcula-se a mediana dos salários pagos aos trabalhadores formais de cada ocupação específica em área de influência;
- II. Calcula-se a média dos salários de cada ocupação considerada a partir da etapa I.

A variável que mensura o número de Unidades consumidoras por conjunto (uc_{conj_i}), foi construída pela razão entre número de unidades consumidoras (uc_{it}) e número de conjuntos elétricos, que refletem o número de subestações AT/MT, uma vez que a variável emula o número de conexões à rede de transmissão, constituindo

uma *proxy* da complexidade por causa da dispersão da rede, conforme Nota Técnica 0046/2010 SRD/ANEEL.

O Índice de Complexidade no Combate às Perdas Não Técnicas ($complex_{jt}$) mensura a heterogeneidade existente entre as áreas de concessão no que se refere à dificuldade no combate às perdas não técnicas. Os dados que subsidiaram a construção do índice de complexidade ao combate às perdas não técnicas, bem como o estudo feito, estão detalhados em ANEEL (2011b), que trata da metodologia para definição do nível eficiente de perdas não técnicas no 3CRTP.

Os dados georreferenciados referentes às Isoietas, isto é, das curvas que delimitam uma área com igual precipitação (em mm), que compuseram o cálculo do índice de Precipitação ($chuva_{jt}$), foram encaminhado pela Agência Nacional de Águas - ANA.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo, são apresentados e discutidos os resultados obtidos no estudo. Inicialmente, faz-se uma breve caracterização das empresas distribuidoras de energia. Posteriormente, procura-se analisar a consistência dos procedimentos adotados pela ANEEL para a definição dos custos operacionais eficientes, a partir da comparação com metodologias alternativas, disponíveis na literatura para este tipo de análise. Ademais, diferentes formas de agrupamento das distribuidoras e de possibilidades de tratamento das variáveis ambientais, para posterior análise de eficiência são estudadas. Por fim, são tecidas algumas considerações a respeito das metodologias e resultados encontrados.

4.1. Análise de eficiência de custos operacionais das empresas distribuidoras de energia elétrica

Para fins de comparação, além dos modelos DEA-NDRS e COLS adotados pela ANEEL, foram estimadas as eficiências de custos das distribuidoras por meio dos seguintes métodos: DEA com retornos variáveis à escala (VRS), modelos de Fronteira Estocástica (SFA) com especificação Cobb-Douglas (CD) e Translog (TL), considerando os grupos formados com base no porte das empresas pela ANEEL (G) e os dados de todas as empresas (fronteira única - U), além de modelos de SFA nas formas CD e TL, em painel (P).

Com base nos conjuntos de dados definidos pelas estratégias acima apresentadas, a evolução dos índices médios de eficiência durante o período de 2003 a 2009, pelos diferentes métodos empregados, está ilustrada na Figura 1.

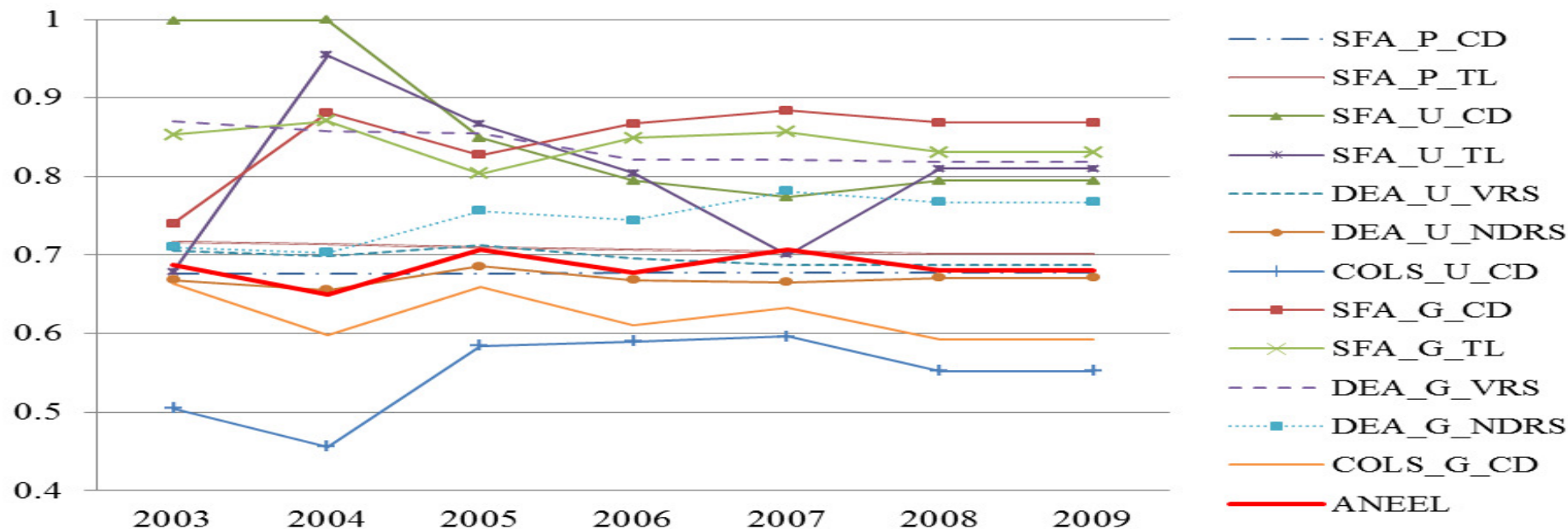


Figura 2. Eficiência Média estimada das 59 distribuidoras de energia pelos diferentes modelos avaliados, 2003 a 2009.

Fonte: Resultados da pesquisa.

Nota: SFA_P_CD – fronteira estocástica em painel (SFA_P) sob a formulação Cobb-Douglas (CD); SFA_P_TL – SFA_P sob a formulação translog (TL); SFA_U_CD – SFA anual (U) sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; SFA_U_TL – SFA_U sob a formulação TL; DEA_U_VRS – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; DEA_U_NDRS – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; COLS_U_CD – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; SFA_G_CD – SFA anual sob a formulação CD considerando os grupos formados pela ANEEL; SFA_G_TL – SFA anual sob a formulação TL considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; DEA_G_VRS – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual os grupos formados pela ANEEL; DEA_G_NDRS – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; COLS_G_CD – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD os grupos formados pela ANEEL; ANEEL – média dos índices fornecidos pelos métodos DEA_G_NDRS e COLS_G_CD.

Observa-se uma maior heterogeneidade entre os métodos nos três primeiros anos do período analisado, principalmente entre os modelos COLS (COLS_U_CD e COLS_G_CD) e a SFA Cobb-Douglas única (SFA_U_CD). Além disso, os modelos em painel (SFA_P_CD e SFA_P_TL) e os modelos DEA aplicados ao conjunto de todas as 59 distribuidoras (DEA_U_VRS e DEA_U_NDRS) apresentaram comportamento homogêneo e constante ao longo do tempo (Figura 2).

Os modelos estimados pela ANEEL (DEA_G_NDRS e COLS_G_CD) apresentaram comportamento semelhante, porém os níveis de eficiência estimados pelo DEA-NDRS foram superiores aqueles advindos do COLS. Além disso, para todos os métodos avaliados, os níveis médios de eficiência pouco variaram nos últimos dois anos (2008 e 2009), sendo que, para maioria dos métodos, estes índices estavam em patamares inferiores a outros anos do período. Este resultado sugere que, apesar da tentativa da ANEEL em buscar ganhos de eficiência para o setor, a partir do 1CRTP, as alterações no modelo regulatório não foram capazes de gerar estímulos suficientes para ganhos contínuos de eficiência (Figura 2).

Percebe-se ainda que, o índice médio utilizado pela ANEEL no 3CRTP (ANEEL), parece ser uma média de todos os modelos avaliados. Como já discutido anteriormente, a decisão de utilizar um índice médio pode estar associada à aversão ao risco por parte do regulador, uma vez que o mesmo não tem certeza de qual método seria o mais adequado. Apesar disso, a média pode não ser um bom indicador quando os resultados apresentam-se muito distintos, como se verifica em alguns casos (Figura 2).

Considerando o fato de que as eficiências médias pouco se alteraram nos últimos anos e que as estimativas para 2009 são as mais recentes e, portanto, mais próximas da realidade enfrentada pelas distribuidoras neste momento, são apresentados e analisados com maior profundidade os resultados para este ano¹¹. Assim, os índices de eficiência estimados para o ano de 2009, que expressam o potencial de redução dos custos operacionais de cada distribuidora, estão reportados na Tabela 6.

¹¹ Os índices de eficiência estimados para os demais anos (2003 a 2008) estão apresentados no Apêndice B.

Tabela 6. Índices de eficiência das distribuidoras de energia elétrica estimados a partir dos diferentes modelos avaliados, Brasil, 2009

Distribuidora	Painel (P)		Fronteira Única (U)					Grupo (G)				
	SFA		SFA		DEA		COLS	SFA		DEA		COLS
	CD	TL	CD	TL	VRS	NDRS	CD	CD	TL	VRS	NDRS	CD
AES SUL	0,95	0,94	0,87	0,88	0,85	0,85	0,69	0,92	0,94	0,86	0,83	0,79
AME	0,50	0,56	0,71	0,72	0,39	0,39	0,33	0,84	0,91	0,49	0,45	0,41
AMPLA	0,63	0,61	0,79	0,80	0,58	0,58	0,44	0,85	0,92	0,59	0,57	0,55
BANDEIRANTE	0,69	0,72	0,84	0,84	0,73	0,73	0,55	0,88	0,93	0,74	0,70	0,69
BOA VISTA	0,27	0,32	0,55	0,57	0,21	0,21	0,20	0,51	0,54	0,28	0,19	0,17
CAIUA	0,61	0,71	0,85	0,85	0,62	0,62	0,60	0,87	0,90	1,00	0,65	0,51
CEAL	0,55	0,58	0,70	0,71	0,36	0,36	0,32	0,68	0,91	0,46	0,45	0,40
CEB	0,45	0,50	0,77	0,78	0,52	0,52	0,42	0,85	0,92	0,60	0,52	0,48
CEEE	0,61	0,59	0,77	0,79	0,49	0,49	0,40	0,82	0,92	0,49	0,46	0,46
CELESC	0,50	0,42	0,75	0,79	0,57	0,53	0,38	0,79	0,92	0,57	0,52	0,44
CELG	0,47	0,40	0,72	0,76	0,59	0,58	0,34	0,77	0,91	0,59	0,58	0,38
CELPA	0,56	0,56	0,73	0,76	0,44	0,44	0,36	0,86	0,91	0,44	0,43	0,42
CELPE	0,88	0,84	0,87	0,88	0,84	0,84	0,68	0,89	0,94	0,85	0,84	0,85
CELTINS	0,50	0,51	0,78	0,79	1,00	1,00	0,42	0,75	0,81	1,00	0,67	0,34
CEMAR	0,91	0,93	0,87	0,87	0,88	0,88	0,66	0,90	0,93	0,87	0,94	0,81
CEMAT	0,54	0,53	0,79	0,81	0,75	0,75	0,44	0,86	0,92	0,75	0,74	0,50
CEMIG	0,51	0,37	0,71	0,77	1,00	0,51	0,33	0,69	0,92	1,00	0,56	0,46
CEPISA	0,59	0,61	0,74	0,75	0,48	0,48	0,37	0,80	0,91	0,51	0,51	0,43
CFLO	0,65	0,74	0,83	0,83	0,51	0,51	0,52	0,82	0,82	0,54	0,54	0,47
CHESP	0,69	0,66	0,81	0,83	0,75	0,75	0,48	0,76	0,76	0,59	0,48	0,38
CJE	0,63	0,90	0,89	0,88	0,98	0,98	0,76	0,92	0,92	1,00	0,99	0,82
CLFM	0,73	0,84	0,91	0,91	0,89	0,89	0,91	0,92	0,92	0,91	0,84	0,77
CLFSC	0,69	0,78	0,89	0,89	0,77	0,77	0,76	0,91	0,92	1,00	0,83	0,68
CNEE	0,59	0,67	0,81	0,82	0,48	0,48	0,49	0,82	0,83	0,60	0,55	0,45
COCEL	0,68	0,74	0,83	0,84	0,52	0,52	0,53	0,83	0,82	0,51	0,51	0,51
COELBA	0,96	0,90	0,89	0,90	1,00	1,00	0,80	0,92	0,95	1,00	1,00	0,99
COELCE	0,91	0,89	0,87	0,88	0,82	0,82	0,68	0,87	0,94	0,85	0,85	0,83
COOPERALIANÇA	0,61	0,63	0,79	0,81	0,43	0,43	0,45	0,76	0,75	0,44	0,42	0,39
COPEL	0,61	0,48	0,75	0,80	0,82	0,53	0,39	0,81	0,93	0,76	0,51	0,45
COSERN	0,95	0,97	0,89	0,89	0,89	0,89	0,80	0,91	0,95	1,00	1,00	1,00
CPEE	0,69	0,81	0,89	0,89	0,80	0,80	0,78	0,91	0,90	0,80	0,70	0,67
CPFL - Paulista	0,91	0,96	0,87	0,89	1,00	0,97	0,70	0,92	0,95	1,00	1,00	0,96
CPFL - Piratininga	0,93	0,83	0,88	0,88	1,00	1,00	0,74	0,93	0,94	1,00	0,88	0,84
CSPE	0,83	0,94	0,91	0,91	0,99	0,99	1,00	0,93	0,93	1,00	1,00	0,97
DEMEI	0,80	0,88	0,82	0,84	0,54	0,54	0,51	0,81	0,80	0,56	0,52	0,38
DME-PC	0,65	0,78	0,75	0,76	0,40	0,40	0,39	0,75	0,77	0,46	0,42	0,35
EBO	0,92	0,96	0,85	0,85	0,59	0,59	0,60	0,85	0,87	0,87	0,84	0,64
EDEV	0,59	0,67	0,83	0,83	0,54	0,54	0,54	0,84	0,86	0,70	0,59	0,47

EEB	0,56	0,65	0,84	0,84	0,55	0,55	0,55	0,85	0,86	0,68	0,64	0,57
EFLJC	0,43	0,30	0,66	0,78	1,00	1,00	0,29	0,53	0,63	0,62	0,62	0,24
EFLUL	0,34	0,43	0,73	0,75	0,54	0,54	0,36	0,73	0,83	0,46	0,42	0,34
ELEKTRO	0,72	0,66	0,84	0,86	0,72	0,70	0,55	0,86	0,93	0,72	0,68	0,66
ELETROACRE	0,60	0,66	0,75	0,76	0,39	0,39	0,38	0,72	0,76	0,55	0,45	0,30
ELETROCAR	0,67	0,70	0,82	0,83	0,57	0,57	0,51	0,80	0,80	0,48	0,46	0,44
ELETROPAULO	0,58	0,52	0,75	0,78	1,00	0,67	0,39	0,86	0,92	1,00	0,58	0,47
ELFSM	0,77	0,85	0,86	0,86	0,74	0,74	0,61	0,86	0,86	0,80	0,65	0,57
EMG	0,71	0,76	0,84	0,84	0,71	0,71	0,54	0,83	0,88	1,00	0,75	0,51
ENERSUL	0,61	0,61	0,80	0,82	0,74	0,74	0,47	0,77	0,92	0,73	0,73	0,52
ENF	0,62	0,69	0,79	0,80	0,46	0,46	0,45	0,77	0,79	0,57	0,57	0,38
EPB	0,87	0,90	0,83	0,84	0,75	0,75	0,53	0,87	0,93	0,74	0,77	0,68
ESCELSA	0,75	0,75	0,84	0,85	0,65	0,65	0,55	0,84	0,93	0,67	0,68	0,67
ESE	0,78	0,86	0,84	0,84	0,59	0,59	0,56	0,85	0,94	0,82	0,85	0,75
HIDROPAN	0,55	0,57	0,80	0,82	0,48	0,48	0,46	0,77	0,78	0,44	0,42	0,41
ENERGIA	0,40	0,43	0,77	0,78	0,45	0,45	0,41	0,75	0,74	0,41	0,37	0,38
LIGHT	0,71	0,65	0,84	0,85	0,85	0,82	0,56	0,90	0,94	0,85	0,77	0,71
MUX-Energia	0,98	0,97	0,90	0,91	1,00	1,00	0,86	0,90	0,91	0,83	0,87	0,80
RGE	0,96	0,94	0,89	0,90	1,00	1,00	0,80	0,93	0,95	1,00	0,99	0,93
SULGIPE	0,75	0,73	0,80	0,81	0,61	0,61	0,45	0,71	0,74	0,80	0,68	0,41
UHENPAL	0,88	0,85	0,84	0,86	0,93	0,93	0,57	0,83	0,84	0,49	0,36	0,36
Média	0,68	0,70	0,81	0,82	0,69	0,67	0,54	0,82	0,87	0,72	0,65	0,56
Mediana	0,65	0,70	0,83	0,83	0,71	0,62	0,52	0,84	0,91	0,73	0,64	0,50
Moda	0,61	0,94	0,84	0,84	1,00	1,00	0,55	0,92	0,92	1,00	1,00	0,38
Mínimo	0,27	0,30	0,55	0,57	0,21	0,21	0,20	0,51	0,54	0,28	0,19	0,17
Máximo	0,98	0,97	0,91	0,91	1,00	1,00	1,00	0,93	0,95	1,00	1,00	1,00
Desvio-Padrão (DP)	0,17	0,18	0,07	0,06	0,21	0,21	0,17	0,09	0,08	0,21	0,20	0,21
CV	25%	26%	9%	7%	31%	31%	31%	11%	10%	29%	30%	37%

Fonte: Resultados da pesquisa.

Nota: * Estimativas baseadas em informações das 59 empresas no período de 2003 a 2009; CV – coeficiente de variação. SFA_P_CD – fronteira estocástica em painel (SFA_P) sob a formulação Cobb-Douglas (CD); SFA_P_TL – SFA_P sob a formulação translog (TL); SFA_U_CD – SFA anual (U) sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; SFA_U_TL – SFA_U sob a formulação TL; DEA_U_VRS – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; DEA_U_NDRS – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; COLS_U_CD – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; SFA_G_CD – SFA anual sob a formulação CD considerando os grupos formados pela ANEEL; SFA_G_TL – SFA anual sob a formulação TL considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; DEA_G_VRS – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual os grupos formados pela ANEEL; DEA_G_NDRS – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; COLS_G_CD – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD os grupos formados pela ANEEL.

Com relação aos modelos de fronteira estimados (SFA_P_CD, SFA_P_TL, SFA_U_CD, SFA_U_TL, COLS_U_CD, SFA_G_CD, SFA_G_TL, COLS_G_CD), tem-se que os

coeficientes apresentaram sinais esperados e, na grande maioria das vezes, significativos, de modo que, os custos operacionais são afetados positivamente pelo aumento do tamanho da rede (km), do mercado atendido (merc) e do número de consumidores (cons) (Tabelas A1 a A11 do Apêndice A). Foram considerados para a obtenção das estimativas os modelos completos, isto é, compostos por todas as três variáveis explicativas, mesmo aquelas que não apresentaram coeficientes estatisticamente significativos¹².

Vale destacar que, ao agrupar as empresas por porte, o modelo de fronteira estocástica translog (SFA_G_TL) apresentou poucos coeficientes significativos e estes com sinal diferente do esperado (Tabela A7 e A9 do Apêndice A). A ANEEL (2011a) menciona a ocorrência deste resultado contra intuitivo, o que, segundo ela, justificaria a não adoção desta forma funcional no 3CRTP. Entretanto, quando se utilizam dados das empresas sem a discriminação por grupos, isto é, considerando a fronteira única ou em painel, os resultados se apresentam de acordo com o esperado, mostrando que esta formulação pode ser uma alternativa para este tipo de análise, isto é, quando não há a divisão das distribuidoras por porte (Tabelas A2 e A4 do Apêndice A).

Observa-se, ao comparar os níveis médios de eficiência fornecidos pelos modelos estimados, que os mesmos apresentaram considerável variação. Dentre as estratégias estudadas, os modelos de SFA único e por grupo (SFA_U_CD, SFA_U_TL, SFA_G_CD e SFA_G_TL) são aqueles que apresentam os maiores níveis médios e mínimos de eficiência. De modo geral, tem-se que as abordagens estocásticas consideram as distribuidoras, em média, mais eficientes do que indicam as metodologias determinísticas (DEA e COLS). Este resultado também foi verificado por Silva (2007), que argumenta que tais diferenças devem-se ao fato de que os métodos determinísticos baseiam-se na melhor prática, enquanto os métodos de fronteira concentram-se na prática média. Apesar disso, os modelos DEA único e por grupo (DEA_U_VRS, DEA_U_NDRS, DEA_G_VRS e DEA_G_NDRS) retornam, mais frequentemente, empresas com eficiência unitária, isto é, o escore de eficiência modal para estes métodos é 1 (Tabela 6).

Por outro lado, os modelos COLS apresentaram os menores níveis mínimos, médios e medianos de eficiência e maior variabilidade relativa (CV%). Aquelas distribuidoras com

¹² Segundo Gujarati (2006), a inclusão de uma variável irrelevante ainda propicia estimativas não tendenciosas e consistentes dos coeficientes, a variância do erro é estimada corretamente e os métodos convencionais de teste de hipóteses ainda são válidos. A única penalidade é que as variâncias estimadas dos coeficientes aumentam e, portanto, as inferências sobre os parâmetros tornam-se menos exatas.

eficiência elevada (maior que 0,8), independente do agrupamento das empresas (COLS_G_CD e COLS_U_CD), foram também consideradas eficientes pelos demais métodos (Tabela 6).

Destaca-se também o fato de que os modelos DEA-VRS (DEA_U_VRS e DEA_G_VRS) retornaram índices de eficiência iguais ou muito próximos à unidade para empresas consideradas pouco eficientes pelos demais métodos, podendo-se citar os casos de duas grandes distribuidoras do Sudeste – CEMIG e ELETROPAULO. Em verdade, este método é o que considera o maior número de empresas como sendo totalmente eficientes. Este resultado pode ser devido a um problema de auto identificação, que segundo Bauer et al. (1998), ocorre quando, por falta de empresas comparáveis (em relação as quantidades de insumos e produtos), o método resulta em um grande número de unidades consideradas 100% eficientes.

De posse das estimativas dos escores de eficiência, derivadas das diferentes abordagens de análise comparativa avaliadas, aplicou-se o teste de Kolmogorov-Smirnov¹³, a fim de verificar se as amostras são provenientes de uma mesma distribuição de probabilidades e, o P-valor associado ao teste para cada par de métodos é apresentado na Tabela 7.

¹³ A hipótese nula do teste é dada por: H_0 : as amostras são provenientes de uma mesma distribuição de probabilidade.

Tabela 7. P-valor associado ao teste de Kolmogorov-Smirnov para a verificação da consistência entre os escores de eficiência de cada par de métodos analisados

	Painel (P)		Fronteira Única (U)					Grupo (G)				
	SFA		SFA		DEA		COLS	SFA		DEA		COLS
	CD	TL	CD	TL	VRS	NDRS	CD	CD	TL	VRS	NDRS	CD
<i>SFA_P_CD</i>	1,000	0,801	0,000	0,000	0,365	0,257	0,000	0,000	0,000	0,114	0,257	0,000
<i>SFA_P_TL</i>		1,000	0,000	0,000	0,257	0,257	0,000	0,000	0,000	0,114	0,257	0,000
<i>SFA_U_CD</i>			1,000	0,499	0,000	0,000	0,000	0,257	0,000	0,000	0,000	0,000
<i>SFA_U_TL</i>				1,000	0,000	0,000	0,000	0,499	0,000	0,000	0,000	0,000
<i>DEA_U_VRS</i>					1,000	0,999	0,002	0,000	0,000	0,999	0,499	0,004
<i>DEA_U_NDRS</i>						1,000	0,015	0,000	0,000	0,801	0,984	0,004
<i>COLS_U_CD</i>							1,000	0,000	0,000	0,000	0,015	0,801
<i>SFA_G_CD</i>								1,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<i>SFA_G_TL</i>									1,000	0,000	0,000	0,000
<i>DEA_G_VRS</i>										1,000	0,365	0,002
<i>DEA_G_NDRS</i>											1,000	0,026
<i>COLS_G_CD</i>												1,000

Fonte: Resultados da pesquisa.

Nota: *SFA_P_CD* – fronteira estocástica em painel (*SFA_P*) sob a formulação Cobb-Douglas (*CD*); *SFA_P_TL* – *SFA_P* sob a formulação translog (*TL*); *SFA_U_CD* – *SFA* anual (*U*) sob a formulação *CD* considerando o conjunto das 59 empresas; *SFA_U_TL* – *SFA_U* sob a formulação *TL*; *DEA_U_VRS*– *DEA* com retornos variáveis de escala (*VRS*) anual considerando o conjunto das 59 empresas; *DEA_U_NDRS*– *DEA* com retornos não decrescentes de escala (*NDRS*) anual considerando o conjunto das 59 empresas; *COLS_U_CD* – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação *CD* considerando o conjunto das 59 empresas; *SFA_G_CD* – *SFA* anual sob a formulação *CD* considerando os grupos formados pela ANEEL; *SFA_G_TL* – *SFA* anual sob a formulação *TL* considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; *DEA_G_VRS* – *DEA* com retornos variáveis de escala (*VRS*) anual os grupos formados pela ANEEL; *DEA_G_NDRS* – *DEA* com retornos não decrescentes de escala (*NDRS*) anual considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; *COLS_G_CD* – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação *CD* os grupos formados pela ANEEL.

Considerando os resultados dos testes, percebe-se que, a análise dos modelos em painel (*SFA_P_CD* e *SFA_P_TL*) fornece resultados consistentes (*P*-valor > 0,05), em termos da distribuição dos escores de eficiência gerados, entre si e ainda, com aqueles resultantes dos modelos *DEA* únicos e por grupos (*DEA_U_VRS*, *DEA_U_NDRS*, *DEA_G_VRS* e *DEA_G_NDRS*). Por outro lado, os modelos de *SFA* são consistentes apenas entre si (*SFA_U_CD*, *SFA_U_TL*, *SFA_G_CD* e *SFA_G_TL*) e o mesmo ocorre com os modelos *COLS*. Além desses, os modelos *DEA* são consistentes entre si, independente do agrupamento ou não das empresas (Tabela 7).

Estes resultados demonstram que, caso o regulador utilize os índices estimados diretamente na análise dos custos, a escolha do método deve ser feita com cautela, uma vez que os mesmos podem não resultar em escores consistentes, como se verificou, inclusive,

entre os métodos adotados pela ANEEL, ou seja, DEA_G_NDRS e COLS_G_CD (Tabela 7). A ANEEL justifica a robustez dos métodos por ela adotados com base na estimativa do coeficiente de correlação de Pearson entre os escores de eficiência advindos da aplicação dos métodos COLS e DEA-NDRS, que é $r_p = 0,92$. Entretanto, como visto na Tabela 7, considerando um nível de significância $\alpha = 5\%$, a hipótese nula de que os escores fornecidos por estes métodos provêm de uma mesma distribuição de probabilidades deve ser rejeitada e, nestes casos, segundo Bauer et al.(1998), os métodos são considerados inconsistentes.

Porém, segundo Estache et al. (2004), mesmo que os escores de eficiência não sejam consistentes entre os diferentes métodos de estimação de fronteira, é possível que os métodos gerem *rankings* semelhantes de empresas e portanto, ao invés de utilizar diretamente o escore fornecido pelo método escolhido na definição dos custos operacionais eficientes, pode-se os custos serem definidos por intervalos para grupos de empresas, formados com base nos *rankings*, como realizado em alguns países e inicialmente proposto pela ANEEL no 3CRTP.

Deste modo, foram calculadas as correlações de Spearman entre os *rankings* de eficiência advindos dos diferentes métodos analisados (Tabela 8). Todas as correlações entre os *rankings* de pares de abordagens são positivas e significativamente diferentes de zero para os níveis habituais de confiança (a hipótese nula de correlação zero é rejeitada). Nota-se ainda que, apesar de o método COLS estar correlacionado com o DEA-NDRS aplicado aos grupos formados pela ANEEL ($r_s = 0,88$), este método retorna resultados ainda mais correlacionados com aqueles advindos da SFA sob formulação CD, $r_s = 0,90$ (Tabela 8). Ademais, os *rankings* associados aos modelos DEA são mais correlacionados apenas entre si.

Com relação aos modelos de SFA, pode-se observar que os modelos para dados em painel apresentam valores de correlação elevados com os modelos de SFA únicos (SFA_U_CD e SFA_U_TL). Deve-se ressaltar que a estimação da eficiência com base nos modelos SFA_P_CD e SFA_P_TL utiliza dados das 59 empresas referentes aos 7 anos (2003 a 2009), enquanto que, para os demais modelos, utilizou-se os dados apenas de 2009. Apesar de o coeficiente associado a variável tempo não apresentar significância estatística ($P < 0,05$), denotando que a fronteira não se deslocou no período analisado, a análise considerando painel é uma alternativa interessante dado o aumento no número de observações utilizadas na estimação dos parâmetros e, conseqüentemente, na precisão das estimativas e, o fato de que ao utilizar modelos deste tipo, está-se controlando efeitos não observáveis entre as empresas (Tabelas A1 e A2 do Apêndice A).

Tabela 8. Coeficientes de correlação de Spearman (r_s) entre os *rankings* das distribuidoras pelos diferentes modelos avaliados, em 2009

	Painel (P)		Fronteira Única (U)					Grupo (G)				
	SFA		SFA		DEA		COLS	SFA		DEA		COLS
	CD	TL	CD	TL	VRS	NDRS	CD	CD	TL	VRS	NDRS	CD
<i>SFA_P_CD</i>	1,00											
<i>SFA_P_TL</i>	0,92	1,00										
<i>SFA_U_CD</i>	0,82	0,86	1,00									
<i>SFA_U_TL</i>	0,84	0,84	0,98	1,00								
<i>DEA_U_VRS</i>	0,52	0,41	0,57	0,64	1,00							
<i>DEA_U_NDRS</i>	0,62	0,56	0,72	0,77	0,91	1,00						
<i>COLS_U_CD</i>	0,83	0,87	1,00	0,98	0,58	0,72	1,00					
<i>SFA_G_CD</i>	0,67	0,69	0,83	0,82	0,57	0,66	0,84	1,00				
<i>SFA_G_TL</i>	0,52	0,41	0,50	0,53	0,56	0,52	0,51	0,75	1,00			
<i>DEA_G_VRS</i>	0,53	0,51	0,66	0,66	0,82	0,75	0,65	0,66	0,62	1,00		
<i>DEA_G_NDRS</i>	0,69	0,68	0,79	0,79	0,73	0,80	0,78	0,77	0,71	0,87	1,00	
<i>COLS_G_CD</i>	0,72	0,71	0,84	0,83	0,59	0,64	0,84	0,90	0,83	0,72	0,88	1,00

Fonte: Resultados da pesquisa.

Nota: *SFA_P_CD* – fronteira estocástica em painel (*SFA_P*) sob a formulação Cobb-Douglas (CD); *SFA_P_TL* – *SFA_P* sob a formulação translog (TL); *SFA_U_CD* – *SFA* anual (U) sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; *SFA_U_TL* – *SFA_U* sob a formulação TL; *DEA_U_VRS*– DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; *DEA_U_NDRS*– DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; *COLS_U_CD* – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; *SFA_G_CD* – *SFA* anual sob a formulação CD considerando os grupos formados pela ANEEL; *SFA_G_TL* – *SFA* anual sob a formulação TL considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; *DEA_G_VRS* – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual os grupos formados pela ANEEL; *DEA_G_NDRS* – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; *COLS_G_CD* – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD os grupos formados pela ANEEL.

Segundo os procedimentos adotados pela ANEEL, os custos operacionais considerados eficientes estão associados ao escore de eficiência obtido pela distribuidora, ou seja, quanto menor a eficiência da empresa, maior deverá ser a redução dos custos ao final do 3CRTP e, por outro lado, quanto maior a eficiência, menor a redução dos custos e, consequentemente, maior a apropriação dos ganhos por parte das distribuidoras. Deste modo, para tratar a reduzida eficiência média das concessionárias de distribuição e evitar um prêmio exagerado para empresas mais eficientes calcula-se, para cada concessionária, o que aqui se denomina escore eficiência relativa, que se refere à razão entre a eficiência estimada em 2009, descrita na Tabela 6, e a eficiência média das concessionárias que obtiveram em 2009 valores superiores à média do período 2003-2008. As Tabelas C1 e C2, do Apêndice C, apresentam

os índices médios de eficiência das distribuidoras para o período 2003-2008 e a ordenação das distribuidoras associada aos valores de eficiência relativa para o ano de 2009, de acordo com cada um dos métodos avaliados, respectivamente.

Essa análise é então utilizada para verificar a condição de consistência que diz respeito à capacidade dos métodos em determinar de forma consistente os melhores e piores desempenhos relativos (Tabela 9). Segundo Bauer et al. (1998), quando a consistência dos níveis de eficiência e de classificações não for cumprida, mas a condição de identificação dos melhores e piores desempenhos é, o ordenamento bruto das empresas torna-se geralmente mais importante para as decisões de política regulatória do que medir o nível de eficiência ou os *rankings* de eficiência.

Tabela 9. Correspondência na identificação dos 10 melhores e 10 piores desempenhos relativos entre as diferentes abordagens analisadas, 2009

	Painel (P)		Fronteira Única (U)				Grupo (G)				
	SFA		SFA		DEA		SFA		DEA		ANEEL
	CD	TL	CD	TL	VRS	NDRS	CD	CD	TL	VRS	
<i>SFA_P_CD</i>		0,80	0,50	0,60	0,50	0,50	0,50	0,60	0,70	0,30	0,70
<i>SFA_P_TL</i>	0,90		0,60	0,70	0,50	0,60	0,60	0,70	0,50	0,40	0,70
<i>SFA_U_CD</i>	0,60	0,50		0,80	0,50	0,60	1,00	0,80	0,40	0,60	0,60
<i>SFA_U_TL</i>	0,50	0,40	0,90		0,50	0,50	0,80	0,80	0,50	0,40	0,50
<i>DEA_U_VRS</i>	0,30	0,20	0,50	0,60		0,80	0,50	0,50	0,40	0,70	0,50
<i>DEA_U_NDRS</i>	0,30	0,20	0,50	0,60	1,00		0,60	0,60	0,40	0,60	0,60
<i>COLS_U_CD</i>	0,60	0,50	1,00	0,90	0,50	0,50		0,80	0,40	0,60	0,60
<i>SFA_G_CD</i>	0,60	0,60	0,60	0,60	0,50	0,50	0,60		0,60	0,60	0,70
<i>SFA_G_TL</i>	0,30	0,30	0,30	0,30	0,70	0,70	0,30	0,60		0,30	0,70
<i>DEA_G_VRS</i>	0,30	0,30	0,40	0,50	0,70	0,70	0,40	0,50	0,50		0,50
<i>ANEEL</i>	0,40	0,40	0,50	0,50	0,70	0,70	0,50	0,70	0,70	0,80	

Fonte: Resultados da pesquisa.

Nota: Os valores do triângulo superior estão associados ao percentual de concordância entre os métodos na identificação das 10 melhores práticas e, os do triângulo inferior, ao percentual de concordância entre os métodos na identificação das 10 piores práticas. *SFA_P_CD* – fronteira estocástica em painel (*SFA_P*) sob a formulação Cobb-Douglas (CD); *SFA_P_TL* – *SFA_P* sob a formulação translog (TL); *SFA_U_CD* – *SFA* anual (U) sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; *SFA_U_TL* – *SFA_U* sob a formulação TL; *DEA_U_VRS* – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; *DEA_U_NDRS* – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; *COLS_U_CD* – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; *SFA_G_CD* – *SFA* anual sob a formulação CD considerando os grupos formados pela ANEEL; *SFA_G_TL* – *SFA* anual sob a formulação TL considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; *DEA_G_VRS* – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual os grupos formados pela ANEEL; *DEA_G_NDRS* – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; *COLS_G_CD* – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob

a formulação CD os grupos formados pela ANEEL; ANEEL – média dos índices fornecidos pelos métodos DEA_G_NDRS e COLS_G_CD.

Os índices de concordância apresentaram-se, em geral, maiores quando da identificação das melhores práticas (triângulo superior), deste modo, tem-se que os métodos são mais consistentes em identificar as melhores do que as piores práticas (Tabela 9). Ao identificar corretamente os melhores desempenhos relativos, o regulador dispõe de meios para a aplicação de incentivos compatíveis, fazendo com que as empresas realmente eficientes possam disfrutar dos ganhos advindos do aumento da produtividade. Por outro lado, ao não conseguir identificar corretamente as empresas menos eficientes, o regulador impõe o ajuste imediato aos custos operacionais de algumas empresas, fazendo com que as mesmas não possam manter parte dos ganhos, impactando em desincentivo e podendo levar, em alguns casos, a uma possível violação das condições de equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Além disso, a identificação das 10 empresas de melhores desempenhos relativos pela ANEEL só é consistente com os modelos de SFA por grupos ou em painel, sendo que estes últimos são também consistentes entre si na identificação das melhores e piores práticas, fazendo com que, caso o regulador opte por um modelo deste tipo, a escolha da forma funcional seja feita com base naquela formulação de maior significância estatística, podendo esta ser verificada com base no Teste da Razão de Verossimilhança¹⁴. Conclusão semelhante pode ser extraída para os modelos de SFA únicos, que além de consistentes entre si, são consistentes com o modelo COLS (Tabela 9).

O resultado contra intuitivo da estimação do modelo translog para grupos (SFA_G_TL), pode ter sido responsável pela baixa correspondência observada com os demais métodos. Ademais, a identificação pelo método adotado pela ANEEL não apresenta concordância com as demais abordagens quando se trata da identificação dos 10 piores desempenhos (Tabelas 9 e C2). As 10 empresas identificadas como mais ineficientes pela reguladora não necessariamente estão entre as distribuidoras mais ineficientes pelos demais métodos, pelo contrário, existe uma grande dispersão destas empresas dentre as 59 posições, merecendo destaque, a distribuidora UHENPAL, que é identificada como o segundo pior

¹⁴ Detalhes sobre o teste podem ser encontrados em Coelli (1996).

desempenho com relação à eficiência de custos pela ANEEL (eficiência relativa de 43%) e que figura entre as 20 mais eficientes pelos demais métodos (Tabela C2 do Apêndice C).

Este resultado é importante no sentido de que algumas empresas, ao serem consideradas ineficientes erroneamente, serão penalizadas ao terem que reduzir seus custos de forma significativa. Segundo Gomes e Braga (2011), este problema pode ser devido ao fato de se utilizar um modelo pressupondo-se que todas as empresas apresentem retornos não decrescentes, o que nem sempre é válido. Os autores salientam que determinadas empresas podem apresentar retornos decrescentes e serem eficientes, porém, nesse caso, seu índice de eficiência será menor que o real, pois ela não se encontra na faixa pré-determinada da fronteira. Deste modo, mesmo que a empresa não tenha problemas de pura eficiência técnica, ela será penalizada pelo fato de apresentar ineficiência de escala, o que não ocorreria se o modelo permitisse o uso de retornos variáveis.

Especificamente, a distribuidora Usina Hidroelétrica Nova Palma (UHENPAL) é uma empresa de pequeno porte (Grupo B), responsável pelo fornecimento de energia elétrica a nove municípios da região Central do estado do Rio Grande do Sul, onde atende aproximadamente 14,5 mil unidades consumidoras numa área de concessão de 1,9 mil km², predominantemente rural com forte ênfase na agricultura familiar, utilizando para isto, 1.688 quilômetros de cabos de redes. Apesar do pequeno porte associado a esta distribuidora, ao longo do período, tem-se que a mesma apresentou relação entre os custos operacionais e os produtos crescente entre os anos de 2004 a 2008, apresentando uma ligeira queda no ano seguinte (2009), enquanto que, em termos médios, a relação custo/produtos, pouco as alterou ao longo do período (Figura 3). Além disso, verificou-se que, a relação entre os custos operacionais e o tamanho das redes (co/redes) para esta distribuidora foi inferior em relação à média apresentada pelas demais distribuidoras (co/redes_m) durante todo o período. Por outro lado, principalmente a partir de 2006, observa-se um aumento da relação custo/produtos da UHENPAL, tornando-se esta, inclusive superior à média das demais empresas, de modo que, espera-se que o aumento no valor da relação custo/produtos se reflita na redução dos índices da eficiência de custos, para esta empresa, a partir deste ano.

Ademais, nota-se que entre os anos de 2008 e 2009, enquanto as relações médias apresentavam ligeiro aumento, esta distribuidora caminhava em sentido contrário, apresentando redução nas relações custo/produtos, o que se espera refletir no aumento da eficiência de custos para esta distribuidora em 2009, comparativamente com o ano anterior.

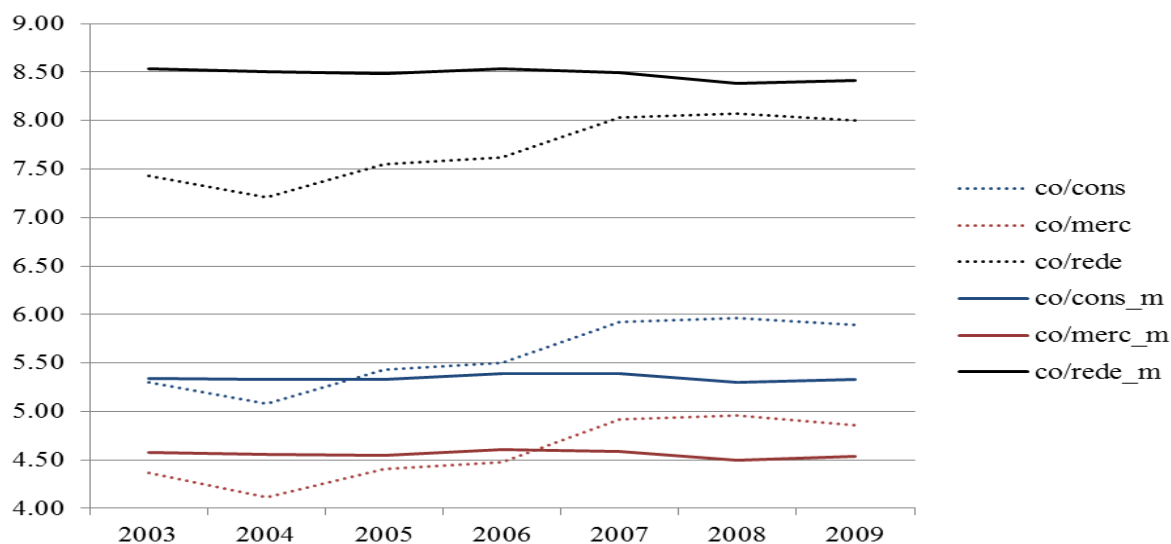


Figura 3. Valores em logaritmos das relações entre os Custos Operacionais e os produtos (Unidades Consumidoras, Mercado Faturado e Redes) da distribuidora UHENPAL, 2003 a 2009.

Fonte: Resultados da pesquisa.

Na Tabela 10 são apresentados os índices de eficiência para esta distribuidora em todo o período analisado e por todos os métodos estudados.

Tabela 10. Índices de eficiência estimados para a distribuidora UHENPAL, Brasil, 2003 a 2009

	Painel(P)		Fronteira Única (U)					Grupo (G)				
	SFA		SFA		DEA		COLS	SFA		DEA		COLS
	CD	TL	CD	TL	VRS	NDRS	CD	CD	TL	VRS	NDRS	CD
2003	0,88	0,86	1,00	0,95	1,00	1,00	0,81	0,95	0,95	0,92	1,00	0,94
2004	0,88	0,86	1,00	0,96	1,00	1,00	1,00	1,00	0,97	1,00	1,00	1,00
2005	0,88	0,86	0,93	0,93	1,00	1,00	1,00	0,98	0,95	1,00	1,00	1,00
2006	0,88	0,86	0,92	0,92	1,00	1,00	1,00	0,97	1,00	0,89	1,00	1,00
2007	0,88	0,85	0,86	0,99	0,91	0,91	0,69	0,93	0,92	0,57	1,00	0,80
2008	0,88	0,85	0,83	0,85	0,85	0,85	0,56	0,80	0,93	0,46	0,89	0,56
2009	0,88	0,85	0,84	0,86	0,93	0,93	0,57	0,83	0,84	0,49	0,36	0,36

Fonte: Resultados da pesquisa.

Nota: SFA_P_CD – fronteira estocástica em painel (SFA_P) sob a formulação Cobb-Douglas (CD); SFA_P_TL – SFA_P sob a formulação translog (TL); SFA_U_CD – SFA anual (U) sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; SFA_U_TL – SFA_U sob a formulação TL; DEA_U_VRS – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; DEA_U_NDRS – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; COLS_U_CD – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; SFA_G_CD – SFA anual sob a formulação CD considerando os grupos formados pela ANEEL; SFA_G_TL – SFA anual sob a formulação TL considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; DEA_G_VRS – DEA

com retornos variáveis de escala (VRS) anual os grupos formados pela ANEEL; DEA_G_NDRS – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; COLS_G_CD – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD os grupos formados pela ANEEL.

Diante dos resultados, verifica-se que a maioria das abordagens conseguiu captar a evolução da eficiência desta distribuidora conforme esperado pela relação custo/produção (Figura 2 e Tabela 10). Porém, dentre as abordagens avaliadas, tem-se que, os modelos baseados em fronteira única e em painel, além do modelo de fronteira estocástica Cobb-Douglas e o DEA com retornos variáveis aplicados aos grupos formados por porte (SFA_G_CD e DEA_G_VRS), foram aqueles que conseguiram captar os resultados esperados para os dois últimos anos (2008 e 2009). Curiosamente, estes métodos consideraram esta empresa como pertencente ao grupo das 20 mais eficientes, o que sugere que a mesma pode não ser tão ineficiente quanto define a ANEEL.

Além disso, foram calculadas as correlações de Spearman referente aos *rankings* gerados pela ordenação com relação aos índices de eficiência relativa, apresentados na Tabela C2 do Apêndice C. Assim como concluído anteriormente e verificado por Silva (2007), os coeficientes mostram que os métodos de fronteira estocástica retornam *rankings* mais condizentes com aqueles resultantes da aplicação de outros métodos de fronteira estocástica, que os modelos DEA são mais correlacionados entre si e que a correlação entre os métodos paramétricos e não paramétricos é na maioria dos casos mais baixa (Tabela 11).

Tabela 11. Coeficientes de correlação de Spearman (r_s) entre os *rankings* das distribuidoras resultantes da ordenação dos índices de eficiência relativa pelos diferentes modelos avaliados, em 2009

	Painel(P)			Fronteira Única (U)					Grupo(G)				
	SFA			SFA		DEA	COLS		SFA		DEA	COLS	
	ANEEL	CD	TL	CD	TL	VRS	NDRS	CD	CD	TL	VRS	NDRS	CD
ANEEL	1,00	0,72	0,71	0,84	0,83	0,68	0,74	0,83	0,85	0,76	0,83	0,97	0,96
SFA_P_CD		1,00	0,92	0,82	0,84	0,51	0,62	0,82	0,66	0,50	0,51	0,68	0,72
SFA_P_TL			1,00	0,86	0,84	0,40	0,56	0,87	0,67	0,39	0,49	0,68	0,70
SFA_U_CD				1,00	0,98	0,57	0,72	0,99	0,82	0,49	0,64	0,79	0,85
SFA_U_TL					1,00	0,63	0,76	0,98	0,81	0,51	0,64	0,78	0,83
DEA_U_VRS						1,00	0,91	0,57	0,57	0,55	0,84	0,73	0,60
DEA_U_NDRS							1,00	0,72	0,66	0,50	0,75	0,80	0,65
COLS_U_CD								1,00	0,82	0,48	0,63	0,78	0,84
SFA_G_CD									1,00	0,74	0,65	0,77	0,90
SFA_G_TL										1,00	0,61	0,68	0,81
DEA_G_VRS											1,00	0,86	0,72
DEA_G_NDRS												1,00	0,88
COLS_G_CD													1,00

Fonte: Resultados da pesquisa.

Nota: SFA_P_CD – fronteira estocástica em painel (SFA_P) sob a formulação Cobb-Douglas (CD); SFA_P_TL – SFA_P sob a formulação translog (TL); SFA_U_CD – SFA anual (U) sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; SFA_U_TL – SFA_U sob a formulação TL; DEA_U_VRS – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; DEA_U_NDRS – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; COLS_U_CD – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; SFA_G_CD – SFA anual sob a formulação CD considerando os grupos formados pela ANEEL; SFA_G_TL – SFA anual sob a formulação TL considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; DEA_G_VRS – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual os grupos formados pela ANEEL; DEA_G_NDRS – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; COLS_G_CD – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD os grupos formados pela ANEEL; ANEEL – média dos índices fornecidos pelos métodos DEA_G_NDRS e COLS_G_CD.

Por outro lado, a ordenação resultante da aplicação do método da ANEEL, que considera a combinação de métodos paramétricos e não paramétricos (DEA_G_NDRS e COLS_G_CD), apresenta correlação relativamente alta com os demais métodos avaliados (Tabela 11). Parte desta correlação deve-se a ordenação das melhores práticas, uma vez que este método não foi capaz de identificar corretamente as empresas com pior desempenho relativo (Tabela C2 do Apêndice C).

Para complementar a análise de consistência, foi verificada a consistência temporal das medidas de eficiência. Segundo Bauer et al. (1998) as medidas de eficiência, para que sejam úteis aos reguladores, devem apresentar razoável estabilidade ao longo do tempo, e não variar significativamente de um ano para o outro. Isto decorre do fato de que, embora algumas distribuidoras melhorem ou piorem marginalmente o seu desempenho em curtos períodos de tempo, é pouco provável que uma distribuidora muito eficiente em um ano se torne muito ineficiente no ano seguinte.

As medidas de eficiência baseadas na abordagem de dados em painel foram excluídas da análise, uma vez que os coeficientes associados a variável tempo nos modelos sob a formulação Cobb-Douglas e translog (SFA_P_CD e SFA_P_TL) apresentaram-se não significativos, ou seja, não se rejeitou a hipótese de que os mesmos são iguais à zero (Tabelas A1 e A2 do Apêndice A). Deste modo, tem-se que para estas abordagens, as medidas de eficiência são consistentes ao longo do tempo.

Para as demais abordagens, apresentam-se os coeficientes de correlação de Spearman entre pares de anos, espaçados com intervalos de 1 a 6 anos. Para resumir a grande quantidade de informação (21 correlações para cada método avaliado), a Tabela 12 apresenta as correlações médias pelo número de anos no intervalo.

Tabela 12. Correlações entre medidas de eficiência, para os diferentes modelos analisados

	<i>1 ANO</i>	<i>2 ANOS</i>	<i>3 ANOS</i>	<i>4 ANOS</i>	<i>5 ANOS</i>	<i>6 ANOS</i>
<i>SFA_U_CD</i>	0,79	0,73	0,64	0,55	0,38	0,08
<i>SFA_U_TL</i>	0,79	0,71	0,66	0,55	0,33	-0,06
<i>DEA_U_VRS</i>	0,77	0,75	0,68	0,57	0,41	0,09
<i>DEA_U_NDRS</i>	0,94	0,88	0,82	0,75	0,66	0,61
<i>COLS_U_CD</i>	0,74	0,70	0,57	0,46	0,31	-0,10
<i>SFA_G_CD</i>	0,53	0,48	0,31	0,14	0,13	0,59
<i>SFA_G_TL</i>	0,72	0,44	0,20	-0,01	-0,38	-0,31
<i>DEA_G_VRS</i>	0,87	0,82	0,75	0,68	0,59	0,47
<i>DEA_G_NDRS</i>	0,89	0,79	0,71	0,65	0,61	0,54
<i>COLS_G_CD</i>	0,92	0,84	0,77	0,74	0,70	0,65

Nota: *SFA_P_CD* – fronteira estocástica em painel (*SFA_P*) sob a formulação Cobb-Douglas (CD); *SFA_P_TL* – *SFA_P* sob a formulação translog (TL); *SFA_U_CD* – *SFA* anual (U) sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; *SFA_U_TL* – *SFA_U* sob a formulação TL; *DEA_U_VRS* – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; *DEA_U_NDRS* – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; *COLS_U_CD* – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; *SFA_G_CD* – *SFA* anual sob a formulação CD considerando os grupos formados pela ANEEL; *SFA_G_TL* – *SFA* anual sob a formulação TL considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; *DEA_G_VRS* – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual os grupos formados pela ANEEL; *DEA_G_NDRS* – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; *COLS_G_CD* – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD os grupos formados pela ANEEL. A segunda coluna (1 ANO) refere-se à média das correlações calculadas entre as eficiências de intervalo de 1 ano a frente, isto é, de 2003 com 2004, 2004 com 2005, . . . , 2008 com 2009, para cada método. De forma análoga, as colunas seguintes apresentam as médias entre pares de correlações de intervalos de 2, 3, 4,5 e 6 anos, respectivamente.

A maior parte das correlações apresentou-se alta, o que sugere que os escores de eficiência dos métodos analisados são estáveis ao longo do tempo. Apesar disso, as mesmas mostraram-se declinantes ao longo do tempo, o que era esperado visto que as distribuidoras podem apresentar melhoras ou pioras em seus desempenhos ao longo do período (Tabela 12).

Deve-se ressaltar que os resultados associados ao modelo de fronteira estocástica sob formulação translog aplicado aos grupos formados pela ANEEL (*SFA_G_TL*), apresentaram sinal negativo para correlações médias entre intervalos de tempo a partir de 4 anos, indicando instabilidade temporal, porém, este resultado deve estar associado aos problemas de estimação já mencionados anteriormente. Além deste, os modelos translog e COLS aplicados ao grupo formado por todas as empresas (*SFA_U_TL* e *COLS_U_CD*), apresentaram coeficientes de correlação negativos para intervalos de 6 anos, isto é, entre os escores de eficiência calculados para os anos de 2003 e 2009, sugerindo que houveram alterações significativas entre os escores de eficiência e conseqüentemente nos *rankings* associados as distribuidoras, no final do período comparativamente ao primeiro ano em análise (Tabela 12).

Bauer et al. (1998) sugerem que as correlações médias são úteis para análise regulatória, uma vez que as mesmas ajudam a prever os efeitos das políticas sobre as empresas no futuro. Por exemplo, no caso brasileiro, onde as políticas são definidas para um período de 4 a 5 anos entre as revisões tarifárias, a redução das correlações a partir de intervalos de 4 anos, indicam que houve alteração nos índices de eficiência no período e, se esta alteração estiver acompanhada pelo aumento no índice médio de eficiência das distribuidoras, tem-se um indicativo da eficácia da política implementada.

De modo geral, tem-se que os métodos são estáveis e ainda, que existe uma pequena diferença da estabilidade da eficiência entre os métodos determinísticos (DEA e COLS) e os estocásticos (SFA), sendo os primeiros mais estáveis, o que corrobora com o resultado observado por Bauer et al. (1998).

4.2. As variáveis ambientais e a eficiência das empresas distribuidoras de energia elétrica

Considerando a heterogeneidade nas características das áreas de concessão em que as empresas distribuidoras estão instaladas, isto é, as diferenças regionais existentes no Brasil, reconhece-se a importância de se incorporar a influência de tais características no processo de comparação das concessionárias.

Com relação às variáveis adotadas pela ANEEL e neste estudo, percebe-se a grande variabilidade das características relacionadas principalmente com relação ao índice de complexidade, isto é, ao grau de adversidade no combate a perdas (complex) e à densidade de consumidores (uc_conj) (Tabela 13). Porém, é importante destacar que a heterogeneidade observada nos dados parece ser menor que a realmente existente entre as áreas de concessão. Isto pode ser devido ao fato de a ANEEL¹⁵ ter utilizado nas simulações da definição dos custos no 3CRTP valores de algumas variáveis como, por exemplo, chuva, repetidos para os diferentes anos para cada distribuidora.

¹⁵ Informações disponíveis em www.aneel.gov.br. Acesso em: 01 mar. 2012.

Tabela 13. Estatísticas descritivas das variáveis ambientais, 2003 a 2009

Variável	Estatísticas Descritivas				
	Mínimo	Média	Máximo	Desvio Padrão	Coefficiente de Variação
Nível de precipitação (chuva)	808,00	1.483,07	2.450,00	312,62	21,08%
Nível Salarial (salar)	2.261,74	3.319,45	5.309,05	534,40	16,10%
Índice de Complexidade (complex)	0,01	0,15	0,45	0,12	78,20%
Unid.Consumidoras/conjunto(uc_conj)	2.292,29	19.144,78	43.957,53	8.675,87	45,32%

Fonte: ANEEL.

Visando controlar os efeitos das variáveis ambientais na análise de eficiência das distribuidoras, tornando assim a comparação mais realista, as duas estratégias descritas na Tabela 1 foram implementadas.

4.2.1. Correção dos índices de eficiência das empresas distribuidoras de energia elétrica com base nos modelo Tobit

A primeira análise refere-se à correção dos índices de eficiência das distribuidoras de energia elétrica a partir do modelo Tobit considerando o vetor mediano das variáveis ambientais, no segundo estágio. Deste modo, as eficiências são baseadas na comparação das empresas quando estas estão inseridas em um “ambiente mediano”.

A Tabela 14 retrata os índices de eficiência corrigidos para cada um dos métodos de eficiência analisados. Algumas empresas não tiveram seus índices corrigidos neste segundo estágio devido à indisponibilidade de informações a respeito de todas as variáveis ambientais. Para estas empresas, optou-se por repetir o escore de eficiência estimado sem a consideração de tais variáveis. Nestes casos, a ANEEL sugere apenas corrigir os valores definidos no 2CRTP de acordo com os procedimentos apresentados no Anexo A, sem a consideração das distribuidoras no estudo de *benchmarking*.

Tabela 14. Índices de Eficiência corrigidos com base no modelo Tobit (mediana), 2009

Distribuidora	Painel (P)		Fronteira Única (U)					Grupo (G)				
	SFA		SFA		DEA		COLS	SFA		DEA		COLS
	CD	TL	CD	TL	VRS	NDRS	CD	CD	TL	VRS	NDRS	CD
AESSUL	0,88	0,84	0,86	0,88	0,94	0,93	0,64	0,90	0,94	0,76	0,78	0,74
AME	0,47	0,52	0,73	0,75	0,45	0,45	0,35	0,86	0,96	0,59	0,51	0,45
AMPLA	0,59	0,58	0,79	0,81	0,57	0,59	0,44	0,85	0,92	0,61	0,58	0,54
BANDEIRANTE	0,64	0,65	0,84	0,85	0,80	0,81	0,53	0,88	0,94	0,70	0,69	0,65
BOAVISTA*	0,27	0,32	0,55	0,57	0,21	0,21	0,20	0,51	0,54	0,28	0,19	0,17
CAIUA	0,64	0,75	0,85	0,84	0,59	0,59	0,58	0,87	0,89	0,85	0,59	0,50
CEAL	0,51	0,55	0,69	0,71	0,36	0,36	0,32	0,68	0,90	0,49	0,47	0,41
CEB	0,45	0,51	0,79	0,80	0,48	0,50	0,40	0,89	0,95	0,53	0,49	0,44
CEEE	0,60	0,59	0,77	0,79	0,49	0,49	0,41	0,83	0,92	0,52	0,47	0,48
CELESC	0,54	0,44	0,76	0,80	0,56	0,51	0,38	0,81	0,93	0,53	0,49	0,46
CELG	0,50	0,43	0,74	0,78	0,60	0,58	0,36	0,80	0,92	0,72	0,64	0,44
CELPA	0,57	0,58	0,77	0,80	0,50	0,49	0,43	0,91	0,94	0,70	0,55	0,60
CELPE	0,81	0,83	0,86	0,87	0,71	0,75	0,67	0,90	0,93	0,94	0,88	0,84
CELTINS	0,61	0,70	0,86	0,84	1,00	1,00	0,63	0,85	0,89	0,80	0,73	0,50
CEMAR	0,77	0,77	0,86	0,87	1,00	1,00	0,66	0,88	0,93	1,00	1,00	0,84
CEMAT	0,57	0,56	0,81	0,83	0,88	0,83	0,51	0,88	0,92	1,00	0,93	0,68
CEMIG	0,49	0,36	0,70	0,77	0,96	0,50	0,32	0,69	0,91	0,90	0,54	0,44
CEPISA*	0,59	0,61	0,74	0,75	0,48	0,48	0,37	0,80	0,91	0,51	0,51	0,43
CFLO	0,64	0,72	0,83	0,84	0,52	0,52	0,51	0,80	0,82	0,53	0,54	0,44
CHESP	0,96	1,00	0,89	0,88	0,78	0,74	0,74	0,86	0,82	0,55	0,52	0,59
CJE	0,67	0,95	0,88	0,87	0,91	0,90	0,70	0,92	0,91	0,96	0,93	0,78
CLFM	0,75	0,82	0,89	0,89	0,86	0,85	0,76	0,90	0,90	0,97	0,83	0,66
CLFSC	0,85	1,00	0,92	0,89	0,72	0,70	0,97	0,98	0,94	0,81	0,78	0,96
CNEE	0,68	0,81	0,83	0,82	0,46	0,45	0,53	0,86	0,84	0,54	0,52	0,51
COCEL	0,70	0,77	0,84	0,85	0,51	0,51	0,54	0,83	0,82	0,46	0,48	0,51
COELBA	0,86	0,84	0,87	0,88	0,88	0,92	0,74	0,91	0,93	1,00	1,00	0,91
COELCE	0,71	0,68	0,81	0,84	0,85	0,87	0,57	0,81	0,91	0,71	0,76	0,64
COOPERALIANÇA*	0,61	0,63	0,79	0,81	0,43	0,43	0,45	0,76	0,75	0,44	0,42	0,39
COPEL	0,58	0,46	0,76	0,80	0,85	0,55	0,37	0,81	0,94	0,69	0,49	0,43
COSERN	0,80	0,80	0,83	0,84	0,81	0,83	0,65	0,85	0,90	0,77	0,83	0,76
CPEE	0,74	0,83	0,88	0,87	0,76	0,75	0,69	0,90	0,89	0,85	0,69	0,62
CPFL-Paulista	0,98	1,00	0,88	0,88	0,95	0,92	0,70	0,93	0,95	0,95	0,94	1,00
CPFL-Piratinga	0,82	0,72	0,86	0,88	0,97	1,00	0,60	0,91	0,95	0,68	0,71	0,63
CSPE	0,75	0,77	0,87	0,87	0,92	0,94	0,67	0,85	0,87	0,96	0,84	0,61
DEMEI*	0,80	0,88	0,82	0,84	0,54	0,54	0,51	0,81	0,80	0,56	0,52	0,38
DME-PC	0,67	0,75	0,73	0,74	0,39	0,39	0,35	0,73	0,75	0,48	0,41	0,32
EBO	0,71	0,73	0,78	0,80	0,54	0,56	0,48	0,74	0,78	0,59	0,59	0,44
EDEVP	0,66	0,76	0,84	0,83	0,52	0,51	0,55	0,86	0,86	0,63	0,56	0,50
EEB	0,57	0,63	0,81	0,82	0,54	0,54	0,48	0,82	0,85	0,72	0,63	0,50

EFLJC	0,65	0,40	0,70	0,79	0,78	0,72	0,33	0,62	0,67	0,61	0,64	0,32
EFLUL	0,43	0,58	0,75	0,75	0,46	0,45	0,38	0,85	0,88	0,47	0,42	0,43
ELEKTRO	0,74	0,68	0,85	0,86	0,72	0,70	0,57	0,88	0,92	0,79	0,71	0,75
ELETROACRE	0,64	0,75	0,80	0,81	0,43	0,42	0,47	0,75	0,80	0,56	0,51	0,35
ELETROCAR	0,69	0,68	0,82	0,83	0,61	0,59	0,50	0,78	0,80	0,57	0,52	0,44
ELETROPAULO	0,54	0,49	0,76	0,79	1,00	0,69	0,37	0,87	0,94	0,89	0,57	0,43
ELFSM	0,76	0,84	0,83	0,84	0,68	0,69	0,58	0,83	0,83	0,64	0,56	0,52
EMG	0,83	0,93	0,85	0,84	0,66	0,65	0,60	0,87	0,89	0,79	0,68	0,59
ENERSUL	0,62	0,62	0,80	0,82	0,76	0,75	0,49	0,77	0,91	0,83	0,77	0,60
ENF	0,64	0,72	0,79	0,80	0,44	0,44	0,45	0,77	0,78	0,47	0,50	0,37
EPB	0,75	0,78	0,79	0,80	0,74	0,75	0,49	0,83	0,89	0,73	0,75	0,64
ESCELSA	0,68	0,68	0,81	0,82	0,62	0,63	0,49	0,82	0,91	0,58	0,62	0,58
ESE	0,72	0,80	0,83	0,83	0,58	0,59	0,54	0,84	0,93	0,83	0,85	0,74
HIDROPAN	0,58	0,57	0,79	0,81	0,49	0,48	0,43	0,76	0,78	0,53	0,47	0,40
IENERGIA	0,40	0,42	0,78	0,79	0,46	0,46	0,39	0,74	0,75	0,42	0,38	0,36
LIGHT	0,69	0,66	0,87	0,89	0,82	0,82	0,60	0,95	0,97	1,00	0,88	0,78
MUX-Energia	1,00	1,00	0,91	0,90	1,00	0,96	0,91	0,94	0,93	1,00	1,00	1,00
RGE	0,87	0,80	0,85	0,87	0,97	0,98	0,64	0,89	0,93	0,67	0,76	0,70
SULGIPE	0,69	0,67	0,79	0,80	0,64	0,64	0,45	0,68	0,73	0,73	0,66	0,38
UHENPAL*	0,88	0,85	0,84	0,86	0,93	0,93	0,57	0,83	0,84	0,49	0,36	0,36
Média	0,67	0,70	0,81	0,82	0,68	0,66	0,53	0,83	0,87	0,69	0,64	0,56
Mediana	0,67	0,72	0,82	0,83	0,66	0,63	0,51	0,85	0,90	0,69	0,59	0,51
Moda	0,64	0,68	0,79	0,80	1,00	0,59	0,37	0,85	0,93	1,00	0,52	0,44
Mínimo	0,27	0,32	0,55	0,57	0,21	0,21	0,20	0,51	0,54	0,28	0,19	0,17
Máximo	1,00	1,00	0,92	0,90	1,00	1,00	0,97	0,98	0,97	1,00	1,00	1,00
Desvio-Padrão	0,14	0,17	0,06	0,05	0,20	0,20	0,15	0,08	0,08	0,18	0,18	0,18
CV	21%	24%	8%	7%	30%	30%	28%	10%	9%	26%	28%	33%

Nota: *Os escores de eficiência apresentados referem-se à análise sem a correção pelo efeito das variáveis ambientais. SFA_P_CD – fronteira estocástica em painel (SFA_P) sob a formulação Cobb-Douglas (CD); SFA_P_TL – SFA_P sob a formulação translog (TL); SFA_U_CD – SFA anual (U) sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; SFA_U_TL – SFA_U sob a formulação TL; DEA_U_VRS– DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; DEA_U_NDRS– DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; COLS_U_CD – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; SFA_G_CD – SFA anual sob a formulação CD considerando os grupos formados pela ANEEL; SFA_G_TL – SFA anual sob a formulação TL considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; DEA_G_VRS – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual os grupos formados pela ANEEL; DEA_G_NDRS – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; COLS_G_CD – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD para os grupos formados pela ANEEL.

Em termos médios, os resultados corrigidos pelo modelo Tobit pouco diferiram dos índices resultantes do primeiro estágio (Tabelas 6 e 14). Há, na maioria dos casos, uma ligeira redução na variabilidade entre os índices dentro de cada abordagem analisada, sendo que os valores modais foram aqueles que sofreram maiores variações, tornando-se menores após a

correção. Este resultado deve-se ao fato de que empresas antes consideradas totalmente eficientes tiveram seus escores de eficiência diminuídos, ao retirar o efeito dos fatores ambientais. Assim, tem-se que os escores eram altos, não somente devido a boas práticas gerenciais, mas também devido à influência favorável das características das áreas de concessão, no qual estas estão inseridas.

A Tabela 15 apresenta estatísticas descritivas a respeito das diferenças ocorridas nos índices de eficiência após a correção pelas variáveis ambientais. As diferenças para cada método e cada distribuidora estão apresentadas na Tabela D1 do Apêndice D. Pode-se verificar que, em média, as diferenças médias foram próximas de zero, porém houve alguns casos em que a alteração foi significativa, reduzindo o índice de eficiência, após a correção, em até 36 pontos percentuais (p.p.), no caso no modelo COLS aplicado aos grupos formados com base no porte e, aumentando a eficiência em 43 p.p., no caso no modelo DEA-VRS aplicado aos mesmos grupos de empresas (Tabela 15). Em geral, os índices de eficiência associados às abordagens DEA e COLS foram aqueles que sofreram os maiores impactos com a correção. Já os modelos de fronteira, especialmente aqueles aplicados a todo o conjunto de 59 empresas, apresentaram resultados mais plausíveis, ou seja, os índices sofreram alterações, como esperado, porém as variáveis ambientais não foram tão decisivas na definição da eficiência das empresas (Tabela 15).

De modo geral, tem-se que os índices de eficiência (antes e após a correção) são altamente correlacionados, bem como os *rankings* gerados por eles, de acordo com os coeficientes de correlação de Pearson (r_p) e de Spearman (r_s), respectivamente. Desta forma, pode-se concluir que após a correção, por meio do modelo Tobit no segundo estágio, os índices são consistentes com relação à análise inicial (Tabelas 6 e 15).

Tabela 15. Estatísticas descritivas a respeito das diferenças entre os índices de eficiência após a correção com base no modelo Tobit (mediana), 2009

Estatísticas	Painel (P)		Fronteira Única (U)				Grupos (G)					
	SFA		SFA		DEA	COLS	SFA		DEA	COLS		
	CD	TL	CD	TL	VRS	NDRS	CD	CD	TL	VRS	NDRS	CD
Média	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	-0,01	-0,01	0,00	0,00	-0,02	-0,01	0,00
Mínimo	-0,21	-0,23	-0,07	-0,05	-0,22	-0,28	-0,33	-0,11	-0,09	-0,33	-0,25	-0,36
Máximo	0,33	0,36	0,08	0,05	0,19	0,18	0,26	0,12	0,08	0,43	0,31	0,28
Negativas	25	28	23	21	31	38	28	22	23	30	30	30

Positivas	27	24	23	17	20	17	19	22	20	24	20	22
Nulas	7	7	13	21	8	14	12	15	16	5	9	7
r_P	0,86	0,84	0,91	0,93	0,97	0,96	0,86	0,89	0,94	0,81	0,92	0,84
r_S	0,90	0,85	0,86	0,88	0,96	0,97	0,90	0,83	0,83	0,82	0,94	0,87

Nota: SFA_P_CD – fronteira estocástica em painel (SFA_P) sob a formulação Cobb-Douglas (CD); SFA_P_TL – SFA_P sob a formulação translog (TL); SFA_U_CD – SFA anual (U) sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; SFA_U_TL – SFA_U sob a formulação TL; DEA_U_VRS – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; DEA_U_NDRS – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; COLS_U_CD – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; SFA_G_CD – SFA anual sob a formulação CD considerando os grupos formados pela ANEEL; SFA_G_TL – SFA anual sob a formulação TL considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; DEA_G_VRS – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual os grupos formados pela ANEEL; DEA_G_NDRS – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; COLS_G_CD – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD para os grupos formados pela ANEEL.

Uma análise complementar diz respeito à capacidade dos métodos em determinar os melhores e piores desempenhos relativos. Desta forma, foram calculados os percentuais de concordância na identificação dos melhores e piores desempenhos, para cada método analisado, entre os escores de eficiência antes (Tabela 6) e após a correção (Tabela 14), e os resultados estão apresentados na Tabela 16.

Tabela 16. Percentual de correspondência na identificação dos 10 melhores e piores desempenhos para cada uma das diferentes abordagens analisadas após a correção, 2009

Desempenho	Painel (P)		Fronteira Única (U)					Grupos (G)				
	SFA		SFA		DEA		COLS	SFA		DEA		COLS
	CD	TL	CD	TL	VRS	NDRS	CD	CD	TL	VRS	NDRS	CD
10 melhores	0,60	0,50	0,70	0,60	0,70	0,80	0,70	0,60	0,40	0,30	0,60	0,60
10 piores	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,70	0,80	0,80	0,70	0,80	0,60

Nota: SFA_P_CD – fronteira estocástica em painel (SFA_P) sob a formulação Cobb-Douglas (CD); SFA_P_TL – SFA_P sob a formulação translog (TL); SFA_U_CD – SFA anual (U) sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; SFA_U_TL – SFA_U sob a formulação TL; DEA_U_VRS – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; DEA_U_NDRS – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando o conjunto das 59 empresas; COLS_U_CD – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD considerando o conjunto das 59 empresas; SFA_G_CD – SFA anual sob a formulação CD considerando os grupos formados pela ANEEL; SFA_G_TL – SFA anual sob a formulação TL considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; DEA_G_VRS – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual os grupos formados pela ANEEL; DEA_G_NDRS – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando os grupos formados pela ANEEL por porte; COLS_G_CD – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD para os grupos formados pela ANEEL.

Esta análise permite confirmar o que já foi explicitado anteriormente, ou seja, que algumas empresas tiveram seus índices bastante reduzidos e, com isso, deixaram de pertencer

ao grupo das empresas de melhor desempenho. Os modelos aplicados aos grupos formados por porte, como realizado pela ANEEL, são aqueles que sofrem maior influência da correção, verificado através dos baixos índices de concordância (Tabela 16). Por outro lado, o grupo de empresas de piores desempenhos sofreu menores alterações, para todos os métodos, sendo o COLS aquele que mais se alterou para este grupo (Tabela 16).

Diante dos resultados, percebe-se que a correção apresentou maior impacto na definição das melhores práticas, ou seja, as empresas com maiores índices de eficiência podem estar associadas a melhores condições ambientais de modo que, ao serem inseridas em um ambiente mediano, as mesmas perdem eficiência. Por outro lado, verifica-se que as variáveis ambientais tem um menor impacto nas empresas de piores desempenhos, visto que, mesmo com a correção, os escores não se alteram a ponto de levá-las ao grupo de empresas mais eficientes. Este resultado mostra a importância das variáveis ambientais e da forma como as mesmas serão consideradas na análise, uma vez que a subestimação da eficiência de uma distribuidora pertencente ao grupo de melhores desempenhos pode impactar em desincentivos para incrementos de eficiência.

4.2.2. Análise de eficiência das empresas distribuidoras de energia elétrica agrupadas com base nas variáveis ambientais

Diferentemente da estratégia anterior, a qual utiliza as variáveis ambientais diretamente na correção dos índices de eficiência, nesta segunda estratégia as variáveis ambientais são consideradas indiretamente na análise de eficiência, ou seja, são utilizadas para agrupamento prévio das empresas para posterior análise comparativa. Deste modo, a comparação é realizada para grupos de empresas instaladas em ambientes semelhantes.

Realizando o agrupamento das distribuidoras, foi possível identificar dois grupos distintos, denotados por AGR1 e AGR2, compostos respectivamente, por 18 e 41 distribuidoras de energia elétrica (Figura 4).

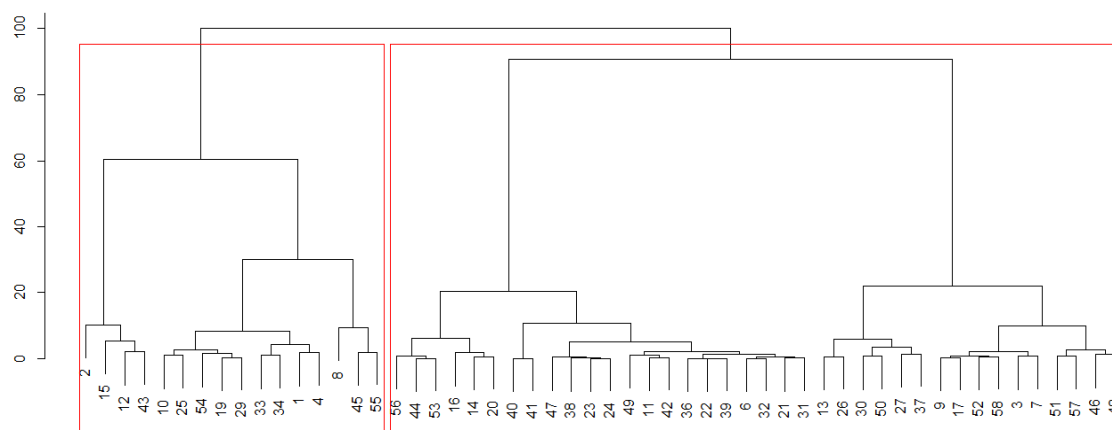


Figura 4. Dendrograma obtido pelo método de Ward para o agrupamento de 59 distribuidoras de energia elétrica brasileiras em 2009.

Fonte: Resultado da pesquisa.

O grupo 1 (AGR1) é formado por 18 distribuidoras, das 5 diferentes regiões do país, das quais 11 são de grande porte, isto é, possuem mercado maior que 1TWh (Tabela 17). Destas, 4 são do Nordeste e 3 do Sudeste. Com relação às empresas de menor porte, faz parte deste grupo a grande maioria das empresas situadas no Norte. De modo geral, estas empresas estão inseridas em áreas com maior índice médio de chuvas, salário, complexidade, bem como em regiões de maior densidade de consumidores (Tabela 18).

Tabela 17. Formação dos grupos de 59 empresas distribuidoras brasileiras de energia elétrica segundo o Método de Ward, 2009

Grupo (AGR)	Distribuidoras
AGR1	AES SUL; AME; AMPLA; BOA VISTA; CEB; CELTINS; CJE; CEMAR; CFLO; COELBA; COELCE; COPEL; EEB; EFLUL; ELETROACRE; ESE; LIGHT; HIDROPAN.
AGR2	BANDEIRANTE; CAIUA; CEAL; CEEE; CELPE; CEMIG; CELESC; CELG; CELPA; CEPISA; CEMAT; CHESP; CLFM; CLFSC; CNEE; COCEL; COOPERALIANÇA; COSERN; CPEE; CPFL - PAULISTA; CPFL – Piratininga; CSPE; DEMEI; DME-PC; EBO; EDEVP; EFLJC; ELEKTRO; ELETROCAR; ELETROPAULO; ESCELSA; ELFSM; EMG; ENERSUL; ENF; EPB; IENERGIA; MUX-ENERGIA; RGE; SULGIPE; UHENPAL.

Por outro lado, o AGR2 se caracteriza por ser constituído principalmente por distribuidoras de maior porte (mercado maior que 1TWh) do Norte, Sudeste e Centro-Oeste e, pela maioria das distribuidoras de menor porte do Sul (Tabela 17).

Tabela 18. Estatísticas descritivas das variáveis ambientais para os dois grupos de empresas distribuidoras de energia (AGR1 e AGR2), 2003 a 2009

Variáveis	AGR1					AGR2				
	Min.	Mediana	Média	Max.	DP	Min.	Mediana	Média	Max.	DP
chuva	1.396,00	1.642,00	1.708,94	2.450,00	301,69	808,01	1.379,00	1.387,98	1.880,00	267,85
sal	2.813,58	3.631,75	3.685,94	5.309,03	590,25	2.261,75	3.210,75	3.158,54	3.949,35	423,14
complex	0,04	0,15	0,20	0,45	0,13	0,01	0,11	0,12	0,35	0,10
uc_conj	12.924,18	24.451,81	26.353,56	43.957,77	8.922,70	2.291,91	15.575,53	15.979,83	27.960,33	6.453,87

Fonte: Resultados da pesquisa.

Ao considerar os dois grupos formados (AGR1 e AGR2) ao invés de um único grupo, composto pelas 59 empresas, obtém-se uma redução na heterogeneidade das condições ambientais dentro de cada grupo (AGR1 e AGR2) em relação ao grupo único. Deste modo, a posterior análise de eficiência já estará considerando as características ambientais, uma vez que as distribuidoras são comparadas com outras em ambientes semelhantes (Tabelas 12 e 18).

Após a obtenção dos grupos (AGR1 e AGR2), foram estimadas as eficiências para cada grupo de distribuidoras por meio das metodologias anteriormente utilizadas, são elas: modelos de SFA utilizando a especificação CD e TL, por ano e em painel, além dos modelos DEA com as especificações VRS e NDRS e do modelo COLS. Na Tabela 19 são apresentadas as eficiências para o último ano em análise, isto é, 2009.

Tabela 19. Índices de eficiência das distribuidoras de energia estimados a partir dos diferentes modelos avaliados, considerando o agrupamento por variáveis ambientais, 2009

Distribuidora	Agrupamento (AGR)						
	SFA_P_CD	SFA_P_TL	SFA_AGR_CD	SFA_AGR_TL	DEA_VRS	DEA_NDRS	COLS_CD
AESSUL	0,96	0,95	0,80	0,94	0,94	0,96	0,73
AME	0,53	0,63	0,42	0,48	0,71	0,45	0,35
AMPLA	0,60	0,73	0,56	0,64	0,82	0,62	0,43
BANDEIRANTE	0,69	0,70	0,95	0,95	0,82	0,75	0,57
BOAVISTA	0,37	0,38	0,27	0,30	0,58	0,23	0,23
CAIUA	0,60	0,70	0,95	0,95	0,62	0,64	0,61

CEAL	0,57	0,57	0,94	0,95	0,52	0,43	0,40
CEB	0,47	0,56	0,51	0,61	0,91	0,61	0,45
CEEE	0,61	0,58	0,95	0,95	0,50	0,51	0,44
CELESC	0,49	0,41	0,94	0,95	0,47	0,53	0,38
CELG	0,46	0,39	0,94	0,95	0,40	0,63	0,38
CELPA	0,58	0,54	0,94	0,95	0,50	0,52	0,42
CELPE	0,93	0,81	0,96	0,96	1,00	0,98	0,84
CELTINS	0,59	0,62	0,55	0,71	0,38	1,00	0,42
CEMAR	0,94	0,93	0,89	0,87	0,82	0,88	0,60
CEMAT	0,53	0,51	0,95	0,95	0,45	0,81	0,46
CEMIG	0,53	0,35	0,94	0,95	1,00	0,56	0,38
CEPISA	0,61	0,59	0,95	0,95	0,55	0,58	0,47
CFLO	0,95	0,96	0,78	0,88	0,73	0,63	0,59
CHESP	0,66	0,51	0,95	0,95	0,41	0,82	0,51
CJE	0,92	0,92	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00
CLFM	0,70	0,79	0,96	0,96	0,85	0,90	0,90
CLFSC	0,67	0,75	0,96	0,96	0,75	0,80	0,79
CNEE	0,58	0,66	0,95	0,95	0,55	0,51	0,51
COCEL	0,64	0,66	0,95	0,95	0,48	0,52	0,52
COELBA	0,90	0,89	1,00	0,94	1,00	1,00	0,72
COELCE	0,89	0,90	0,88	0,86	0,92	0,82	0,62
COOPERALIANÇA	0,58	0,56	0,95	0,95	0,46	0,44	0,46
COPEL	0,53	0,49	0,42	0,48	1,00	0,59	0,40
COSERN	0,96	0,97	0,96	0,96	1,00	1,00	0,95
CPEE	0,65	0,75	0,95	0,96	0,71	0,80	0,75
CPFL-Paulista	0,94	0,78	0,95	0,96	1,00	0,99	0,72
CPFL-Piratininga	0,92	0,95	0,95	0,96	1,00	1,00	0,74
CSPE	0,80	0,88	0,96	0,96	0,92	0,99	1,00
DEMEI	0,78	0,90	0,95	0,95	0,75	0,55	0,51
DME-PC	0,62	0,78	0,94	0,94	0,53	0,41	0,38
EBO	0,94	0,96	0,95	0,96	0,78	0,67	0,69
EDEVF	0,58	0,65	0,95	0,95	0,54	0,56	0,56
EEB	0,74	0,80	0,75	0,93	0,61	0,59	0,60
EFLJC	0,39	0,25	0,94	0,95	1,00	1,00	0,29
EFLUL	0,61	0,67	0,49	0,53	1,00	1,00	0,51
ELEKTRO	0,73	0,64	0,95	0,96	0,69	0,72	0,59
ELETROACRE	0,78	0,83	0,54	0,67	0,47	0,43	0,40
ELETROCAR	0,63	0,59	0,95	0,95	0,45	0,61	0,52
ELETROPAULO	0,61	0,43	0,94	0,95	1,00	0,67	0,40
ELFSM	0,74	0,75	0,95	0,95	0,53	0,80	0,62
EMG	0,71	0,72	0,95	0,95	0,58	0,77	0,64
ENERSUL	0,60	0,59	0,95	0,95	0,48	0,80	0,51
ENF	0,62	0,70	0,95	0,95	0,66	0,50	0,50
EPB	0,91	0,88	0,95	0,96	0,69	0,86	0,66

ESCELSA	0,75	0,74	0,95	0,95	0,65	0,68	0,59
ESE	0,90	0,94	0,76	0,84	0,73	0,61	0,55
HIDROPAN	0,93	0,94	0,74	0,76	1,00	0,91	0,55
IENERGIA	0,36	0,35	0,94	0,94	0,36	0,46	0,38
LIGHT	0,62	0,92	0,65	0,89	1,00	0,93	0,58
MUX-Energia	0,97	0,95	0,96	0,96	1,00	1,00	0,84
RGE	0,96	0,94	0,96	0,96	0,88	1,00	0,83
SULGIPE	0,77	0,66	0,95	0,96	0,59	0,69	0,59
UHENPAL	0,81	0,61	0,95	0,95	0,48	0,99	0,55
Média	0,70	0,70	0,86	0,89	0,72	0,72	0,57
Mediana	0,66	0,70	0,95	0,95	0,71	0,69	0,55
Mínimo	0,36	0,25	0,27	0,30	0,36	0,23	0,23
Máximo	0,97	0,97	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Desvio-padrão	0,17	0,19	0,17	0,15	0,21	0,21	0,17
CV	24%	27%	20%	16%	30%	28%	30%

Fonte: Resultados da pesquisa.

Nota: SFA_P_CD – fronteira estocástica em painel (SFA_P) sob a formulação Cobb-Douglas (CD) aplicado aos agrupamentos (AGR1 e AGR2); SFA_P_TL – SFA_P sob a formulação translog (TL); SFA_AGR_CD – SFA anual sob a formulação CD considerando os agrupamentos (AGR1 e AGR2); SFA_AGR_TL – SFA anual sob a formulação TL considerando os agrupamentos (AGR1 e AGR2); DEA_AGR_VRS – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual para os agrupamentos (AGR1 e AGR2); DEA_AGR_NDRS – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando os agrupamentos (AGR1 e AGR2); COLS_AGR_CD – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD para para os agrupamentos (AGR1 e AGR2).

Da mesma forma que a correção pela estratégia anterior, observa-se que não houve muita variação entre os índices médios de eficiência estimados para os grupos formados com base nas variáveis ambientais (AGR) em relação àqueles estimados sem considerar tais variáveis (Tabela 6). Porém, diferentemente da correção anterior, as médias entre os índices dentro de cada método apresentaram ligeiro aumento. Uma possível explicação para este resultado deve-se ao fato das empresas pertencentes a um mesmo grupo apresentarem maior semelhança e conseqüentemente menor variabilidade entre os índices de eficiência, sendo estes de maior valor.

Merece destaque o fato de que os modelos de fronteira estocástica (SFA-CD e SFA-TL) apresentaram significativo aumento no valor mediano de eficiência, de modo que, por estes modelos, 50% das distribuidoras apresentam eficiência estimada igual ou superior a 95% (Tabela 19). Este valor é bastante elevado em relação aos apresentados pelos demais métodos, e sugere ser devido, principalmente, pelo pequeno número de empresas pertencentes ao AGR1.

Os resultados das Tabelas 19, 20 e D2 do Apêndice D permitem verificar o efeito do agrupamento com base nas variáveis ambientais na análise de eficiência das distribuidoras de energia elétrica em 2009.

Tabela 20. Estatísticas Descritivas das diferenças observadas nos índices de eficiência estimados considerando o agrupamento por variáveis ambientais (AGR) e as demais formas de agrupamento, para os diferentes métodos utilizados, 2009

Estatísticas	Diferenças do agrupamento AGR						
	<i>SFA_P_CD</i>	<i>SFA_P_TL</i>	<i>SFA_U_CD</i>	<i>SFA_U_TL</i>	<i>DEA_U_VRS</i>	<i>DEA_U_NDRS</i>	<i>COLS_U_CD</i>
Média	0,02	0,01	0,05	0,06	0,02	0,05	0,03
Mínimo	-0,09	-0,24	-0,33	-0,32	-0,62	0,00	-0,08
Máximo	0,38	0,37	0,28	0,24	0,52	0,46	0,24
Negativas	30	36	14	12	24	4	15
Positivas	29	23	45	47	28	49	43
Nulas	0	0	0	0	7	6	1
r_s	0,85	0,82	0,64	0,55	0,54	0,91	0,95

Fonte: Resultados da pesquisa.

Nota: *SFA_P_CD* – fronteira estocástica em painel (*SFA_P*) sob a formulação Cobb-Douglas (CD) aplicado aos agrupamentos (AGR1 e AGR2); *SFA_P_TL* – *SFA_P* sob a formulação translog (TL); *SFA_AGR_CD* – *SFA* anual sob a formulação CD considerando os agrupamentos (AGR1 e AGR2); *SFA_AGR_TL* – *SFA* anual sob a formulação TL considerando os agrupamentos (AGR1 e AGR2); *DEA_AGR_VRS* – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual para os agrupamentos (AGR1 e AGR2); *DEA_AGR_NDRS* – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando os agrupamentos (AGR1 e AGR2); *COLS_AGR_CD* – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD para para os agrupamentos (AGR1 e AGR2).

Novamente, a variação dos índices em termos médios é baixa, porém ao analisarmos as diferenças mínimas e máximas, percebe-se que houve alterações bastante significativas por todos os métodos. Deste modo, ao comparar as duas estratégias de consideração das variáveis ambientais, verifica-se que a análise de eficiência baseada no agrupamento por meio destas possui maior influência no resultado final quando comparado a utilização do modelo Tobit no segundo estágio, dada as maiores alterações nos índices de eficiência (Tabelas 15 e 20).

Os modelos de fronteira estocástica, únicos ou em painel, resultaram em correção dos índices de eficiência para todas as empresas distribuidoras, sendo que, nos modelos únicos, a grande maioria das empresas tiveram seus índices aumentados com esta abordagem, o mesmo ocorrendo com os métodos utilizados pela ANEEL (Tabela 20).

Diante desses resultados, observa-se a grande influência da formação de grupos na análise comparativa, ou seja, a divisão das empresas em grupos semelhantes por meio de algum critério, teórico ou empírico, pode alterar, e muito, as conclusões e decisões a serem tomadas, uma vez que os resultados dependem diretamente das empresas que estão sendo utilizadas na comparação.

Apesar das diferenças identificadas, de maneira geral, tem-se que os *rankings* gerados pelos índices de eficiência (antes e após a correção) ainda são bastante correlacionados (r_s positivas e significativas), sendo que, os modelos de fronteira estocástica TL e DEA-VRS foram aqueles que apresentaram menores coeficientes de correlação de Spearman com a análise inicial. Desta forma, verifica-se a consistência destes resultados com aqueles obtidos na análise inicial (Tabelas 6 e 20).

Realizando uma análise a respeito da capacidade dos métodos em determinar os melhores e piores desempenhos relativos, calculou-se os percentuais de concordância na identificação dos melhores e piores desempenhos, para cada método analisado, entre os escores de eficiência antes (Tabela 6) e após a correção (Tabela 19), e os resultados estão apresentados na Tabela 21.

Tabela 21. Percentual de correspondência na identificação dos 10 melhores e piores desempenhos para cada uma das diferentes abordagens analisadas considerando o agrupamento das empresas com base nas variáveis ambientais (AGR), 2009

Desempenho	Painel(P)		Fronteira Única (U)				
	SFA		SFA		DEA	COLS	
	CD	TL	CD	TL	VRS	NDRS	CD
10 melhores	0,70	0,60	0,80	0,60	0,50	0,80	0,90
10 piores	0,80	0,70	0,30	0,40	0,30	0,80	0,60

Fonte: Resultados da pesquisa.

Nota: SFA_P_CD – fronteira estocástica em painel (SFA_P) sob a formulação Cobb-Douglas (CD) aplicado aos agrupamentos (AGR1 e AGR2); SFA_P_TL – SFA_P sob a formulação translog (TL); SFA_U_CD – SFA anual sob a formulação CD considerando os agrupamentos (AGR1 e AGR2); SFA_U_TL – SFA anual sob a formulação TL considerando os agrupamentos (AGR1 e AGR2); DEA_U_VRS – DEA com retornos variáveis de escala (VRS) anual para os agrupamentos (AGR1 e AGR2); DEA_U_NDRS – DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS) anual considerando os agrupamentos (AGR1 e AGR2); COLS_U_CD – regressão por mínimos quadrados corrigidos anual sob a formulação CD para para os agrupamentos (AGR1 e AGR2).

Com base nos resultados obtidos, verifica-se que, neste caso, as maiores alterações ocorreram com as empresas de piores desempenhos, uma vez que a concordância com os resultados iniciais (Tabela 6) foram mais baixas. Na estratégia anterior ocorria que ao serem

colocadas em um ambiente mediano, algumas empresas tornavam-se menos eficientes, o que significava que parte da eficiência era devida ao ambiente em que as mesmas estão instaladas. Já no caso avaliado pela segunda estratégia, isto é, quando a comparação é realizada entre empresas em ambientes semelhantes, algumas se apresentaram mais eficientes, o que sugere que a ineficiência inicialmente apresentada (Tabela 6) em parte deve-se a condições ambientais desfavoráveis. O fato é que, independente da forma de consideração das variáveis ambientais, as mesmas possuem influência na estimação dos índices de eficiência e, portanto, seu efeito não deve ser desconsiderado.

5. CONCLUSÕES

Os resultados encontrados permitiram verificar inconsistências nos procedimentos utilizados pela ANEEL. Mais especificamente, tem-se que os escores gerados pelos métodos adotados (DEA-NDRS e COLS) não são consistentes entre si, isto é, não provém de uma mesma distribuição de probabilidades, o que pode tornar a combinação dos resultados pouco viável. Além disso, o método adotado não apresenta consistência na correta identificação dos piores desempenhos, visto que o percentual de concordância com os demais métodos avaliados é baixo. Ademais, os escores de eficiência resultantes dos modelos utilizados pela ANEEL sofreram maiores influências das variáveis ambientais, em relação dos demais métodos. Tal resultado pode explicar o fato de a ANEEL não utilizar diretamente os escores corrigidos na definição dos custos operacionais eficientes.

Com relação às demais metodologias avaliadas, os resultados obtidos indicam que a utilização de um procedimento único aplicado ao conjunto de todas as distribuidoras, ao invés de combinações de métodos tendo como base diferentes grupos, pode ser uma alternativa interessante, visto que se obtém o aumento da precisão das estimativas. Além disso, os resultados assim obtidos, em especial aqueles associados aos modelos de fronteira estocástica em painel, foram os que apresentaram maior consistência.

Ademais, as duas abordagens analisadas para a consideração das variáveis ambientais foram concordantes com a consistência dos métodos de fronteira estocástica avaliados. Pode-se concluir que a inclusão das variáveis ambientais no processo pode alterar de maneira significativa tanto os índices de eficiência quanto o *ranking* e posterior identificação das melhores e piores práticas, o que demonstra a importância das variáveis ambientais na definição dos índices de eficiência. Observou-se também um impacto maior das variáveis ambientais na definição das melhores práticas.

O fato é que, independente da forma de consideração das variáveis ambientais, as mesmas possuem influência na estimação dos índices de eficiência e, portanto, seu efeito não deve ser desconsiderado. Nos métodos de fronteira estocástica, nota-se que o efeito, apesar de significativo, não foi exagerado como nos demais métodos. Este resultado apresenta-se mais

coerente com o que se espera, uma vez que as variáveis ambientais, apesar de importantes, não devem ter efeito maior que as gerenciais.

Por fim, este trabalho não teve a pretensão de oferecer uma resposta definitiva quanto à recomendação de métodos para a análise comparativa de custos, tampouco o tratamento das variáveis ambientais nesse processo, uma vez que não foram esgotadas as possibilidades de análises e variáveis para a solução desse problema. Entretanto, deve-se ressaltar que, dependendo do método, os resultados obtidos são discordantes e, portanto, a escolha daquele a ser utilizado e, principalmente da forma como ele será utilizado para a definição dos custos operacionais eficientes, deve ser feita de maneira criteriosa visando uma melhor adequação a realidade enfrentada pelas empresas. Sugere-se, em trabalhos futuros, verificar outras formas de consideração das variáveis ambientais e principalmente, a utilização e avaliação de outras variáveis ambientais, bem como a inclusão de variáveis de qualidade na análise de eficiência, uma vez que investimentos realizados para melhoria da qualidade dos serviços estão associados a maiores custos operacionais, o que, se não levado devidamente em consideração na análise, poderá gerar desestímulos a busca de melhorias.

REFERÊNCIAS

- AGRELL, P.J.; BOGETOFT, P. **Development of benchmarking models for German electricity and gas distribution**, Final report 2007-01-01 commissioned by Bundesnetzagentur, 2007.
- AIGNER, D.; LOVELL, K.; SCHMIDT, P. Formulation and estimation of stochastic frontier production function models. **Journal of Econometrics**, v. 6, n. 1, p. 21-37, 1977.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 262/2006 - SRE/ANEEL – Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica do Brasil – Aprimoramento das Metodologias**, 2006. Disponível em: www.aneel.gov.br Acesso em: 14 out. 2012.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 294/2011-SRE/ANEEL – Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais**, 2011a. Disponível em: www.aneel.gov.br Acesso em: 14 mar. 2012.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 298/2011-SRE/ANEEL – Metodologia de Tratamento Regulatório para Perdas Não Técnicas de Energia Elétrica**, 2011b. Disponível em: www.aneel.gov.br Acesso em: 14 mar. 2012.
- ARAÚJO, J.L. **Regulação de monopólios e mercados: questões básicas**. In: ARAÚJO, J. L.(org.); OLIVEIRA, A. Diálogos da Energia: reflexões sobre a última década – 1994-2004. Rio de Janeiro: 7 letras, 2005. p. 68-114.
- ARROW, K.J. Rationality of Self and Others in an Economic System. **The Journal of Business**, University of Chicago Press, v.59, n.4, p. 385-399, 1986.
- BALTAGI, B.H. **Econometric Analysis of Panel Data**. 2 ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2001, 304p.
- BANKER, R.D. **Report on ANEEL's Proposal for Electricity Tariff Regulation**. Audiência Pública AP-040/2011- SRE/ANEEL - CEMIG, 2011.

- BANKER, R.D.; CHARNES, A.; COOPER, W. W. Some models for estimating technical scale inefficiencies in data envelopment analysis. **Management Science**, v.30, n.9, p.1078-1092, 1984.
- BANKER, R.D.; MOREY, R. Efficiency analysis for exogenously fixed inputs and outputs. **Operations Research**, v.34, n.4, p. 513–521, 1986.
- BANKER, R.D.; NATARAJAN, R. Evaluating Contextual Variables Affecting Productivity Using Data Envelopment Analysis. **Operations Research**, v.56, n.1, p.48-58, 2008.
- BARROS, E.S.; COSTA, E.F.; SAMPAIO, Y. Análise de eficiência das empresas agrícolas do pólo Petrolina/Juazeiro utilizando a fronteira paramétrica Translog. **Rev. Econ. Sociol. Rural**, v.42, n.4, p. 597-614, 2004.
- BAUER, P. W.; BERGER, A. N.; FERRIER, G. D.; HUMPHREY, D. B. Consistency Conditions for Regulatory Analysis of Financial Institutions: A Comparison of Frontier Efficiency Methods. **Journal of Economics and Business**, v.50, n.2, p. 85-114, 1998.
- BAUMOL, W. J; WILLIG, R. D, Fixed Costs, Sunk Costs, Entry Barriers, and Sustainability of Monopoly. **The Quarterly Journal of Economics**, v.96, n.3, p. 405-31, 1981.
- BERG, S.; TSCHIRHART, J. **Natural monopoly regulation: principles and practice**. Cambridge University Press, Cambridge/New York, 1988, 580p.
- BOTASSO A., CONTI M. Cost Inefficiency in the English and Welsh Water industry: An Heteroskedastic Stochastic Cost Frontier Approach. **Economics Discussion papers 573**, University of Essex, Department of Economics, 2003.
- BURNS, P., WEYMAN-JONES, T.G. Cost drivers and cost efficiency in electricity distribution: a stochastic frontier approach. **Bulletin of Economic Research**, v.48, n.1, p.41-64, 1996.
- BUSSAB, W. O.; MIAZAKI, É. S.; ANDRADE, D. F. **Introdução à análise de agrupamentos**. São Paulo: ABE, 1990. 105p.
- CCEE. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**, 2010. Disponível em: www.ccee.org.br Acesso em: 17 out. 2010.
- CHARNES, A.; COOPER, W.W.; RHODES, E. Evaluating program and managerial efficiency : an application of data envelopment analysis to Program Follow Through. **Management Science**, v.27, n.6, p.668-697, 1981.

- CHARNES, A.; COOPER, W.W.; RHODES, E. Measuring the efficiency of decision making units. **European Journal of Operational Research**, v.2; n.6, p.429-444, 1978.
- CHRISTENSEN, L.R.; JORGENSON, D.W.; LAU, L.J. Transcendental Logarithmic Production Frontiers. **Review of Economics and Statistics**, v.55, n.1, p. 28-45, 1973.
- COELLI, T. J. et al. **An introduction to efficiency and productivity analysis**. 2nd ed. Springer, 2005.
- COELLI, T. A Guide to FRONTIER Version 4.1: A Computer Program for Stochastic Frontier Production and Cost Function Estimation. **CEPA Working Paper 96/07**, 1996.
- DIAS, D.; RODRIGUES, A. A tarifação da energia elétrica em ambiente econômico desregulado e competitivo: alguns princípios e reflexões. **Pesquisa e Planejamento Econômico**, v.26, n.1, p. 119-132, 1996.
- EDWARDS, A. W. F.; CAVALLI-SFORZA, L. L. A method for cluster analysis. **Biometrics**, Washington, v. 21, n.2, p. 362-375, 1965.
- ESTACHE, A.; ROSSI, M. A.; RUZZIER, C. A. The case for international coordination of electricity regulation: evidence from the measurement of efficiency in South America. **Journal of Regulatory Economics**, v.25, n.3, p. 271-295, 2004.
- EURELECTRIC. **Eurelectric report on Regulatory Models in a Liberalised European Electricity Market**, Brussels, 2004.
- FERREIRA, D. F. **Estatística multivariada**. Lavras: UFLA, 2008. 662 p.
- FERREIRA, C.M. de C.; GOMES, A.P. **Introdução à Análise Envoltória de Dados: Teoria, Modelos e Aplicações**. 1 ed. Editora UFV. Viçosa, 2009. 390p.
- FILIPPINI, M.; WILD, J. **As diferenças regionais nos custos de distribuição de energia elétrica e suas conseqüências para a regulamentação critério dos preços de acesso**. **Economia da Energia**, Elsevier, v. 23, n.4, p. 477-488, 2001.
- FISHER, R.; SERRA, P. Evaluación de la regulación e las telecomunicaciones em Chile. **Perspectivas**, v.6, n.1, p.45-78, 2002.
- FRANZÉN, J. **Bayesian cluster analysis: some extensions to non-standard situations**. 2008. 161 f. Thesis (Doctoral in Statistics) – University Stockholm, Stockholm, 2008.

- GOMES, A.P.; BRAGA, M.J. **Considerações sobre a Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais - Nota técnica 265/2010 – SER/ANEEL**. Audiência Pública AP-040/2011-ANEEL, 2011.
- GOMEZ-LOBO, A.; VARGAS, M.. **La regulación de las empresas sanitarias em Chile: una revisión del caso de EMOS y una propuesta de reforma regulatoria**, Documento de Trabajo N 177, Departamento de Economía, Universidad de Chile, 2001.
- GREENE, W. A gamma-distributed stochastic frontier model. **Journal of Econometrics**. North-Holland, v. 46, p. 141-163, 1990.
- GRIFELL-TATJÉ, E LOVELL; C.A. K. The managers versus the consultants. **Scandinavian Journal of Economics**. v.105, n.1, p.119-138, 2003.
- GUJARATI, D. N. **Econometria básica**. 5 ed. São Paulo: Pearson Makron Books, 2011. 920p.
- HANEY, A.B.; POLLITT, M.G. Efficiency analysis of energy networks: an international survey of regulators. **Energy Policy**, v.37, n.12, p. 5814-5830, 2009.
- HATTORI, T. Relative Performance of U.S. and Japanese Electricity Distribution: An Application of Stochastic Frontier Analysis. **Journal of Productivity Analysis**, v.18, n.3, p.269-284, 2002.
- HSIAO, C. Benefits and limitations of panel data. **Econometric Reviews**, v.4, p.121-174, 1985.
- HSIAO, C. **Analysis of Panel Data**. 2 ed., Cambridge: Cambridge University Press, 2003. 366p.
- JAMASB, T.; POLLITT, M. Benchmarking and regulation: international electricity experience. **Utilities Policy**, v.9, n.3, p. 107–130, 2001.
- JAMASB, T.; POLLITT, M. International Utility Benchmarking & Regulation: An Application to European Electricity Distribution Companies. **DAE Working Paper**, n. 115, Department of Applied Economics, University of Cambridge, 2002.
- JENSEN, M. C.; MECKLING, W. H. The theory of the firm: managerial behavior, agency costs, and capital structure. **Journal of Financial Economics**, v.3, n.4, p.305-360, 1976.

JOSKOW, P.L. Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks. **AEI -Brookings Joint Center Working Paper**, n. 05-18, 2005. Disponível em: <http://ssrn.com/abstract=848325>.

KAHN, A.E. **The Economics of Regulation – Principles and Institutions**. Cambridge, MA: MIT Press, 1988.

KESSLER, M.R. **A Regulação econômica no setor elétrico brasileiro: Teoria e evidências**. Dissertação (Mestrado Profissionalizante em Economia), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006. 169p.

KLEVMARKEN, N.A. Panel studies: What can we learn from them? Introduction. **European Economic Review**, v.33, n.2-3, p. 523-529, 1989.

KUMBHAKAR, S. C.; LOVELL, C. A. K. **Stochastic frontier analysis**. Cambridge University Press, 2000.

LAFFONT, J. J.; TIROLE, J. A. **Theory of Incentives in Procurement and Regulation**. The MIT Press, Massachusetts Institute of Technology. Cambridge, Massachusetts, 1993.

LITTLECHILD, S.C. **Regulation of British Telecommunications' Profitability**, Department of Industry, UK, London, 1983.

MACHO STADLER, I.; PÉREZ CASTRILLO, J. D. **An introduction to the economics of information: Incentives and Contracts**, 2.ed. New York: Oxford University Press, 2001. 291p.

MEEUSEN, W.; VAN DEN BROECK, J. Efficiency estimation from Cobb-Douglas production functions with composed error. **International Economic Review**, v.18, n.2, p.435-444, 1977.

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

MILLIGAN, G. W.; COOPER, M. C. An examination of procedures for determining the number of clusters in a data set. **Psychometrika**, v.50, n.2, p.159-179, 1985.

MOJENA, R. Hierarchical grouping methods and stopping rules: an evaluation. **The Computer Journal**, v.4, n.20, p. 359-363, 1977.

- MOTA, R. L. The Restructuring and Privatisation of Electricity Distribution and Supply Businesses in Brazil: A Social Cost-Benefit Analysis. **CMI Working Paper 16**, Churchill College, University of Cambridge, 2003.
- PINTO JUNIOR, H. Q.; ALMEIDA, E. L. F.; BOMTEMPO, J. V.; IOOTTY, M.; BICALHO, R.G. **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier/Campus, 2007. 343p.
- PINTO JUNIOR, H.Q.; FIANI, R. **Regulação econômica**. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. Economia industrial. Rio de Janeiro: Campus, 2002. 640p.
- PIRES, J.C.L.; PICCININI, M.S. **A Regulação dos setores de infra-estrutura no Brasil**. In: GIAMBIAGI, F.; MOREIRA, M. M.(Org.). A economia nos anos 90. 1ª ed., Rio de Janeiro: BNDES, p.217-260, 1999.
- PLAGNET, M.A. **Use of Benchmarking Methods in Europe in the Electricity Distribution Sector**. Conference on Applied Infrastructure Research, 2006.
- RESENDE, M. Relative efficiency measurement and prospects for yardstick competition in Brazilian electricity distribution. **Energy Policy**, v.30, n.8, p.637–647, 2002.
- ROSS, S. A. The Economic Theory of Agency: The Principal's Problem. **American Economic Review**. v.63, v.2, p.134-39, 1973.
- RUGGIERO, J. A comparison of DEA and the stochastic frontier model using panel data. **International Transactions in Operational Research**, v.14, n.3, p.259–266, 2007.
- SALVANES, K.G.; TJØTA, S. Productivity Differences in Multiple Output Industries: An Empirical Application to Electricity Distribution. **The Journal of Productivity Analysis**, v.5, n.1, p.23-43, 1994.
- SAPPINGTON, D. Designing incentive regulation, **Review of Industrial Organization**, v.9, n.3, p.245-272, 1994.
- SCHLEIFER, A. A theory of yardstick competition. **The RAND Journal of Economics**, v.16, n.3, p. 319–327, 1985.
- SERRA, P. Regulación del sector eléctrico chileno. **Perspectivas**, v.6, n.1, p.11-43. 2002.
- SERRATO, E. **Eficiência de custo das transmissoras de energia elétrica do Brasil: uma abordagem paramétrica por fronteira estocástica**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE REGULAÇÃO, 5, Recife, 2007.

- SHEPHARD, R.W. **Theory of cost and production functions**. Princeton: Princeton University Press, 1970.
- SHIROTA, R. **Efficiency in financial intermediation: a study of the Chile an banking industry**. Thesis (Ph.D.) – The Ohio State University, Columbus, 1996, 138p.
- SILVA, H. C. D. **Empirical essays in the economics of regulation**. Thesis (Ph.D.) - University of Florida, Gainesville, 2007. 173p.
- SIMAR, L.; WILSON, P.W. Estimation and Inference in Two-Stage, Semi-Parametric Models of Production Process. **Journal of Econometrics**, v.136, n.1, p.31-64, 2007.
- SOLON, G.S. **The value of panel data in economic research**. In KASPRZYK, D.; DUNCAN, G.J.; KALTON, G.; SINGH, M.P. eds., Panel Surveys, John Wiley, New York, p.486-496, 1989.
- 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. **Uma Abordagem Bayesiana para o Cálculo dos Custos Operacionais Eficientes das Distribuidoras de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008. 153p.
- STEVENSON, R. E. Likelihood functions for generalized stochastic frontier estimation. **Journal of Econometrics**, v.13, p.57-66, 1980.
- TANNURI-PIANTO, M. E.; SOUSA, M. da C. S. de; ARCOVERDE, F. D. Fronteiras de Eficiência Estocásticas para as Empresas de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil. **Est. econ.**, São Paulo, v. 39, n.1, p.221-247, 2009.
- THANASSOULIS E. DEA and its use in the Regulation of Water Companies. **European Journal of Operational Research**, v.127, n.1, p.1-13, 2000a.
- THANASSOULIS E. The Use of Data Envelopment Analysis in the Regulation of UK Water Utilities: Water Distribution. **European Journal of Operational Research**, v.126, n.2, p.436-453, 2000b.
- THANASSOULIS, E. The use of data envelopment analysis in the regulation of UK water utilities: water distribution. **European Journal of Operational Research**, v.126, n.2, p.436-453, 2002.

- VASCONCELLOS, V.A.; CANEN, A.G.; LINS, M.P.E. Identificando as melhores práticas operacionais através da associação *benchmarking* - DEA: o caso das refinarias de petróleo. **Pesquisa Operacional**, v.26, n.1, p.51-67, 2006.
- VIDAL, D. N. de A.; TÁVORA JR., J. L.. **Avaliação da Eficiência Técnica das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiras Utilizando a Metodologia DEA**. In: XXXV SBPO – Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, p. 214-225, Natal, 2003.
- VILLELA, A. V.; MACIEL, C. S. **A Regulação do Setor de Infraestrutura Econômica: Uma comparação internacional**. Texto para discussão, n. 684, Brasília, IPEA, 1999.
- WARD, J. H. Hierarchical grouping to optimize an objective function. **Journal of the American Statistical Association**, Alexandria, v.58, n.301, p. 236-244, 1963.
- WEYMAN-JONES, T. **Problems of yardstick regulation in electricity distribution**. In: Bishop, M., Kay, J., Mayer, C. (orgs.). *The regulatory challenge*. Oxford University Press, 1995.
- WEISMAN, D.L. The (in)efficiency of the “efficient-firm” cost standard”. **The Antitrust Bulletin**, Spring, p.195-211, 2000.
- ZANINI, A. **Regulação econômica no setor elétrico brasileiro: uma metodologia para definição de fronteiras de eficiência e cálculo do fator X para empresas distribuidoras de energia elétrica**. Tese (Doutorado) Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004. 153p.

ANEXOS

A – Procedimentos para a definição dos Custos Operacionais do Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias

Em 2011, a ANEEL definiu os custos operacionais eficientes a serem considerados no reposicionamento tarifário do 3CRTP, que são os valores definidos no 2CRTP atualizados com base na evolução dos produtos, na inflação e nos ganhos médios de produtividade alcançados pelas distribuidoras no período entre o segundo e o terceiro ciclo de revisões (Etapa 1), como ilustrado na Figura A1.

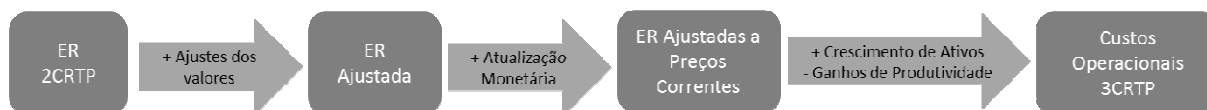


Figura A 1. Fluxograma da definição dos custos operacionais no 3CRTP

Fonte: Nota Técnica nº 294/2011-SER/ANEEL, de 26/10/2011.

Deste modo, definem-se os custos operacionais regulatórios no 3CRTP como:

$$CO_3 = CO_2 \times \frac{\Delta p}{[1 + \rho_a]^n}, \quad (1a)$$

em que CO_3 é custo operacional para fins de reposicionamento tarifário no 3CRTP; CO_2 são os custos operacionais relativos ao 2CRTP, corrigidos até a data do 3CRTP; ρ_a é produtividade média dos custos operacionais; n é número de anos entre as revisões do 2CRTP e 3CRTP; e, Δp é o crescimento estimado do produto.

Para a correção dos custos do 2CRTP tem-se que, utilizou-se o IPCA para a correção dos custos com pessoal, e o IGP-M para a correção dos custos com materiais e serviços.

O termo que considera os ganhos de produtividade dos custos operacionais (ρ_a) foi calculado com base na média aritmética dos índices de produtividade total dos fatores, mais especificamente, os de *Malmquist* e *Tornqvist*, calculados para cada empresa, no período entre 2003 e 2009.

Os ganhos de produtividade são o comportamento da relação produto/insumo ao longo do tempo. Neste contexto, considerou-se como insumo, o custo operacional real das distribuidoras (R\$), enquanto que, a extensão da rede (km), o número de unidades

consumidoras e o mercado composto (mercado faturado em MWh), que agrega os mercados de baixa, média e alta tensão levando-se em conta o peso de cada um nos custos operacionais, foram considerados produtos, conforme equação (2a) abaixo.

$$MC_i = Mi_{BT}^{\beta_{bt}} Mi_{MT}^{\beta_{mt}} Mi_{AT}^{\beta_{at}}, \quad (2a)$$

em que MC_i = mercado composto da empresa i ; Mi_{AT} , Mi_{BT} e Mi_{MT} são os mercados faturados (MWh) de alta, baixa e média tensão da empresa i ; β_{at} , β_{bt} , β_{mt} são, respectivamente, a participação no mercado de alta, baixa e média tensão na Parcela B da empresa i .

O índice de Tornqvist é derivado de funções de produção, geralmente de formas pouco restritivas do tipo *translog* e pode ser descrito como a diferença entre a variação da produção e a variação ponderada na utilização dos insumos (ANEEL, 2011b).

Tendo como referência dois períodos, t e $t - 1$, a formulação tradicional deste índice é dada por:

$$\ln\left(\frac{PTF_t}{PTF_{t-1}}\right) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n (S_{it} + S_{it-1}) \ln\left(\frac{Y_{it}}{Y_{it-1}}\right) - \frac{1}{2} \sum_{j=1}^m (C_{jt} + C_{jt-1}) \ln\left(\frac{X_{jt}}{X_{jt-1}}\right), \quad (3a)$$

em que Y_{it} e X_{jt} , representam, respectivamente, as quantidades de produtos e de insumos no período t ; S_{it} e C_{jt} são os preços do produto i e do insumo j no período t .

Para o cálculo deste índice necessita-se de informação a respeito dos pesos de cada produto, de modo a ponderar suas participações na formação do produto final. Esses pesos foram definidos a partir dos coeficientes da função de produção Cobb-Douglas, estimada com base no método de Mínimos Quadrados Corrigidos (COLS) e descrito na equação abaixo:

$$\rho_v = \frac{\delta_v}{\sum_v \delta_v}, \quad (4a)$$

em que ρ_v é o peso da variável v no índice de Tornqvist e δ_v é o coeficiente estimado para a variável v na regressão COLS, onde v é a extensão de rede, mercado composto e número de consumidores.

Uma vez que o MC é construído a partir dos mercados de baixa, média e alta tensão, é possível definir os pesos do mercado, para cada nível de tensão, no índice de Tornqvist a partir da seguinte equação:

$$\varphi_j = \rho_m \times \beta_{bj}, \quad (5a)$$

em que φ_j é o peso do mercado de nível de tensão j da empresa i no índice de Tornqvist; β_{ij} é a participação do mercado de nível de tensão j da empresa i na parcela B da empresa i e, ρ_m é o peso da variável MC no índice de Tornqvist.

Por outro lado, o índice de Malmquist, introduzido na literatura por Caves et al.(1982), foi obtido através do modelo não-paramétrico DEA com retornos não decrescentes de escala (DEA-NDRS), considerando os mesmos produtos (extensão da rede, número de unidades consumidoras e o mercado) e insumo (custos operacionais) que no índice de Tornqvist.

Além disso, para o crescimento dos ativos, considerou-se o crescimento dos produtos, a saber, número de consumidores, rede (km) e mercado faturado (MWh) por nível de tensão (baixa, média e alta), no período entre a data de referência dos ativos na ER e o sexto mês anterior à data de revisão tarifária da empresa. Ou seja,

$$\Delta_{rede} = \frac{rede_{d3}}{rede_{d2}} - 1; \Delta_{cons} = \frac{cons_{d3}}{cons_{d2}} - 1 \text{ e } \Delta_{Mi} = \frac{mercado_{i,d3}}{mercado_{i,d2}} - 1, i = BT, AT \text{ e } MT, \quad (6a)$$

em que Δ_{Mi} é o crescimento do mercado do nível de tensão i; Δ_{cons} é o crescimento do número de consumidores; Δ_{rede} é o crescimento da extensão da rede; $rede_{d3}$ é a extensão total da rede no último dia do mês anterior a revisão tarifária do 3CRTP; $rede_{d2}$ é a extensão total da rede considerada no modelo ER do 2CRTP; $cons_{d3}$ é o número total de unidades consumidoras faturadas no sexto mês anterior a revisão tarifária do 3CRTP; $cons_{d2}$ é o número total de unidades consumidoras consideradas no modelo ER do 2CRTP; $mercado_{i,d3}$ é o mercado do nível de tensão i nos 12 meses anteriores ao mês da revisão tarifária do 3CRTP e, $mercado_{i,d2}$ é o mercado do nível de tensão i nos 12 meses anteriores ao mês da revisão tarifária do 2CRTP.

A partir de então, calcula-se o crescimento do produto, através da seguinte equação:

$$\Delta p = \varphi_{bt} \Delta_{Mbt} + \varphi_{mt} \Delta_{Mmt} + \varphi_{at} \Delta_{Mat} + \rho_{cons} \Delta_{cons} + \rho_{rede} \Delta_{rede}, \quad (7a)$$

em que Δp é o crescimento do produto do 2CRTP para o 3CRTP; φ_i é o peso do produto i, sendo i igual aos mercados de baixa, média e alta tensão, conforme a equação (5a); ρ_{cons} é o peso de unidades consumidoras, conforme a equação (4a); ρ_{rede} é o peso do número da extensão da rede, conforme a equação (4a); Δ_{Mi} , Δ_{cons} e Δ_{rede} são, respectivamente, o crescimento do mercado do nível de tensão i, do crescimento do número de consumidores; e de rede, conforme (6a).

Em seguida, uma segunda avaliação, denominada Etapa 2, consiste em comparar a eficiência das distribuidoras, por meio de métodos de *benchmarking* que, por serem diferentes da metodologia empregada no 2CRTP, podem gerar resultados que diferem dos encontrados na Etapa 1. O intuito da Etapa 2 é definir um intervalo de valores de custos operacionais considerados eficientes, a partir da quantidade de unidades consumidoras, redes e mercado das distribuidoras e das características de sua área de atuação.

Havendo diferença entre os resultados encontrados nas Etapas 1 e 2 a diferença será considerada no cálculo do Fator X, criando uma transição entre os métodos do 2CRTP e 3CRTP. De outra forma, o resultado encontrado na Etapa 2 pode ser interpretado como uma meta de custos a ser atingida no final do 3CRTP.

Na Etapa 2 é determinado o nível de eficiência de cada distribuidora, com base nos seguintes passos:

Primeiro Estágio – Estima-se o índice de eficiência de cada distribuidora como sendo a média entre os índices de eficiência fornecidos pelos métodos DEA e Mínimos Quadrados Corrigidos (*Corrected Ordinary Least Squares - COLS*).

O método DEA proposto por Charnes et al. (1978) é um método não paramétrico de análise de eficiência e uma de suas principais vantagens está no fato de não requerer suposições a respeito da forma funcional da fronteira de produção, o que o torna menos sujeito a erros de especificação. Além disso, é um método de programação linear que não leva em consideração a existência de erros estocásticos, não sendo necessário, portanto assumir uma distribuição de probabilidade para os erros.

A eficiência de uma unidade é medida em relação às unidades de melhores desempenhos observadas. Em contraste à análise de regressão, o método DEA se concentra na identificação das melhores práticas ao invés da determinação de um parâmetro médio (VASCONCELLOS et al., 2006).

Diferentemente, dos modelos estocásticos, o DEA tem a vantagem de realizar a análise de eficiência das unidades de produção em termos de múltiplos *inputs* e *outputs*. Tais unidades são geralmente referidas como Unidades de Tomada de Decisão (DMU).

Em síntese, o método estima um parâmetro de eficiência (θ_i), que é resultante da distância entre a DMU e a fronteira de eficiência.

Os modelos são classificados com respeito ao tipo de superfície envoltória, à orientação e à medida de eficiência. Com relação ao tipo de superfície utilizou-se “retorno não decrescentes de escala” (NDRS), e com orientação nos insumos (*Input-oriented*).

Com base nesta especificação, o problema de programação linear a ser resolvido é:

$$\begin{aligned} & \min_{\theta_i, \lambda} \theta_i \\ & s.a. \\ & \theta x_i - X\lambda \geq 0 \quad (i) \\ & -y_i + Y\lambda \geq 0 \quad (ii) \\ & \lambda_i \geq 0, \quad i=1, 2, \dots, n \quad (iii) \\ & N1'\lambda \geq 1 \quad (iv) \end{aligned}$$

em que θ_i é um escalar (escore de eficiência a orientação insumo), cujo valor é a medida de eficiência da i -ésima DMU, com $0 \leq \theta_i \leq 1$; λ é um vetor ($n \times 1$) de constantes. Y é a matriz de produtos de todas as empresas; X é a matriz de insumos de todas as empresas; y_i e x_i dão os vetores de produtos e insumos da i -ésima DMU, respectivamente. Considerou-se como produtos a extensão da rede, número de unidades consumidoras e o mercado composto. Em relação a este último, foi adotado o mesmo procedimento discutido anteriormente e descrito na equação (2a). A razão é a mesma, isto é, dar maior peso ao mercado de baixa tensão relativamente aos demais níveis.

Foi estimada uma única fronteira para o período 2003/2009, subdividindo as empresas em 2 grupos, aqui denominadas “Grupo A”, formado pelas empresas com mercado em todo o período avaliado maior que 1 TWh, e “Grupo B”, composto pelas demais.

Além destes modelos, estimou-se com base no método de Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos (COLS), a função Cobb-Douglas apresentada abaixo:

$$\ln(co_{it}) = \delta_c + \delta_{mc} \ln(mc_{it}) + \delta_{uc} \ln(uc_{it}) + \delta_{rede} \ln(rede_{it}), \quad (8a)$$

em que co_{it} são os custos operacionais da empresa i no período t ; mc_{it} é o mercado composto, tal como descrito na equação (2a), da empresa i no período t ; uc_{it} é o número de unidades consumidoras da empresa i no período t ; $rede_{it}$ é a extensão da rede da empresa i no período t .

Como resultado do primeiro estágio tem-se, para cada distribuidora, um índice de eficiência, dado pela média aritmética dos índices fornecidos pelos métodos DEA e COLS, apresentados.

Segundo Estágio – Uma vez que para o cálculo dos índices de eficiência no primeiro estágio consideram-se somente variáveis tradicionais de produto e insumo, e sabendo-se que há outras variáveis externas à gestão da empresa (variáveis ambientais) que podem afetar seu nível de custos operacionais, optou-se por ajustar um intervalo de eficiência, considerando as características ambientais de cada concessão.

Para tanto, optou-se por realizar regressões distintas para cada um dos grupos de empresas utilizadas no DEA primeiro estágio, definidos em função do porte da concessionária. Para cada grupo de empresa foi definida uma única especificação com o mesmo conjunto de variáveis. Foram utilizados três métodos de estimação de regressão: a) Simar e Wilson (2007); b) Banker e Natarjan (2008) e, c) um modelo mais tradicional aplicando simplesmente o modelo Tobit no Segundo Estágio.

O método proposto por Simar e Wilson (2007) consiste na realização de técnicas de reamostragem (*bootstrap*) para corrigir a distribuição do erro aleatório associado a regressão realizada no segundo estágio. Segundo os autores, o que se obtém com o método proposto é uma maior robustez dos parâmetros estimados no DEA.

Neste caso, a correção dos parâmetros de eficiência advindos do modelo DEA (θ_i) passa a ser feita utilizando o valor médio dos coeficientes estimados por *bootstrap*.

$$\theta_i^{**} = z_m \bar{\beta} + e_i \quad (9a)$$

em que, θ_i^{**} é o parâmetro de eficiência corrigido para as variáveis ambientais; vetor médio de variáveis ambientais (z_m); $\bar{\beta}$ é a média dos valores estimados por *bootstrap* para β e, e_i é a diferença entre os parâmetros de eficiência θ_i obtidos no 1º estágio e $z\bar{\beta}$.

O vetor de variáveis ambientais, não foi o mesmo para ambos os grupos. O modelo para as empresas do Grupo A considera as seguintes variáveis ambientais: Salário Médio, Índice de precipitação, consumidores/conjunto e complexidade. Por outro lado, o modelo das empresas do grupo B possui as seguintes variáveis ambientais: Salário Médio, Índice de precipitação e Unidades Consumidoras/km de rede.

Porém, ao invés de ajustar a eficiência estimada para as características ambientais, a ANEEL propõe ajustar o intervalo estabelecido para os possíveis valores de eficiência para as características ambientais de cada concessão. A definição de um intervalo de possíveis valores ao invés de um único ponto se deve à incerteza associada à estimativa, além de certo conservadorismo na aplicação do método.

Foi fixada uma variação máxima de 20% no resultado do primeiro estágio. Todavia, a faixa utilizada não será simétrica em torno da eficiência estimada, mas obedecerá ao resultado da correção das variáveis ambientais.

Os custos operacionais contábeis a serem considerados para definição dos valores dos intervalos são referentes do último ano do período utilizado nas simulações (2009). Os intervalos serão então atualizados até a data base do 3CRTP considerando-se os ganhos de

produtividade (Etapa 1), os índices de inflação e a evolução de consumidores, do mercado e das redes de distribuição.

Para tratar a reduzida eficiência média das concessionárias de distribuição, a eficiência de cada concessionária foi dividida pela eficiência média apenas das concessionárias que obtiveram, em 2009, eficiência superior à média do período 2003-2008. A proposta busca evitar um prêmio exagerado para empresas mais eficientes, simplesmente, porque algumas concessionárias não estão acompanhando a evolução de eficiência do setor.

Caso o valor definido na Etapa 1 (valor definido no 2CRTP atualizado considerando-se os ganhos de produtividade) esteja contido no intervalo definido na Etapa 2, o reposicionamento já terá considerado toda a variação. Caso contrário, a diferença entre o valor definido na Etapa 1 e o limite mais próximo do intervalo na Etapa 2 será considerada no cálculo do componente T do Fator X¹⁶ a partir da equação a seguir:

$$T = \left(1 - n \sqrt{\frac{CO_n}{CO_3}} \right) \left(\frac{CO_3}{VPB_0} \right), \quad (9a)$$

em que T é o valor do componente T do Fator X, decorrente da metodologia de custos operacionais; n é o número de reajustes entre duas revisões tarifárias sucessivas; CO₃ são os custos definidos na Etapa 1; CO_n é o limite definido na Etapa 2 que seja mais próximo de CO₃; VPB₀ é o total da parcela B definida na revisão tarifária do 3CRTP.

Quando a diferença entre os valores de custos operacionais definidos nas etapas 1 e 2 resultar em componente T além dos limites de +/-2%, o componente T assume o valor do limite mais próximo (+/- 2%).

Algumas empresas não foram incluídas no estudo de *benchmarking* em função da ausência de informações. Para estas, sugere-se a não aplicação de um fator T, ou seja, apenas corrigir os valores definidos no 2CRTP, de acordo com a metodologia já descrita.

Devido à importância da definição dos custos operacionais eficientes para a formação da tarifa, objetiva-se, portanto, discutir a metodologia em vigor e analisar possíveis alterações na mesma, a fim identificar aquela mais adequada ao caso brasileiro.

¹⁶ Maiores detalhes sobre o Fator X podem ser encontrados na Nota Técnica nº 295/2011-SRE/ANEEL.

APÊNDICES

A – Resultados das Estimacões dos Modelos de Eficiência (2009)

Tabela A 1. Estimativa dos parâmetros da Fronteira Estocástica Cobb-Douglas, em painel, Brasil, 2003 a 2009

Varáveis Explicativas	Coefficientes	Erro-Padrão	P - valor
Intercepto	5,9520	0,3509	0,0000
ln (rede)	0,1013	0,0514	0,0489
ln (consumidores)	0,4926	0,0866	0,0000
ln (mercado)	0,3402	0,0777	0,0000
tempo	0,0007	0,0071	0,9210
<i>Sigma quadrado (σ^2)</i>	0,2711	0,0556	0,0000
<i>Gama (γ)</i>	0,9353	0,0143	0,0000

Tabela A 2. Estimativa dos parâmetros da Fronteira Estocástica Translog, em painel, Brasil, 2003 a 2009

Varáveis Explicativas	Coefficientes	Erro-Padrão	P - valor
Intercepto	1,2256	2,6402	0,6425
ln (rede)	0,2401	0,3400	0,4801
ln (consumidores)	0,1116	0,48091	0,8164
ln (mercado)	1,3410	0,4215	0,0014
ln (rede) x ln(consumidores)	0,0613	0,0328	0,0620
ln (consumidores) x ln(mercado)	-0,0727	0,0394	0,0649
ln (mercado) x ln(rede)	-0,0187	0,0310	0,5466
tempo	-0,0139	0,0083	0,0941
<i>Sigma quadrado (σ^2)</i>	0,2604	0,0546	0,0000
<i>Gama (γ)</i>	0,9337	0,0151	0,0000

Tabela A 3. Estimativas dos parâmetros da Fronteira Estocástica Cobb-Douglas, única, Brasil, 2009

Varáveis Explicativas	Coefficientes	Erro-Padrão	P - valor
Intercepto	6,5280	0,4091	0,0000
ln (rede)	0,1454	0,0753	0,0535
ln (consumidores)	0,3344	0,1612	0,0381
ln (mercado)	0,4279	0,1357	0,0016
<i>Sigma quadrado (σ^2)</i>	0,1502	0,0771	0,0514
<i>Gama (γ)</i>	0,5239	0,4859	0,2809

Tabela A 4. Estimativas dos parâmetros da Fronteira Estocástica Translog, única, Brasil, 2009

Varáveis Explicativas	Coefficientes	Erro-Padrão	P - valor
Intercepto	8,7103	2,7858	0,0018
ln (rede)	-0,0460	0,4605	0,9205
ln (consumidores)	0,5077	0,7142	0,4772
ln (mercado)	0,0679	0,6270	0,9138
ln (rede) x ln(consumidores)	-0,0431	0,1174	0,7138
ln (consumidores) x ln(mercado)	0,0024	0,0732	0,9738
ln (mercado) x ln(rede)	0,0726	0,1353	0,5915
<i>Sigma quadrado (σ^2)</i>	0,1384	0,0683	0,0426
<i>Gama (γ)</i>	0,4752	0,4783	0,3205

Tabela A 5. Estimativas dos parâmetros do modelo COLS Cobb-Douglas, único, Brasil, 2009

Varáveis Explicativas	Coefficientes	Erro-Padrão	P - valor
Intercepto	6,7397	0,3986	0,0000
ln (rede)	0,1403	0,0755	0,0686
ln (consumidores)	0,3260	0,1633	0,0509
ln (mercado)	0,4403	0,1368	0,0022
<i>Estatística F</i>	556,8000		0,0000
<i>R²</i>			

Tabela A 6. Estimativas dos parâmetros da Fronteira Estocástica Cobb-Douglas, para o Grupo de empresas de grande porte (G1), Brasil, 2009

Varáveis Explicativas	Coefficientes	Erro-Padrão	P - valor
Intercepto	5,5293	0,3393	0,0000
ln (rede)	0,1196	0,0378	0,0016
ln (consumidores)	0,1543	0,0776	0,0467
ln (mercado)	0,6959	0,0705	0,0000
<i>Sigma quadrado (σ^2)</i>	0,1502	0,0307	0,0000
<i>Gama (γ)</i>	0,6546	0,1475	0,0000

Tabela A 7. Estimativas dos parâmetros da Fronteira Estocástica Translog, para o Grupo de empresas de grande porte (G1), Brasil, 2009

Varáveis Explicativas	Coefficientes	Erro-Padrão	P - valor
Intercepto	14,1993	3,6060	0,0001
ln (rede)	0,9230	0,4886	0,0589
ln (consumidores)	-1,8408	0,6789	0,0067
ln (mercado)	0,4809	0,5050	0,3409
ln (rede) x ln(consumidores)	0,0794	0,0454	0,0802
ln (mercado) x ln(rede)	-0,1449	0,0607	0,0170
ln (consumidores) x ln(mercado)	0,1235	0,0576	0,0321
<i>Sigma quadrado (σ^2)</i>	0,1291	0,0248	0,0000
<i>Gama (γ)</i>	0,6055	0,1426	0,0000

Tabela A 8. Estimativas dos parâmetros da Fronteira Estocástica Cobb-Douglas, para o Grupo de empresas de pequeno porte (G2), Brasil, 2009

Varáveis Explicativas	Coefficientes	Erro-Padrão	P - valor
Intercepto	3,9950	0,4679	0,0000
ln (rede)	0,0423	0,0367	0,2488
ln (consumidores)	0,2863	0,0797	0,0003
ln (mercado)	0,6747	0,0583	0,0000
<i>Sigma quadrado (σ^2)</i>	0,0830	0,0239	0,0005
<i>Gama (γ)</i>	0,5790	0,2540	0,0226

Tabela A 9. Estimativas dos parâmetros da Fronteira Estocástica Translog, para o Grupo de empresas de pequeno porte (G2), Brasil, 2009

Varáveis Explicativas	Coefficientes	Erro-Padrão	P - valor
Intercepto	34,8405	0,9990	0,0000
ln (rede)	-1,6315	0,9800	0,1028
ln (consumidores)	0,3198	0,9890	0,7491
ln (mercado)	-2,0185	0,9834	0,0435
ln (rede) x ln(consumidores)	-0,0679	0,9924	0,9459
ln (mercado) x ln(rede)	0,1796	0,9868	0,8574
ln (consumidores) x ln(mercado)	0,0433	0,9958	0,9654
<i>Sigma quadrado (σ^2)</i>	0,0688	0,9902	0,9451
<i>Gama (γ)</i>	0,1300	0,9992	0,8966

Tabela A 10. Estimativas dos parâmetros do modelo COLS Cobb-Douglas, para o Grupo de empresas de grande porte (G1), Brasil, 2009

Varáveis Explicativas	Coefficientes	Erro-Padrão	P - valor
Intercepto	6,8840	0,9450	0,0000
ln (rede)	0,1730	0,1200	0,0160
ln (consumidores)	0,2050	0,2200	0,0440
ln (mercado)	0,5450	0,1970	0,0100
<i>Estatística F</i>	842,500		0,0000
<i>R²</i>			

Tabela A 11. Estimativas dos parâmetros do modelo COLS Cobb-Douglas, para o Grupo de empresas de pequeno porte (G2), Brasil, 2009

Varáveis Explicativas	Coefficientes	Erro-Padrão	P - valor
Intercepto	6,9960	1,1280	0,0000
ln (rede)	0,1770	0,0920	0,0660
ln (consumidores)	0,1220	0,0650	0,1100
ln (mercado)	0,7480	0,1720	0,0040
<i>Estatística F</i>	190,5100		0,0000
<i>R²</i>			

B – Estimativas dos índices de eficiência das distribuidoras de energia elétrica (2003 a 2008)

Tabela B 1. Índices de eficiência das distribuidoras de energia elétrica estimados a partir dos diferentes modelos avaliados, Brasil, 2003

Distribuidora	Painel (P)		Fronteira Única (U)					Grupo (G)				
	CD	TL	CD	TL	VRS	NDRS	COLS	CD	TL	VRS	NDRS	COLS
AES SUL	0,95	0,94	1,00	0,93	1,00	1,00	0,80	0,93	0,94	1,00	1,00	0,98
AME	0,50	0,59	1,00	0,71	0,60	0,60	0,47	0,71	0,80	1,00	0,77	0,67
AMPLA	0,63	0,64	1,00	0,75	0,82	0,77	0,50	0,82	0,81	0,99	0,77	0,72
BANDEIRANTE	0,69	0,74	1,00	0,79	0,79	0,78	0,59	0,82	0,81	0,86	0,78	0,79
BOA VISTA	0,27	0,35	1,00	0,39	0,31	0,31	0,27	0,48	0,91	1,00	0,32	0,39
CEAL	0,55	0,60	1,00	0,51	0,43	0,62	0,36	0,67	0,70	0,84	0,70	0,58
CEB	0,45	0,53	1,00	0,62	0,62	0,35	0,39	0,39	0,42	0,61	0,41	0,38
CEEE	0,61	0,62	1,00	0,40	0,35	0,60	0,28	0,62	0,63	0,68	0,60	0,60
CELPE	0,88	0,85	1,00	0,60	0,61	0,90	0,45	0,86	0,89	0,97	0,90	0,77
CEMAR	0,91	0,93	1,00	0,46	0,65	0,71	0,43	0,72	0,71	0,85	0,71	0,62
CEMIG	0,51	0,40	1,00	0,53	1,00	0,59	0,43	0,50	0,78	1,00	0,59	0,50
CEPISA	0,59	0,64	1,00	0,52	0,52	0,66	0,34	0,68	0,69	0,81	0,73	0,59
CFLO	0,65	0,76	1,00	0,84	0,97	0,50	0,55	0,72	0,93	0,82	0,52	0,59
COELBA	0,96	0,90	1,00	0,45	0,61	0,90	0,32	0,84	0,92	1,00	0,90	0,73
COELCE	0,91	0,90	1,00	0,69	0,73	0,93	0,42	0,90	0,90	1,00	0,93	0,78
COOPERALIANÇA	0,61	0,65	1,00	0,47	0,45	0,48	0,36	0,66	0,92	0,60	0,52	0,54
COPEL	0,61	0,51	1,00	0,43	1,00	0,69	0,40	0,61	0,76	0,74	0,69	0,63
CPFL - Piratininga	0,91	0,96	1,00	0,66	0,66	0,99	0,40	1,00	0,96	1,00	0,99	0,96
CSPE	0,83	0,94	1,00	0,62	0,49	0,61	0,46	0,90	0,94	0,89	0,69	0,80
DEMEI	0,80	0,89	1,00	0,69	0,88	0,79	0,58	0,92	0,94	1,00	0,80	0,85
DME-PC	0,64	0,79	1,00	0,89	0,68	0,74	0,53	0,93	0,95	1,00	0,77	0,90
EBO	0,92	0,97	1,00	0,65	0,52	0,88	0,48	0,91	0,95	1,00	1,00	0,75
EEB	0,56	0,67	1,00	0,63	0,53	0,41	0,46	0,67	0,93	0,97	0,44	0,54
ELETROPAULO	0,58	0,54	1,00	0,51	0,44	0,65	0,37	0,65	0,71	1,00	0,65	0,59
ESCELSA	0,75	0,77	1,00	0,70	0,55	0,78	0,53	0,80	0,81	0,84	0,79	0,79
ESE	0,78	0,87	1,00	0,82	1,00	0,73	0,51	0,84	0,95	1,00	1,00	0,74
IENERGIA	0,39	0,46	1,00	0,88	1,00	0,38	0,54	0,56	0,91	0,46	0,43	0,45
LIGHT	0,70	0,67	1,00	0,55	0,48	0,73	0,45	0,76	0,82	1,00	0,73	0,70
RGE	0,96	0,95	1,00	0,54	1,00	1,00	0,52	0,96	0,96	1,00	1,00	1,00
SULGIPE	0,75	0,75	1,00	0,85	0,83	0,72	0,56	0,62	0,92	0,83	0,89	0,45
CAIUA	0,61	0,73	1,00	0,77	0,62	0,43	0,55	0,69	0,93	1,00	0,47	0,54
CELESC	0,50	0,45	1,00	0,84	1,00	0,58	0,70	0,50	0,56	0,60	0,58	0,53

CELG	0,46	0,43	1,00	0,99	1,00	0,68	0,72	0,53	0,58	0,62	0,75	0,53
CELPA	0,56	0,58	1,00	0,78	0,61	0,51	0,58	0,54	0,54	0,67	0,51	0,49
CELTINS	0,50	0,54	1,00	0,90	0,79	0,53	0,73	0,64	0,93	1,00	0,57	0,48
CEMAT	0,54	0,55	1,00	0,93	0,74	0,45	0,67	0,46	0,48	0,53	0,51	0,46
CHESP	0,69	0,68	1,00	0,84	0,88	0,84	0,61	0,81	0,94	0,74	0,90	0,65
CJE	0,63	0,91	1,00	0,42	0,36	0,68	0,30	0,88	0,94	1,00	0,70	0,83
CLFM	0,73	0,85	1,00	0,51	0,41	0,52	0,37	0,76	0,93	0,69	0,56	0,63
CLFSC	0,69	0,79	1,00	0,36	0,84	0,53	0,37	0,84	0,94	1,00	0,60	0,68
CNEE	0,59	0,69	1,00	0,56	0,40	0,44	0,33	0,61	0,92	1,00	0,46	0,49
COCEL	0,68	0,76	1,00	0,65	0,80	0,55	0,55	0,82	0,93	0,73	0,62	0,69
COSERN	0,95	0,97	1,00	0,64	0,59	0,83	0,46	0,88	0,89	0,96	0,86	0,79
CPEE	0,69	0,83	1,00	0,70	0,57	0,62	0,55	0,89	0,94	0,86	0,67	0,79
CPFL - Paulista	0,92	0,84	1,00	0,57	1,00	0,96	0,42	0,94	0,98	1,00	0,96	0,91
EDEVP	0,59	0,69	1,00	0,73	0,60	0,36	0,55	0,56	0,92	0,76	0,40	0,43
EFLJC	0,42	0,33	1,00	0,70	0,69	0,84	0,47	0,41	0,92	1,00	0,84	0,36
EFLUL	0,34	0,46	1,00	0,68	0,64	0,40	0,51	0,48	0,93	0,82	0,40	0,44
ELEKTRO	0,72	0,68	1,00	0,67	0,62	0,72	0,50	0,68	0,73	0,75	0,72	0,69
ELETROACRE	0,60	0,69	1,00	1,00	1,00	0,59	0,60	0,77	0,94	1,00	0,63	0,61
ELETROCAR	0,67	0,72	1,00	0,80	0,78	0,57	0,60	0,83	0,93	0,73	0,65	0,70
ELFSM	0,77	0,86	1,00	0,77	0,73	0,60	0,50	0,89	0,94	0,84	0,69	0,76
EMG	0,70	0,77	1,00	0,58	0,49	0,68	0,48	0,86	0,95	1,00	0,85	0,67
ENERSUL	0,61	0,64	1,00	0,45	0,38	0,64	0,35	0,66	0,69	0,76	0,76	0,66
ENF	0,62	0,71	1,00	0,68	0,86	0,62	0,51	0,79	0,94	1,00	0,67	0,64
EPB	0,87	0,91	1,00	0,98	1,00	1,00	1,00	0,99	0,95	1,00	1,00	0,86
HIDROPAN	0,55	0,59	1,00	0,96	1,00	0,49	0,82	0,65	0,93	0,60	0,52	0,55
MUX-Energia	0,98	0,97	1,00	0,55	0,72	1,00	0,42	0,95	0,95	1,00	1,00	1,00
UHENPAL	0,88	0,86	1,00	0,95	1,00	1,00	0,81	0,95	0,95	0,92	1,00	0,94
Média	0,68	0,72	1,00	0,68	0,71	0,67	0,50	0,74	0,85	0,87	0,71	0,66

Tabela B 2. Índices de eficiência das distribuidoras de energia elétrica estimados a partir dos diferentes modelos avaliados, Brasil, 2004

Distribuidora	Painel (P)		Fronteira Única (U)					Grupo (G)				
	CD	TL	CD	TL	VRS	NDRS	COLS	CD	TL	VRS	NDRS	COLS
AES SUL	0,95	0,94	1,00	0,96	1,00	0,99	0,73	0,96	0,94	1,00	1,00	1,00
AME	0,50	0,59	1,00	0,95	0,51	0,51	0,37	0,64	0,78	1,00	0,66	0,53
AMPLA	0,63	0,63	1,00	0,95	0,71	0,71	0,41	0,73	0,72	0,91	0,72	0,58
BANDEIRANTE	0,69	0,74	1,00	0,96	0,72	0,72	0,49	0,78	0,79	0,80	0,74	0,67
BOA VISTA	0,27	0,34	1,00	0,95	0,31	0,31	0,26	1,00	0,95	1,00	0,34	0,37
CEAL	0,55	0,60	1,00	0,95	0,41	0,57	0,32	0,65	0,68	0,76	0,68	0,50
CEB	0,45	0,53	1,00	0,95	0,57	0,35	0,33	0,44	0,49	0,63	0,42	0,36
CEEE	0,61	0,61	1,00	0,94	0,35	0,59	0,26	0,67	0,67	0,65	0,61	0,56

CELPE	0,88	0,85	1,00	0,95	0,60	0,93	0,41	0,89	0,88	0,92	0,93	0,72
CEMAR	0,91	0,93	1,00	0,95	0,63	0,77	0,36	0,79	0,76	0,82	0,80	0,61
CEMIG	0,51	0,40	1,00	0,95	1,00	0,58	0,32	0,54	0,78	1,00	0,63	0,45
CEPISA	0,59	0,63	1,00	0,95	0,64	0,63	0,39	0,68	0,68	0,74	0,72	0,52
CFLO	0,65	0,76	1,00	0,96	0,95	0,52	0,51	1,00	0,96	0,83	0,55	0,56
COELBA	0,96	0,90	1,00	0,95	0,71	0,97	0,29	0,88	0,91	1,00	0,98	0,71
COELCE	0,91	0,90	1,00	0,96	0,77	1,00	0,41	0,92	0,90	1,00	1,00	0,76
COOPERALIANÇA	0,61	0,65	1,00	0,95	0,44	0,52	0,32	1,00	0,96	0,68	0,56	0,50
COPEL	0,61	0,51	1,00	0,95	1,00	0,66	0,35	0,66	0,78	0,64	0,69	0,58
CPFL - Piratininga	0,91	0,96	1,00	0,95	0,64	0,97	0,34	0,94	0,93	1,00	0,99	0,88
CSPE	0,83	0,94	1,00	0,96	0,52	0,58	0,44	1,00	0,96	0,87	0,62	0,67
DEMEI	0,80	0,88	1,00	0,95	0,71	0,71	0,50	1,00	0,96	1,00	0,75	0,70
DME-PC	0,64	0,79	1,00	0,96	0,65	0,68	0,47	1,00	0,96	1,00	0,73	0,79
EBO	0,92	0,97	1,00	0,96	0,50	0,84	0,45	1,00	0,96	1,00	1,00	0,66
EEB	0,56	0,67	1,00	0,96	0,55	0,37	0,43	1,00	0,96	0,94	0,40	0,45
ELETROPAULO	0,58	0,54	1,00	0,95	0,39	0,79	0,30	0,70	0,72	1,00	0,79	0,59
ESCELSA	0,75	0,76	1,00	0,96	0,54	0,79	0,50	0,89	0,87	0,84	0,83	0,77
ESE	0,78	0,86	1,00	0,96	1,00	0,75	0,50	0,90	0,94	1,00	1,00	0,74
IENERGIA	0,40	0,45	1,00	0,96	1,00	0,34	0,53	1,00	0,95	0,47	0,36	0,37
LIGHT	0,71	0,67	1,00	0,95	0,52	0,79	0,45	0,79	0,80	0,99	0,79	0,66
RGE	0,96	0,95	1,00	0,95	1,00	0,82	0,44	0,90	0,88	0,84	0,92	0,83
SULGIPE	0,75	0,75	1,00	0,96	0,91	0,79	0,56	1,00	0,95	0,93	0,94	0,44
CAIUA	0,61	0,72	1,00	0,96	0,54	0,41	0,47	1,00	0,96	1,00	0,45	0,48
CELESC	0,50	0,45	1,00	0,96	1,00	0,52	0,67	0,55	0,58	0,52	0,53	0,48
CELG	0,46	0,43	1,00	0,96	0,97	0,52	0,65	0,53	0,55	0,48	0,72	0,44
CELPA	0,56	0,58	1,00	0,96	0,58	0,64	0,52	0,70	0,69	0,78	0,67	0,56
CELTINS	0,50	0,54	1,00	0,96	0,71	0,45	0,59	1,00	0,96	1,00	0,46	0,40
CEMAT	0,54	0,55	1,00	0,96	0,68	0,43	0,58	0,52	0,54	0,49	0,48	0,45
CHESP	0,69	0,68	1,00	0,96	0,84	0,63	0,54	1,00	0,96	0,65	0,66	0,50
CJE	0,63	0,90	1,00	0,95	0,36	0,65	0,28	1,00	0,96	1,00	0,70	0,72
CLFM	0,73	0,85	1,00	0,95	0,37	0,50	0,31	1,00	0,96	0,71	0,53	0,56
CLFSC	0,69	0,79	1,00	0,95	1,00	0,54	0,33	1,00	0,96	1,00	0,59	0,61
CNEE	0,59	0,69	1,00	0,95	0,43	0,39	0,31	1,00	0,95	1,00	0,44	0,40
COCEL	0,68	0,76	1,00	0,96	0,87	0,54	0,52	1,00	0,96	0,74	0,57	0,60
COSERN	0,95	0,97	1,00	0,95	0,54	0,91	0,39	0,94	0,93	1,00	1,00	0,84
CPEE	0,69	0,82	1,00	0,95	0,50	0,54	0,46	1,00	0,96	0,78	0,57	0,62
CPFL - Paulista	0,92	0,84	1,00	0,95	1,00	1,00	0,46	0,94	0,94	1,00	1,00	0,88
EDEVP	0,59	0,69	1,00	0,96	0,69	0,36	0,52	1,00	0,95	0,77	0,40	0,40
EFLJC	0,42	0,32	1,00	0,95	0,65	1,00	0,38	1,00	0,95	1,00	1,00	0,30
EFLUL	0,34	0,45	1,00	0,96	0,70	0,43	0,47	1,00	0,96	0,83	0,43	0,38
ELEKTRO	0,72	0,68	1,00	0,95	0,54	0,75	0,40	0,80	0,82	0,75	0,77	0,70
ELETROACRE	0,60	0,68	1,00	0,96	1,00	0,54	0,49	1,00	0,96	1,00	0,62	0,53
ELETROCAR	0,67	0,72	1,00	0,96	0,80	0,50	0,55	1,00	0,96	0,65	0,52	0,52
ELFSM	0,77	0,86	1,00	0,96	0,75	0,61	0,48	1,00	0,96	0,83	0,65	0,64
EMG	0,70	0,77	1,00	0,95	0,48	0,59	0,43	1,00	0,96	1,00	0,67	0,51
ENERSUL	0,61	0,63	1,00	0,95	0,34	0,65	0,31	0,78	0,79	0,75	0,80	0,68

ENF	0,62	0,70	1,00	0,95	0,85	0,54	0,50	1,00	0,96	1,00	0,62	0,51
EPB	0,87	0,91	1,00	0,96	1,00	0,98	0,78	0,92	0,88	1,00	1,00	0,75
HIDROPAN	0,55	0,59	1,00	0,96	1,00	0,48	0,61	1,00	0,96	0,63	0,49	0,48
MUX-Energia	0,98	0,97	1,00	0,95	0,79	1,00	0,43	1,00	0,96	1,00	1,00	0,80
UHENPAL	0,88	0,86	1,00	0,96	1,00	1,00	1,00	1,00	0,97	1,00	1,00	1,00
Média	0,68	0,71	1,00	0,95	0,70	0,66	0,46	0,88	0,87	0,86	0,70	0,60

Tabela B 3. Índices de eficiência das distribuidoras de energia elétrica estimados a partir dos diferentes modelos avaliados, Brasil, 2005

Distribuidora	Painel (P)		Fronteira Única (U)					Grupo (G)				
	CD	TL	CD	TL	VRS	NDRS	COLS	CD	TL	VRS	NDRS	COLS
AES SUL	0,95	0,94	0,93	0,93	1,00	1,00	0,92	0,94	0,92	0,95	1,00	1,00
AME	0,50	0,58	0,80	0,83	0,51	0,51	0,44	0,88	0,83	1,00	0,63	0,50
AMPLA	0,63	0,63	0,81	0,84	0,64	0,64	0,46	0,89	0,80	0,84	0,64	0,55
BANDEIRANTE	0,69	0,73	0,88	0,88	0,73	0,73	0,62	0,91	0,86	0,79	0,73	0,68
BOA VISTA	0,27	0,34	0,63	0,69	0,25	0,25	0,26	0,41	0,38	1,00	0,34	0,33
CEAL	0,55	0,59	0,85	0,87	0,55	0,55	0,54	0,89	0,81	0,74	0,66	0,51
CEB	0,45	0,52	0,78	0,82	0,55	0,46	0,41	0,87	0,77	0,76	0,52	0,45
CEEE	0,61	0,61	0,77	0,80	0,46	0,60	0,40	0,90	0,81	0,62	0,61	0,58
CELPE	0,88	0,84	0,84	0,85	0,60	0,87	0,52	0,92	0,88	0,90	0,88	0,77
CEMAR	0,91	0,93	0,82	0,83	0,65	0,93	0,49	0,92	0,88	0,97	0,97	0,79
CEMIG	0,51	0,39	0,72	0,76	0,80	0,59	0,35	0,88	0,85	1,00	0,59	0,48
CEPISA	0,59	0,63	0,81	0,84	0,59	0,55	0,46	0,88	0,78	0,67	0,63	0,48
CFLO	0,65	0,75	0,88	0,90	0,87	0,60	0,65	0,83	0,77	0,90	0,74	0,69
COELBA	0,96	0,90	0,79	0,82	0,83	1,00	0,44	0,93	0,90	1,00	1,00	0,84
COELCE	0,91	0,89	0,88	0,91	0,93	0,93	0,65	0,92	0,89	0,98	0,96	0,80
COOPERALIANÇA	0,61	0,65	0,84	0,85	0,61	0,56	0,52	0,67	0,65	0,70	0,65	0,60
COPEL	0,61	0,50	0,78	0,80	1,00	0,66	0,42	0,90	0,86	0,62	0,66	0,59
CPFL - Piratininga	0,91	0,96	0,76	0,81	0,55	1,00	0,39	0,93	0,91	1,00	1,00	0,93
CSPE	0,83	0,94	0,87	0,89	0,60	0,62	0,61	0,91	0,92	0,89	0,78	0,77
DEMEI	0,80	0,88	0,86	0,85	0,72	0,73	0,58	0,89	0,84	1,00	0,87	0,76
DME-PC	0,64	0,79	0,87	0,91	0,66	0,60	0,62	0,92	0,83	1,00	0,78	0,73
EBO	0,92	0,97	0,85	0,87	0,52	0,87	0,56	1,00	1,00	1,00	1,00	0,80
EEB	0,56	0,66	0,85	0,87	0,54	0,48	0,54	0,79	0,75	0,91	0,63	0,62
ELETROPAULO	0,58	0,54	0,85	0,87	0,55	0,77	0,54	0,90	0,82	1,00	0,77	0,59
ESCELSA	0,75	0,76	0,89	0,90	0,61	0,76	0,67	0,92	0,88	0,76	0,78	0,75
ESE	0,78	0,86	0,90	0,91	1,00	0,78	0,70	0,92	0,92	1,00	1,00	0,78
IENERGIA	0,40	0,45	0,89	0,91	0,93	0,39	0,66	0,51	0,52	0,51	0,47	0,47
LIGHT	0,71	0,66	0,86	0,87	0,56	0,86	0,58	0,92	0,88	1,00	0,86	0,72
RGE	0,96	0,95	0,85	0,85	1,00	1,00	0,55	0,93	0,92	0,92	1,00	0,97
SULGIPE	0,75	0,75	0,91	0,92	0,93	0,76	0,76	0,55	0,61	0,84	0,92	0,49
CAIUA	0,61	0,72	0,87	0,89	0,56	0,55	0,60	0,89	0,86	1,00	0,69	0,67
CELESC	0,50	0,44	0,91	0,91	1,00	0,56	0,80	0,89	0,80	0,53	0,56	0,53

CELG	0,46	0,42	0,92	0,92	1,00	0,53	0,85	0,86	0,68	0,39	0,58	0,40
CELPA	0,56	0,57	0,89	0,90	0,62	0,59	0,66	0,89	0,80	0,71	0,61	0,54
CELTINS	0,50	0,53	0,90	0,91	0,73	0,73	0,70	0,65	0,91	1,00	0,74	0,52
CEMAT	0,54	0,54	0,87	0,89	0,60	0,60	0,61	0,90	0,80	0,55	0,64	0,57
CHESP	0,69	0,68	0,90	0,91	0,87	0,71	0,73	0,57	0,58	0,60	0,75	0,56
CJE	0,63	0,90	0,83	0,85	0,51	0,66	0,50	1,00	0,98	1,00	0,89	0,81
CLFM	0,73	0,85	0,83	0,86	0,48	0,52	0,50	0,73	0,71	0,75	0,65	0,63
CLFSC	0,69	0,79	0,83	0,82	1,00	0,54	0,50	0,85	0,87	0,93	0,68	0,66
CNEE	0,59	0,68	0,75	0,84	0,44	0,55	0,39	0,78	0,73	0,88	0,68	0,62
COCEL	0,68	0,75	0,88	0,88	0,78	0,61	0,62	0,83	0,83	0,85	0,75	0,74
COSERN	0,95	0,97	0,82	0,84	0,51	0,93	0,48	0,93	0,92	1,00	1,00	0,90
CPEE	0,69	0,82	0,89	0,89	0,62	0,56	0,66	0,85	0,84	0,83	0,73	0,72
CPFL - Paulista	0,92	0,83	0,84	0,83	1,00	0,99	0,53	0,93	0,92	1,00	0,99	0,88
EDEVP	0,59	0,68	0,89	0,90	0,77	0,51	0,68	0,76	0,77	0,83	0,63	0,60
EFLJC	0,42	0,32	0,81	0,84	0,60	1,00	0,47	0,43	0,48	1,00	1,00	0,45
EFLUL	0,34	0,45	0,85	0,87	0,64	0,44	0,55	0,46	0,53	0,80	0,49	0,45
ELEKTRO	0,72	0,67	0,82	0,84	0,53	0,72	0,48	0,91	0,86	0,69	0,72	0,68
ELETROACRE	0,60	0,68	0,89	0,91	1,00	0,51	0,66	0,72	0,69	1,00	0,63	0,56
ELETROCAR	0,67	0,72	0,89	0,90	0,76	0,62	0,66	0,76	0,78	0,78	0,72	0,70
ELFSM	0,77	0,85	0,89	0,90	0,78	0,74	0,65	0,85	0,94	0,83	0,81	0,75
EMG	0,71	0,77	0,83	0,85	0,49	0,60	0,50	0,70	0,86	1,00	0,72	0,55
ENERSUL	0,61	0,63	0,78	0,80	0,39	0,63	0,42	0,90	0,83	0,63	0,72	0,61
ENF	0,62	0,70	0,88	0,88	0,91	0,53	0,65	0,67	0,61	1,00	0,63	0,54
EPB	0,87	0,91	0,92	0,93	1,00	1,00	0,90	0,92	0,89	1,00	1,00	0,81
HIDROPAN	0,55	0,58	0,92	0,93	1,00	0,49	0,89	0,56	0,56	0,61	0,56	0,52
MUX-Energia	0,98	0,97	0,84	0,84	0,76	1,00	0,51	0,94	0,98	1,00	1,00	0,89
UHENPAL	0,88	0,86	0,93	0,93	1,00	1,00	1,00	0,98	0,95	1,00	1,00	1,00
Média	0,68	0,71	0,85	0,87	0,71	0,69	0,58	0,83	0,80	0,86	0,76	0,66

Tabela B 4. Índices de eficiência das distribuidoras de energia elétrica estimados a partir dos diferentes modelos avaliados, Brasil, 2006

Distribuidora	Painel (P)		Fronteira Única (U)					Grupo (G)				
	CD	TL	CD	TL	VRS	NDRS	COLS	CD	TL	VRS	NDRS	COLS
AES SUL	0,95	0,94	0,92	0,92	1,00	1,00	0,97	1,00	0,96	0,94	1,00	1,00
AME	0,50	0,58	0,69	0,71	0,46	0,46	0,42	1,00	0,95	1,00	0,59	0,45
AMPLA	0,63	0,63	0,73	0,75	0,60	0,60	0,45	1,00	0,95	0,79	0,60	0,49
BANDEIRANTE	0,69	0,73	0,81	0,81	0,64	0,64	0,57	1,00	0,95	0,77	0,65	0,59
BOA VISTA	0,27	0,33	0,49	0,51	0,23	0,23	0,25	0,34	0,35	0,96	0,31	0,26
CEAL	0,55	0,59	0,82	0,82	0,56	0,53	0,59	1,00	0,95	0,71	0,62	0,45
CEB	0,45	0,52	0,68	0,71	0,53	0,43	0,40	1,00	0,95	0,80	0,50	0,42
CEEE	0,61	0,61	0,67	0,68	0,43	0,62	0,40	1,00	0,95	0,63	0,62	0,59
CELPE	0,88	0,84	0,81	0,82	0,62	0,80	0,56	1,00	0,95	0,85	0,80	0,66
CEMAR	0,91	0,93	0,72	0,73	0,58	1,00	0,45	1,00	0,96	1,00	1,00	0,83

CEMIG	0,51	0,39	0,58	0,62	0,66	0,57	0,32	1,00	0,95	1,00	0,57	0,43
CEPISA	0,59	0,63	0,71	0,73	0,53	0,57	0,43	1,00	0,95	0,67	0,64	0,46
CFLO	0,65	0,75	0,84	0,85	0,81	0,57	0,62	0,80	0,76	0,88	0,73	0,62
COELBA	0,96	0,90	0,69	0,71	0,81	0,99	0,42	1,00	0,96	1,00	0,99	0,76
COELCE	0,91	0,89	0,89	0,89	1,00	0,94	0,75	1,00	0,96	0,99	0,94	0,74
COOPERALIANÇA	0,61	0,64	0,75	0,76	0,60	0,50	0,49	0,65	0,59	0,61	0,60	0,54
COPEL	0,61	0,50	0,69	0,72	1,00	0,64	0,42	1,00	0,95	0,58	0,64	0,57
CPFL - Piratininga	0,91	0,96	0,70	0,73	0,57	1,00	0,42	1,00	0,96	1,00	1,00	0,91
CSPE	0,83	0,94	0,83	0,84	0,57	0,61	0,61	0,90	0,90	0,83	0,80	0,71
DEMEI	0,80	0,88	0,81	0,81	0,72	0,78	0,58	0,94	0,90	1,00	0,93	0,77
DME-PC	0,64	0,78	0,87	0,89	0,76	0,57	0,72	0,84	0,84	1,00	0,78	0,64
EBO	0,92	0,97	0,83	0,84	0,54	0,85	0,61	0,97	0,98	1,00	1,00	0,74
EEB	0,56	0,66	0,80	0,81	0,53	0,49	0,56	0,76	0,82	0,83	0,66	0,57
ELETROPAULO	0,58	0,53	0,82	0,82	0,55	0,72	0,58	1,00	0,95	1,00	0,72	0,52
ESCELSA	0,75	0,76	0,85	0,85	0,58	0,64	0,66	1,00	0,95	0,64	0,66	0,63
ESE	0,78	0,86	0,87	0,89	1,00	0,76	0,70	1,00	0,96	1,00	1,00	0,73
IENERGIA	0,40	0,44	0,87	0,88	0,94	0,30	0,68	0,40	0,39	0,36	0,37	0,35
LIGHT	0,71	0,66	0,79	0,79	0,50	0,75	0,54	1,00	0,95	0,96	0,75	0,62
RGE	0,96	0,95	0,80	0,81	1,00	1,00	0,56	1,00	0,96	0,88	1,00	0,94
SULGIPE	0,75	0,74	0,87	0,88	0,84	0,70	0,71	0,65	0,50	0,80	0,91	0,48
CAIUA	0,61	0,72	0,83	0,83	0,54	0,56	0,60	0,86	1,00	1,00	0,74	0,61
CELESC	0,50	0,44	0,91	0,90	1,00	0,49	0,87	1,00	0,95	0,44	0,49	0,46
CELG	0,46	0,42	0,91	0,90	1,00	0,48	0,87	1,00	0,94	0,35	0,51	0,34
CELPA	0,56	0,57	0,86	0,87	0,61	0,53	0,69	1,00	0,95	0,64	0,53	0,46
CELTINS	0,50	0,53	0,89	0,89	0,78	0,74	0,77	0,60	0,68	1,00	0,74	0,43
CEMAT	0,54	0,54	0,83	0,84	0,57	0,58	0,62	1,00	0,95	0,50	0,60	0,51
CHESP	0,69	0,67	0,88	0,88	0,85	0,70	0,75	0,65	0,56	0,55	0,75	0,57
CJE	0,63	0,90	0,83	0,83	0,58	0,76	0,61	0,92	1,00	1,00	1,00	0,78
CLFM	0,73	0,85	0,79	0,80	0,49	0,54	0,55	0,77	0,74	0,73	0,70	0,62
CLFSC	0,69	0,79	0,66	0,68	1,00	0,53	0,39	0,78	0,87	0,85	0,69	0,57
CNEE	0,59	0,68	0,68	0,75	0,48	0,55	0,42	0,79	0,78	0,89	0,71	0,59
COCEL	0,68	0,75	0,83	0,84	0,74	0,58	0,62	0,80	0,76	0,74	0,72	0,67
COSERN	0,95	0,97	0,74	0,75	0,47	0,84	0,47	1,00	0,96	0,92	0,91	0,77
CPEE	0,69	0,82	0,84	0,84	0,57	0,54	0,63	0,77	0,79	0,73	0,71	0,63
CPFL - Paulista	0,92	0,83	0,77	0,76	1,00	1,00	0,50	1,00	0,96	1,00	1,00	0,90
EDEV	0,59	0,68	0,88	0,88	0,78	0,58	0,75	0,85	0,91	0,91	0,75	0,62
EFLJC	0,42	0,31	0,83	0,84	0,73	1,00	0,60	0,39	0,44	1,00	1,00	0,37
EFLUL	0,34	0,44	0,74	0,75	0,57	0,48	0,47	0,45	0,46	0,81	0,53	0,45
ELEKTRO	0,72	0,67	0,76	0,77	0,53	0,68	0,49	1,00	0,95	0,64	0,68	0,64
ELETROACRE	0,60	0,67	0,87	0,88	1,00	0,47	0,71	0,67	0,69	0,86	0,60	0,48
ELETROCAR	0,67	0,71	0,83	0,83	0,64	0,57	0,60	0,74	0,70	0,66	0,67	0,63
ELFSM	0,77	0,85	0,86	0,86	0,76	0,76	0,66	0,93	0,94	0,82	0,86	0,77
EMG	0,71	0,76	0,74	0,75	0,43	0,72	0,47	0,87	0,95	1,00	0,91	0,61
ENERSUL	0,61	0,62	0,59	0,61	0,30	0,56	0,34	1,00	0,95	0,51	0,60	0,49
ENF	0,62	0,70	0,82	0,82	0,78	0,53	0,59	0,68	0,64	1,00	0,64	0,49
EPB	0,87	0,91	0,91	0,92	1,00	1,00	0,92	1,00	0,96	0,98	1,00	0,78

HIDROPAN	0,55	0,58	0,91	0,91	1,00	0,44	0,91	0,54	0,50	0,54	0,50	0,47
MUX-Energia	0,98	0,97	0,78	0,77	0,70	1,00	0,51	0,96	1,00	1,00	1,00	0,91
UHENPAL	0,88	0,86	0,92	0,92	1,00	1,00	1,00	0,97	1,00	0,89	1,00	1,00
Média	0,68	0,71	0,79	0,80	0,70	0,67	0,59	0,87	0,85	0,82	0,74	0,61

Tabela B 5. Índices de eficiência das distribuidoras de energia elétrica estimados a partir dos diferentes modelos avaliados, Brasil, 2007

Distribuidora	Painel (P)		Fronteira Única (U)					Grupo (G)				
	CD	TL	CD	TL	VRS	NDRS	COLS	CD	TL	VRS	NDRS	COLS
AES SUL	0,95	0,94	0,93	0,96	0,96	0,96	0,96	1,00	0,96	0,98	0,98	0,96
AME	0,50	0,57	0,62	0,53	0,47	0,47	0,42	1,00	0,95	1,00	0,64	0,45
AMPLA	0,63	0,62	0,66	0,56	0,58	0,58	0,45	1,00	0,95	0,79	0,58	0,48
BANDEIRANTE	0,69	0,73	0,81	0,75	0,73	0,73	0,61	1,00	0,96	0,82	0,75	0,64
BOA VISTA	0,27	0,33	0,39	0,28	0,22	0,22	0,24	0,32	0,31	0,97	0,30	0,25
CEAL	0,55	0,59	0,84	0,79	0,60	0,46	0,65	1,00	0,95	0,73	0,61	0,43
CEB	0,45	0,51	0,60	0,49	0,46	0,48	0,39	1,00	0,95	0,88	0,60	0,45
CEEE	0,61	0,60	0,63	0,53	0,48	0,59	0,43	1,00	0,95	0,62	0,60	0,57
CELPE	0,88	0,84	0,77	0,60	0,59	0,79	0,56	1,00	0,96	0,88	0,79	0,69
CEMAR	0,91	0,93	0,65	0,42	0,56	1,00	0,45	1,00	0,96	1,00	1,00	0,92
CEMIG	0,51	0,38	0,56	0,34	0,63	0,53	0,37	1,00	0,96	1,00	0,53	0,41
CEPISA	0,59	0,62	0,66	0,51	0,51	0,54	0,45	1,00	0,95	0,72	0,71	0,49
CFLO	0,65	0,75	0,84	0,72	0,81	0,56	0,65	0,83	0,78	0,77	0,78	0,69
COELBA	0,96	0,90	0,66	0,51	0,89	0,97	0,44	1,00	0,96	1,00	0,97	0,80
COELCE	0,91	0,89	0,91	1,00	1,00	0,83	0,85	1,00	0,96	0,93	0,83	0,72
COOPERALIANÇA	0,61	0,64	0,75	0,53	0,64	0,47	0,53	0,71	0,65	0,60	0,63	0,58
COPEL	0,61	0,49	0,61	0,35	1,00	0,62	0,40	1,00	0,96	0,58	0,62	0,56
CPFL - Piratininga	0,91	0,96	0,67	0,55	0,54	1,00	0,45	1,00	0,96	1,00	1,00	0,83
CSPE	0,83	0,94	0,84	0,79	0,56	0,62	0,65	0,92	0,92	0,86	0,92	0,80
DEMEI	0,80	0,88	0,80	0,83	0,78	0,76	0,58	0,87	0,82	1,00	0,94	0,79
DME-PC	0,64	0,78	0,88	0,84	0,84	0,50	0,76	0,65	0,63	1,00	0,66	0,55
EBO	0,92	0,96	0,86	0,84	0,59	0,74	0,69	0,89	0,90	1,00	1,00	0,73
EEB	0,56	0,66	0,81	0,74	0,54	0,52	0,61	0,81	0,82	0,81	0,78	0,65
ELETROPAULO	0,58	0,53	0,80	0,72	0,53	0,80	0,58	1,00	0,95	1,00	0,80	0,53
ESCELSA	0,75	0,75	0,81	0,76	0,49	0,61	0,60	1,00	0,96	0,65	0,65	0,61
ESE	0,78	0,86	0,89	0,80	1,00	0,65	0,74	1,00	0,96	1,00	1,00	0,66
IENERGIA	0,40	0,44	0,85	0,76	0,84	0,25	0,66	0,43	0,39	0,30	0,36	0,33
LIGHT	0,71	0,65	0,76	0,67	0,47	0,71	0,54	1,00	0,95	0,89	0,71	0,56
RGE	0,96	0,95	0,77	0,50	0,98	1,00	0,56	1,00	0,96	1,00	1,00	1,00
SULGIPE	0,75	0,74	0,89	0,92	0,85	0,73	0,77	0,78	0,69	0,94	1,00	0,60
CAIUA	0,61	0,71	0,84	0,81	0,58	0,60	0,66	0,86	0,93	1,00	0,89	0,69
CELESC	0,50	0,43	0,90	0,92	1,00	0,49	0,83	1,00	0,95	0,46	0,49	0,44
CELG	0,46	0,41	0,89	1,00	1,00	0,53	0,79	1,00	0,95	0,38	0,53	0,37
CELPA	0,56	0,56	0,88	0,91	0,62	0,51	0,74	1,00	0,95	0,63	0,51	0,47

CELTINS	0,50	0,52	0,89	0,84	0,76	0,89	0,76	0,69	0,74	1,00	1,00	0,49
CEMAT	0,54	0,54	0,74	0,62	0,50	0,64	0,53	1,00	0,95	0,55	0,64	0,53
CHESP	0,69	0,67	0,88	0,93	0,74	0,78	0,71	0,83	0,75	0,55	0,90	0,65
CJE	0,63	0,90	0,84	0,81	0,59	0,84	0,66	0,91	0,89	1,00	1,00	0,84
CLFM	0,73	0,84	0,81	0,73	0,52	0,59	0,60	0,88	0,83	0,80	0,82	0,75
CLFSC	0,69	0,78	0,61	0,35	1,00	0,54	0,40	0,83	0,87	0,85	0,83	0,65
CNEE	0,59	0,68	0,69	0,54	0,57	0,53	0,50	0,75	0,74	0,91	0,75	0,61
COCEL	0,68	0,75	0,83	0,65	0,74	0,49	0,65	0,81	0,74	0,65	0,72	0,66
COSERN	0,95	0,97	0,76	0,68	0,50	0,85	0,54	1,00	0,96	1,00	0,98	0,83
CPEE	0,69	0,82	0,83	0,84	0,59	0,58	0,64	0,87	0,84	0,76	0,82	0,73
CPFL - Paulista	0,92	0,83	0,70	0,76	1,00	1,00	0,49	1,00	0,96	1,00	1,00	0,86
EDEVP	0,59	0,68	0,88	0,94	0,74	0,59	0,74	0,87	0,90	0,91	0,89	0,70
EFLJC	0,43	0,31	0,81	0,74	0,69	1,00	0,60	0,47	0,56	1,00	1,00	0,42
EFLUL	0,34	0,44	0,71	0,51	0,64	0,57	0,49	0,65	0,62	0,90	0,61	0,58
ELEKTRO	0,72	0,66	0,73	0,62	0,51	0,70	0,50	1,00	0,96	0,68	0,70	0,66
ELETROACRE	0,60	0,67	0,81	0,71	0,80	0,50	0,60	0,73	0,75	0,75	0,74	0,57
ELETROCAR	0,67	0,71	0,80	0,64	0,61	0,59	0,59	0,87	0,81	0,65	0,78	0,71
ELFSM	0,77	0,85	0,82	0,76	0,65	0,74	0,61	0,94	0,93	0,79	1,00	0,82
EMG	0,71	0,76	0,71	0,57	0,45	0,69	0,49	0,84	0,91	1,00	1,00	0,63
ENERSUL	0,61	0,62	0,47	0,38	0,25	0,64	0,30	1,00	0,95	0,55	0,67	0,50
ENF	0,62	0,69	0,74	0,67	0,72	0,51	0,53	0,63	0,61	1,00	0,68	0,51
EPB	0,87	0,90	0,93	0,96	1,00	0,80	0,95	1,00	0,96	0,79	0,89	0,64
HIDROPAN	0,55	0,57	0,93	0,99	1,00	0,45	1,00	0,63	0,58	0,56	0,54	0,53
MUX-Energia	0,98	0,97	0,81	0,82	0,73	1,00	0,58	0,95	0,96	1,00	1,00	1,00
UHENPAL	0,88	0,85	0,86	0,99	0,91	0,91	0,69	0,93	0,92	0,57	1,00	0,80
Média	0,68	0,70	0,77	0,70	0,69	0,67	0,60	0,88	0,86	0,82	0,78	0,63

Tabela B 6. Índices de eficiência das distribuidoras de energia elétrica estimados a partir dos diferentes modelos avaliados, Brasil, 2008

Distribuidora	Painel (P)		Fronteira Única (U)					Grupo (G)				
	CD	TL	CD	TL	VRS	NDRS	COLS	CD	TL	VRS	NDRS	COLS
AES SUL	0,95	0,94	0,89	0,89	0,89	0,89	0,75	1,00	0,96	0,82	0,91	0,90
AME	0,50	0,57	0,66	0,68	0,43	0,43	0,36	1,00	0,96	1,00	0,60	0,43
AMPLA	0,63	0,62	0,73	0,75	0,57	0,57	0,42	1,00	0,95	0,81	0,58	0,50
BANDEIRANTE	0,69	0,72	0,80	0,81	0,68	0,68	0,52	1,00	0,96	0,79	0,68	0,62
BOA VISTA	0,27	0,32	0,43	0,46	0,19	0,19	0,19	0,32	0,24	0,96	0,23	0,19
CEAL	0,55	0,58	0,81	0,81	0,53	0,43	0,53	1,00	0,96	0,73	0,62	0,44
CEB	0,45	0,51	0,68	0,70	0,43	0,54	0,37	1,00	0,96	0,98	0,67	0,53
CEEE	0,61	0,60	0,74	0,76	0,54	0,58	0,45	1,00	0,96	0,57	0,59	0,58
CELPE	0,88	0,84	0,78	0,80	0,58	0,82	0,49	1,00	0,96	0,90	0,84	0,77
CEMAR	0,91	0,93	0,69	0,73	0,53	0,93	0,38	1,00	0,96	0,92	1,00	0,81
CEMIG	0,51	0,38	0,67	0,71	0,63	0,56	0,36	1,00	0,96	1,00	0,56	0,43
CEPISA	0,59	0,62	0,75	0,77	0,52	0,55	0,44	1,00	0,96	0,67	0,71	0,48

CFLO	0,65	0,74	0,87	0,88	0,82	0,50	0,66	0,75	0,63	0,73	0,62	0,52
COELBA	0,96	0,90	0,70	0,73	0,94	1,00	0,39	1,00	0,96	1,00	1,00	0,90
COELCE	0,91	0,89	0,88	0,88	0,93	0,77	0,68	1,00	0,96	0,88	0,80	0,72
COOPERALIANÇA	0,61	0,63	0,79	0,80	0,76	0,43	0,49	0,70	0,56	0,61	0,55	0,47
COPEL	0,61	0,49	0,68	0,74	1,00	0,61	0,37	1,00	0,96	0,54	0,61	0,54
CPFL - Piratininga	0,91	0,96	0,71	0,73	0,55	1,00	0,40	1,00	0,96	1,00	1,00	0,89
CSPE	0,83	0,94	0,81	0,82	0,50	0,79	0,54	0,91	1,00	0,98	1,00	0,81
DEMEI	0,80	0,88	0,81	0,83	0,82	0,52	0,54	0,71	0,52	1,00	0,62	0,51
DME-PC	0,64	0,78	0,89	0,89	0,92	0,45	0,79	0,63	0,55	1,00	0,55	0,44
EBO	0,92	0,96	0,91	0,91	0,78	0,69	0,85	0,86	0,96	1,00	1,00	0,65
EEB	0,56	0,65	0,85	0,85	0,61	0,50	0,61	0,73	0,64	0,79	0,64	0,49
ELETROPAULO	0,58	0,52	0,77	0,78	0,46	0,80	0,48	1,00	0,96	1,00	0,80	0,53
ESCELSA	0,75	0,75	0,84	0,85	0,54	0,67	0,59	1,00	0,96	0,66	0,70	0,69
ESE	0,78	0,86	0,90	0,90	1,00	0,56	0,77	1,00	0,96	1,00	1,00	0,63
IENERGIA	0,40	0,43	0,85	0,86	0,77	0,38	0,61	0,59	0,48	0,39	0,48	0,38
LIGHT	0,71	0,65	0,77	0,79	0,43	0,76	0,48	1,00	0,96	0,93	0,76	0,61
RGE	0,96	0,94	0,76	0,80	0,87	1,00	0,46	1,00	0,97	0,88	1,00	1,00
SULGIPE	0,75	0,74	0,90	0,90	0,89	0,73	0,79	0,78	0,72	0,88	1,00	0,50
CAIUA	0,61	0,71	0,88	0,88	0,69	0,53	0,72	0,75	0,76	1,00	0,70	0,50
CELESC	0,50	0,43	0,89	0,89	1,00	0,49	0,73	1,00	0,95	0,44	0,49	0,45
CELG	0,46	0,41	0,89	0,89	1,00	0,63	0,76	1,00	0,95	0,38	0,63	0,43
CELPA	0,56	0,56	0,91	0,90	0,79	0,52	0,84	1,00	0,95	0,57	0,56	0,52
CELTINS	0,50	0,52	0,80	0,81	0,52	0,94	0,52	0,64	0,49	1,00	1,00	0,37
CEMAT	0,54	0,53	0,75	0,76	0,45	0,76	0,45	1,00	0,96	0,53	0,80	0,59
CHESP	0,69	0,66	0,87	0,87	0,69	0,82	0,68	0,79	0,77	0,52	0,88	0,53
CJE	0,63	0,90	0,84	0,84	0,58	0,92	0,59	0,87	0,94	1,00	1,00	0,77
CLFM	0,73	0,84	0,80	0,80	0,50	0,78	0,51	0,91	1,00	0,98	0,96	0,83
CLFSC	0,69	0,78	0,60	0,70	1,00	0,61	0,32	0,82	0,82	1,00	0,82	0,58
CNEE	0,59	0,67	0,68	0,73	0,47	0,46	0,40	0,69	0,62	0,89	0,61	0,46
COCEL	0,68	0,75	0,83	0,85	0,72	0,54	0,57	0,80	0,71	0,64	0,68	0,58
COSERN	0,95	0,97	0,82	0,82	0,53	0,89	0,54	1,00	0,97	1,00	1,00	0,94
CPEE	0,69	0,82	0,83	0,84	0,58	0,69	0,57	0,87	0,84	0,82	0,85	0,70
CPFL - Paulista	0,92	0,83	0,76	0,79	1,00	0,99	0,46	1,00	0,97	1,00	0,99	0,85
EDEVP	0,59	0,67	0,88	0,88	0,80	0,58	0,70	0,80	0,78	0,95	0,77	0,56
EFLJC	0,43	0,30	0,83	0,83	0,75	1,00	0,56	0,48	0,36	1,00	1,00	0,33
EFLUL	0,34	0,43	0,77	0,78	0,72	0,47	0,47	0,55	0,62	0,89	0,48	0,40
ELEKTRO	0,72	0,66	0,74	0,76	0,45	0,71	0,44	1,00	0,96	0,65	0,71	0,67
ELETROACRE	0,60	0,67	0,82	0,83	0,80	0,53	0,54	0,77	0,74	0,83	0,79	0,51
ELETROCAR	0,67	0,71	0,84	0,84	0,67	0,58	0,58	0,79	0,71	0,58	0,71	0,56
ELFSM	0,77	0,85	0,81	0,81	0,56	0,80	0,52	0,87	0,83	0,78	1,00	0,67
EMG	0,71	0,76	0,78	0,81	0,46	0,75	0,50	0,81	0,87	1,00	1,00	0,53
ENERSUL	0,61	0,62	0,69	0,72	0,38	0,72	0,39	1,00	0,96	0,57	0,81	0,56
ENF	0,62	0,69	0,81	0,82	0,78	0,45	0,53	0,64	0,55	1,00	0,61	0,43
EPB	0,87	0,90	0,92	0,93	1,00	0,80	1,00	1,00	0,96	0,75	0,93	0,65
HIDROPAN	0,55	0,57	0,91	0,91	1,00	0,46	0,84	0,70	0,57	0,62	0,51	0,49
MUX-Energia	0,98	0,97	0,81	0,82	0,73	1,00	0,52	0,93	1,00	1,00	1,00	1,00

UHENPAL	0,88	0,85	0,83	0,85	0,85	0,85	0,56	0,80	0,93	0,46	0,89	0,56
Média	0,68	0,70	0,79	0,81	0,69	0,67	0,55	0,87	0,83	0,82	0,77	0,59

C – Índices de Eficiência Média e Relativa estimados para os diferentes modelos analisados

Tabela C 1. Eficiência média das distribuidoras de energia elétrica pelos diferentes modelos analisados, Brasil, 2003- 2008

Ano	Painel(P)		Fronteira Única (U)					Grupo(G)				
	<i>CD</i>	<i>TL</i>	<i>CD</i>	<i>TL</i>	<i>VRS</i>	<i>NDRS</i>	<i>COLS</i>	<i>CD</i>	<i>TL</i>	<i>VRS</i>	<i>NDRS</i>	<i>COLS</i>
2003	0,676	0,716	0,999	0,679	0,706	0,668	0,504	0,740	0,853	0,870	0,710	0,664
2004	0,677	0,713	0,999	0,954	0,699	0,655	0,456	0,881	0,871	0,858	0,703	0,597
2005	0,677	0,710	0,849	0,866	0,713	0,686	0,584	0,827	0,803	0,855	0,756	0,659
2006	0,677	0,707	0,795	0,805	0,695	0,668	0,590	0,867	0,849	0,821	0,744	0,611
2007	0,677	0,704	0,773	0,700	0,688	0,665	0,596	0,884	0,856	0,821	0,781	0,633
2008	0,677	0,701	0,795	0,810	0,688	0,671	0,552	0,868	0,831	0,819	0,767	0,593
Média	0,677	0,709	0,868	0,802	0,698	0,669	0,547	0,845	0,844	0,841	0,744	0,626

Tabela C 2. Ordenação das empresas com relação aos índices de eficiência relativos, obtidos com base nas diferentes metodologias, Brasil, 2009

	SFA_P_CD	SFA_P_TL	SFA_U_CD	SFA_U_TL	DEA_U_VRS	DEA_U_NDRS	COLS_U_CD	SFA_G_CD	SFA_G_TL	DEA_G_VRS	ANEEL										
MUX-Energia	119%	COSERN	114%	CSPE	103%	CSPE	106%	CEMIG	115%	COELBA	117%	CSPE	144%	CPFL-Pira	105%	COELBA	103%	CEMIG	105%	COSERN	119%
COELBA	117%	MUX-Energia	114%	CLFM	103%	CLFM	106%	COELBA	115%	CPFL-Pira	117%	CLFM	131%	CSPE	105%	RGE	103%	COELBA	105%	COELBA	119%
RGE	117%	EBO	113%	MUX-Energia	102%	MUX-Energia	106%	CPFL-Pira	115%	RGE	117%	MUX-Energia	124%	RGE	105%	COSERN	103%	CPFL-Pira	105%	CSPE	117%
AESSUL	116%	CPFL-Paul	113%	COELBA	100%	COELBA	105%	EPAULO	115%	CELTINS	117%	COELBA	115%	AESSUL	104%	CPFL-Paul	103%	CSPE	105%	CPFL-Paul	117%
COSERN	116%	AESSUL	110%	RGE	100%	RGE	105%	RGE	115%	EFLJC	117%	RGE	115%	COELBA	104%	AESSUL	102%	EPAULO	105%	RGE	114%
CPFL-Pira	113%	CSPE	110%	CJE	100%	CLFSC	104%	CELTINS	115%	MUX-Energia	117%	COSERN	115%	CJE	104%	CELPE	102%	RGE	105%	CJE	107%
EBO	112%	RGE	110%	CLFSC	100%	COSERN	104%	CPFL-Paul	115%	CSPE	116%	CPEE	113%	CLFM	104%	COELCE	102%	CAIUA	105%	CEMAR	104%
CEMAR	111%	CEMAR	109%	COSERN	100%	CPEE	104%	EFLJC	115%	CJE	114%	CJE	110%	CPFL-Paul	104%	CPFL-Pira	102%	CELTINS	105%	CPFL-Pira	102%
COELCE	111%	COELBA	106%	CPEE	100%	CPFL-Paul	104%	MUX-Energia	115%	CPFL-Paul	113%	CLFSC	110%	CLFSC	102%	ESE	102%	CJE	105%	CELPE	101%
CPFL-Paul	111%	CJE	106%	CPFL-Pira	99%	AESSUL	103%	CSPE	113%	UHENPAL	109%	CPFL-Pira	107%	COSERN	102%	LIGHT	102%	CLFSC	105%	COELCE	100%
CELPE	107%	EPB	106%	AESSUL	98%	CELPE	103%	CJE	112%	CLFM	104%	CPFL-Paul	101%	CPEE	102%	BANDEIR	101%	COSERN	105%	MUX-Energia	99%
UHENPAL	107%	COELCE	105%	CELPE	98%	COELCE	103%	UHENPAL	106%	COSERN	104%	AESSUL	100%	CEMAR	101%	CEMAR	101%	CPFL-Paul	105%	AESSUL	96%
EPB	106%	DEMEI	103%	CEMAR	98%	CPFL-Pira	103%	CLFM	102%	CEMAR	103%	CELPE	98%	LIGHT	101%	COPEL	101%	EMG	105%	CLFM	96%
CSPE	101%	ESE	101%	COELCE	98%	CJE	103%	COSERN	102%	AESSUL	99%	COELCE	98%	MUX-Energia	101%	CSPE	101%	CLFM	95%	ESE	95%
DEMEI	97%	ELFSM	100%	CPFL-Paul	98%	CEMAR	101%	CEMAR	101%	CELPE	98%	CEMAR	95%	CELPE	100%	ESCELSA	101%	CEMAR	91%	CLFSC	90%
ESE	95%	UHENPAL	100%	ELFSM	97%	ELEKTRO	100%	AESSUL	97%	COELCE	96%	ELFSM	88%	BANDEIR	99%	ELEKTRO	101%	EBO	91%	LIGHT	88%
ELFSM	94%	CELPE	99%	EBO	96%	ELFSM	100%	LIGHT	97%	LIGHT	96%	EBO	87%	COELCE	98%	EPB	101%	AESSUL	90%	EBO	88%
ESCELSA	91%	CLFM	99%	CAIUA	96%	UHENPAL	100%	CELPE	96%	CPEE	93%	CAIUA	87%	CAIUA	98%	AMPLA	100%	CELPE	89%	EPB	86%
SULGIPE	91%	CPFL-Pira	98%	BANDEIR	95%	EBO	99%	COELCE	94%	CLFSC	90%	UHENPAL	82%	EPB	98%	CEB	100%	COELCE	89%	BANDEIR	83%
CLFM	89%	CPEE	95%	EEB	95%	ESCELSA	99%	COPEL	94%	CEMAT	88%	ESE	81%	EPAULO	97%	CEEE	100%	LIGHT	89%	CPEE	82%
ELEKTRO	88%	DME-PC	92%	ESCELSA	95%	LIGHT	99%	CPEE	92%	CHESP	88%	LIGHT	81%	CELPA	97%	CEMIG	100%	MUX-Energia	87%	ESCELSA	80%
LIGHT	86%	CLFSC	92%	ESE	95%	CAIUA	99%	CLFSC	88%	EPB	88%	BANDEIR	79%	CEMAT	97%	EPAULO	100%	ESE	86%	ELEKTRO	80%
EMG	86%	EMG	89%	LIGHT	95%	BANDEIR	98%	CEMAT	86%	ELFSM	86%	EEB	79%	ELEKTRO	97%	CELESC	100%	SULGIPE	84%	EMG	74%
BANDEIR	84%	ESCELSA	88%	ELEKTRO	95%	DEMEI	98%	CHESP	86%	ENERSUL	86%	ESCELSA	79%	ELFSM	97%	CEMAT	100%	CPEE	84%	ENERSUL	74%
CHESP	84%	CFLO	87%	EMG	95%	EEB	98%	EPB	86%	BANDEIR	85%	ELEKTRO	79%	AMPLA	96%	CJE	100%	ELFSM	84%	CEMAT	73%
CLFSC	84%	COCEL	87%	UHENPAL	95%	ESE	98%	ELFSM	85%	EMG	83%	EDEV	78%	CEB	96%	CLFM	100%	COPEL	80%	ELFSM	72%
CPEE	84%	SULGIPE	86%	CFLO	94%	COCEL	98%	ENERSUL	85%	ELEKTRO	82%	EMG	78%	EBO	96%	CLFSC	100%	CEMAT	79%	EEB	72%
COCEL	83%	BANDEIR	85%	COCEL	94%	EMG	98%	BANDEIR	84%	EPAULO	78%	COCEL	77%	EEB	96%	ENERSUL	100%	BANDEIR	78%	CAIUA	69%
ELETROCAR	82%	CAIUA	83%	EDEV	94%	EPB	98%	ELEKTRO	82%	ESCELSA	76%	EPB	77%	ESE	96%	AME	99%	EPB	78%	AMPLA	67%
CFLO	79%	ELETROCAR	82%	EPB	94%	CFLO	97%	EMG	81%	CAIUA	72%	CFLO	75%	AME	95%	CEAL	99%	ENERSUL	77%	SULGIPE	64%
DME-PC	79%	ENF	81%	DEMEI	93%	CHESP	97%	ESCELSA	74%	SULGIPE	71%	DEMEI	74%	ESCELSA	95%	CEPISA	99%	ELEKTRO	76%	EDEV	63%
AMPLA	77%	CNEE	79%	ELETROCAR	93%	EDEV	97%	CAIUA	71%	EBO	69%	ELETROCAR	74%	EDEV	95%	CELG	99%	EDEV	73%	EPAULO	62%
CJE	77%	EDEV	79%	CHESP	91%	ELETROCAR	97%	SULGIPE	70%	ESE	69%	CNEE	71%	COCEL	93%	CELPA	99%	EEB	71%	COCEL	61%
ENF	75%	CHESP	78%	CNEE	91%	CNEE	96%	EBO	68%	AMPLA	68%	CHESP	69%	EMG	93%	MUX-Energia	99%	ESCELSA	70%	CEMIG	60%

CEEE	74%	ELEKTRO	78%	SULGIPE	90%	ENERSUL	96%	ESE	68%	CELG	68%	ENERSUL	68%	UHENPAL	93%	CAIUA	98%	EFLJC	65%	CFLO	60%
COOPER	74%	ELETROACRE	78%	ENERSUL	90%	HIDROPAN	96%	CELG	68%	ELETROCAR	67%	HIDROPAN	66%	CEEE	92%	CPEE	98%	CEB	63%	CEB	59%
COPEL	74%	EEB	76%	HIDROPAN	90%	COOPER	94%	AMPLA	66%	EEB	64%	COOPER	65%	CFLO	92%	EMG	96%	CNEE	63%	CNEE	59%
CAIUA	74%	LIGHT	76%	AMPLA	89%	SULGIPE	94%	CELESC	65%	DEMEI	63%	SULGIPE	65%	CNEE	92%	EBO	95%	AMPLA	62%	CELTINS	59%
ENERSUL	74%	COOPER	74%	COOPER	89%	CEMAT	94%	ELETROCAR	65%	EDEV	63%	ENF	65%	COPEL	91%	EEB	94%	CELG	62%	COPEL	57%
ELETROACRE	73%	AMPLA	72%	CEMAT	89%	AMPLA	93%	EEB	63%	EFLUL	63%	AMPLA	64%	DEMEI	91%	EDEV	94%	CHESP	62%	CELESC	57%
CEPISA	72%	CEPISA	72%	ENF	89%	COPEL	93%	DEMEI	62%	COPEL	62%	CEMAT	64%	CEPISA	90%	ELFSM	94%	CELESC	60%	CELG	57%
CNEE	72%	ENERSUL	72%	CELTINS	88%	ENF	93%	EDEV	62%	CELESC	62%	CEB	61%	ELETROCAR	90%	UHENPAL	91%	ENF	60%	ENF	56%
EDEV	72%	CEEE	69%	CEB	87%	CEEE	92%	EFLUL	62%	CEB	61%	CELTINS	61%	CELESC	89%	CNEE	90%	DEMEI	59%	CEPISA	56%
EPAULO	71%	CEAL	68%	CEEE	87%	CELESC	92%	CEB	60%	COCEL	61%	IENERGIA	59%	CELG	87%	EFLUL	90%	ELETROACRE	58%	CEEE	55%
EEB	68%	HIDROPAN	67%	IENERGIA	87%	CELTINS	92%	COCEL	60%	CEMIG	60%	CEEE	58%	ENERSUL	87%	CFLO	89%	CFLO	57%	ELETROCAR	54%
CELPA	68%	AME	66%	COPEL	85%	CEB	91%	CFLO	58%	CFLO	60%	COPEL	56%	ENF	87%	COCEL	89%	CEPISA	54%	DEMEI	53%
CEAL	67%	CELPA	66%	DME-PC	85%	EPAULO	91%	CEEE	56%	CEEE	57%	DME-PC	56%	HIDROPAN	87%	CELTINS	88%	COCEL	54%	AME	51%
HIDROPAN	67%	CEMAT	62%	EPAULO	85%	IENERGIA	91%	CEPISA	55%	CEPISA	56%	EPAULO	56%	COOPER	86%	DEMEI	87%	AME	51%	CHESP	51%
CEMAT	66%	EPAULO	61%	CELESC	85%	EFLJC	91%	CNEE	55%	CNEE	56%	CELESC	55%	CHESP	86%	ELETROCAR	87%	CEEE	51%	CELPA	51%
CEMIG	62%	CELTINS	60%	ELETROACRE	85%	CEMIG	90%	HIDROPAN	55%	HIDROPAN	56%	ELETROACRE	55%	DME-PC	84%	ENF	86%	UHENPAL	51%	CEAL	51%
AME	61%	CEB	59%	CEPISA	84%	DME-PC	89%	ENF	53%	ENF	54%	CEPISA	53%	IENERGIA	84%	HIDROPAN	85%	ELETROCAR	50%	EFLJC	50%
CELESC	61%	COPEL	56%	CELPA	82%	CELG	89%	IENERGIA	52%	IENERGIA	53%	CELPA	52%	CELTINS	84%	DME-PC	84%	CEAL	48%	HIDROPAN	49%
CELTINS	61%	IENERGIA	51%	EFLUL	82%	CELPA	89%	CELPA	50%	CELPA	51%	EFLUL	52%	EFLUL	82%	CHESP	83%	DME-PC	48%	COOPER	48%
CELG	57%	EFLUL	51%	CELG	81%	ELETROACRE	89%	COOPER	49%	COOPER	50%	CELG	49%	ELETROACRE	81%	ELETROACRE	83%	EFLUL	48%	DME-PC	46%
CEB	55%	CELESC	49%	AME	80%	CEPISA	87%	DME-PC	46%	DME-PC	47%	AME	48%	SULGIPE	80%	COOPER	82%	COOPER	46%	EFLUL	45%
EFLJC	52%	CELG	47%	CEMIG	80%	EFLUL	87%	AME	45%	AME	46%	CEMIG	48%	CEMIG	78%	IENERGIA	81%	CELPA	46%	IENERGIA	45%
IENERGIA	49%	CEMIG	43%	CEAL	79%	AME	84%	ELETROACRE	45%	ELETROACRE	46%	CEAL	46%	CEAL	77%	SULGIPE	81%	HIDROPAN	46%	ELETROACRE	44%
EFLUL	41%	BOAVISTA	38%	EFLJC	74%	CEAL	83%	CEAL	41%	CEAL	42%	EFLJC	42%	EFLJC	60%	EFLJC	69%	IENERGIA	43%	UHENPAL	43%
BOAVISTA	33%	EFLJC	35%	BOAVISTA	62%	BOAVISTA	66%	BOAVISTA	24%	BOAVISTA	25%	BOAVISTA	29%	BOAVISTA	57%	BOAVISTA	59%	BOAVISTA	29%	BOAVISTA	21%

D – Diferenças observadas nos índices de eficiência após a consideração das variáveis ambientais

Tabela D 1. Diferenças entre os escores de eficiência após a correção, pelo modelo Tobit (mediana), Brasil, 2009

Distribuidora	Diferenças											
	Painel (P)		Fronteira Única (U)					Grupo (G)				
	CD	TL	CD	TL	VRS	NDRS	COLS	CD	TL	VRS	NDRS	COLS
AES SUL	-0,07	-0,10	-0,01	0,00	0,09	0,08	-0,05	-0,02	0,00	-0,10	-0,05	-0,05
AME	-0,03	-0,04	0,02	0,03	0,06	0,06	0,02	0,02	0,05	0,10	0,06	0,04
AMPLA	-0,04	-0,03	0,00	0,01	-0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	-0,01
BANDEIRANTE	-0,05	-0,07	0,00	0,01	0,07	0,08	-0,02	0,00	0,01	-0,04	-0,01	-0,04
BOA VISTA*	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CEAL	-0,04	-0,03	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,03	0,02	0,01
CEB	0,00	0,01	0,02	0,02	-0,04	-0,02	-0,02	0,04	0,03	-0,07	-0,03	-0,04
CEEE	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,03	0,01	0,02
CELPE	-0,07	-0,01	-0,01	-0,01	-0,13	-0,09	-0,01	0,01	-0,01	0,09	0,04	-0,01
CEMAR	-0,14	-0,16	-0,01	0,00	0,19	0,18	0,00	-0,02	0,00	0,15	0,13	0,03
CEMIG	-0,02	-0,01	-0,01	0,00	-0,04	-0,01	-0,01	0,00	-0,01	-0,10	-0,02	-0,02
CEPISA*	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CFLO	-0,01	-0,02	0,00	0,01	0,01	0,01	-0,01	-0,02	0,00	-0,01	0,00	-0,03
COELBA	-0,10	-0,06	-0,02	-0,02	-0,12	-0,08	-0,06	-0,01	-0,02	0,02	0,00	-0,08
COELCE	-0,20	-0,21	-0,06	-0,04	0,03	0,05	-0,11	-0,06	-0,03	-0,14	-0,09	-0,19
COOPERALIANÇA*	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COPEL	-0,03	-0,02	0,01	0,00	0,03	0,02	-0,02	0,00	0,01	-0,07	-0,02	-0,02
CPFL - Piratininga	-0,11	-0,11	-0,02	0,00	-0,03	0,01	-0,14	-0,02	0,01	-0,32	-0,17	-0,21
CSPE	-0,08	-0,17	-0,04	-0,04	-0,07	-0,05	-0,33	-0,08	-0,06	-0,04	-0,16	-0,36
DEMEI*	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DME-PC	0,02	-0,03	-0,02	-0,02	-0,01	-0,01	-0,04	-0,02	-0,02	0,02	-0,01	-0,03
EBO	-0,21	-0,23	-0,07	-0,05	-0,05	-0,03	-0,12	-0,11	-0,09	-0,28	-0,25	-0,20
EEB	0,01	-0,02	-0,03	-0,02	-0,01	-0,01	-0,07	-0,03	-0,01	0,04	-0,01	-0,07
ELETROPAULO	-0,04	-0,03	0,01	0,01	0,01	0,02	-0,02	0,01	0,02	-0,11	-0,01	-0,04
ESCELSA	-0,07	-0,07	-0,03	-0,03	-0,03	-0,02	-0,06	-0,02	-0,02	-0,09	-0,06	-0,09
ESE	-0,06	-0,06	-0,01	-0,01	-0,01	0,00	-0,02	-0,01	-0,01	0,01	0,00	-0,01
IENERGIA	0,00	-0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	-0,02	-0,01	0,01	0,01	0,01	-0,02
LIGHT	-0,02	0,01	0,03	0,04	-0,03	0,00	0,04	0,05	0,03	0,22	0,11	0,07
RGE	-0,09	-0,14	-0,04	-0,03	-0,03	-0,02	-0,16	-0,04	-0,02	-0,33	-0,23	-0,23
SULGIPE	-0,06	-0,06	-0,01	-0,01	0,03	0,03	0,00	-0,03	-0,01	-0,07	-0,02	-0,03
CAIUA	0,03	0,04	0,00	-0,01	-0,03	-0,03	-0,02	0,00	-0,01	-0,15	-0,06	-0,01
CELESC	0,04	0,02	0,01	0,01	-0,01	-0,02	0,00	0,02	0,01	-0,04	-0,03	0,02
CELG	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	0,00	0,02	0,03	0,01	0,13	0,06	0,06
CELPA	0,01	0,02	0,04	0,04	0,06	0,05	0,07	0,05	0,03	0,26	0,12	0,18
CELTINS	0,11	0,19	0,08	0,05	0,07	0,00	0,21	0,10	0,08	-0,20	0,06	0,16
CEMAT	0,03	0,03	0,02	0,02	0,13	0,08	0,07	0,02	0,00	0,43	0,19	0,18
CHESP	0,27	0,36	0,08	0,05	0,03	-0,01	0,26	0,10	0,06	-0,04	0,04	0,21
CJE	0,04	0,05	-0,01	-0,01	-0,07	-0,08	-0,06	0,00	-0,01	-0,04	-0,06	-0,04

CLFM	0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,03	-0,04	-0,15	-0,02	-0,02	0,06	-0,01	-0,11
CLFSC	0,16	0,28	0,03	0,00	-0,05	-0,07	0,21	0,07	0,02	-0,19	-0,05	0,28
CNEE	0,09	0,14	0,02	0,00	-0,02	-0,03	0,04	0,04	0,01	-0,06	-0,03	0,06
COCEL	0,02	0,03	0,01	0,01	-0,01	-0,01	0,01	0,00	0,00	-0,05	-0,03	0,00
COSERN	-0,15	-0,17	-0,06	-0,05	-0,08	-0,06	-0,15	-0,06	-0,05	-0,23	-0,17	-0,24
CPEE	0,05	0,02	-0,01	-0,02	-0,04	-0,05	-0,09	-0,01	-0,01	0,05	-0,01	-0,05
CPFL - Paulista	0,07	0,08	0,01	-0,01	-0,05	-0,05	0,00	0,01	0,00	-0,05	-0,06	0,12
EDEVP	0,07	0,09	0,01	0,00	-0,02	-0,03	0,01	0,02	0,00	-0,07	-0,03	0,03
EFLJC	0,22	0,10	0,04	0,01	-0,22	-0,28	0,04	0,09	0,04	-0,01	0,02	0,08
EFLUL	0,09	0,15	0,02	0,00	-0,08	-0,09	0,02	0,12	0,05	0,01	0,00	0,09
ELEKTRO	0,02	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	-0,01	0,07	0,03	0,09
ELETROACRE	0,04	0,09	0,05	0,05	0,04	0,03	0,09	0,03	0,04	0,01	0,06	0,05
ELETROCAR	0,02	-0,02	0,00	0,00	0,04	0,02	-0,01	-0,02	0,00	0,09	0,06	0,00
ELFSM	-0,01	-0,01	-0,03	-0,02	-0,06	-0,05	-0,03	-0,03	-0,03	-0,16	-0,09	-0,05
EMG	0,12	0,17	0,01	0,00	-0,05	-0,06	0,06	0,04	0,01	-0,21	-0,07	0,08
ENERSUL	0,01	0,01	0,00	0,00	0,02	0,01	0,02	0,00	-0,01	0,10	0,04	0,08
ENF	0,02	0,03	0,00	0,00	-0,02	-0,02	0,00	0,00	-0,01	-0,10	-0,07	-0,01
EPB	-0,12	-0,12	-0,04	-0,04	-0,01	0,00	-0,04	-0,04	-0,04	-0,01	-0,02	-0,04
HIDROPAN	0,03	0,00	-0,01	-0,01	0,01	0,00	-0,03	-0,01	0,00	0,09	0,05	-0,01
MUX-Energia	0,33	0,23	0,01	-0,01	0,03	-0,04	0,05	0,04	0,02	0,40	0,31	0,23
UHENPAL*	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela D 2. Diferenças entre os escores de eficiência para os agrupamentos formados com base nas variáveis ambientais (AGR) e sem agrupamento (U), Brasil, 2009

Distribuidora	Diferenças						
	<i>SFA_P_CD</i>	<i>SFA_P_TL</i>	<i>SFA_U_CD</i>	<i>SFA_U_TL</i>	<i>DEA_U_VRS</i>	<i>DEA_U_NDRS</i>	<i>COLS_U_CD</i>
AESSUL	0,01	0,01	-0,07	0,06	0,09	0,11	0,04
AME	0,03	0,07	-0,29	-0,24	0,32	0,06	0,02
AMPLA	-0,03	0,12	-0,23	-0,16	0,24	0,04	-0,01
BANDEIRANTE	0,00	-0,02	0,11	0,11	0,09	0,02	0,02
BOAVISTA	0,10	0,06	-0,28	-0,27	0,37	0,02	0,03
CAIUA	-0,01	-0,01	0,10	0,10	0,00	0,02	0,01
CEAL	0,02	-0,01	0,24	0,24	0,16	0,07	0,08
CEB	0,02	0,06	-0,26	-0,17	0,39	0,09	0,03
CEEE	0,00	-0,01	0,18	0,16	0,01	0,02	0,04
CELESC	-0,01	-0,01	0,19	0,16	-0,10	0,00	0,00
CELG	-0,01	-0,01	0,22	0,19	-0,19	0,05	0,04
CELPA	0,02	-0,02	0,21	0,19	0,06	0,08	0,06
CELPE	0,05	-0,03	0,09	0,08	0,16	0,14	0,16
CELTINS	0,09	0,11	-0,23	-0,08	-0,62	0,00	0,00
CEMAR	0,03	0,00	0,02	0,00	-0,06	0,00	-0,06
CEMAT	-0,01	-0,02	0,16	0,14	-0,30	0,06	0,02
CEMIG	0,02	-0,02	0,23	0,18	0,00	0,05	0,05
CEPISA	0,02	-0,02	0,21	0,20	0,07	0,10	0,10
CFLO	0,30	0,22	-0,05	0,05	0,22	0,12	0,07
CHESP	-0,03	-0,15	0,14	0,12	-0,34	0,07	0,03
CJE	0,29	0,02	0,10	0,12	0,02	0,02	0,24
CLFM	-0,03	-0,05	0,05	0,05	-0,04	0,01	-0,01
CLFSC	-0,02	-0,03	0,07	0,07	-0,02	0,03	0,03

CNEE	-0,01	-0,01	0,14	0,13	0,07	0,03	0,02
COCEL	-0,04	-0,08	0,12	0,11	-0,04	0,00	-0,01
COELBA	-0,06	-0,01	0,11	0,04	0,00	0,00	-0,08
COELCE	-0,02	0,01	0,01	-0,02	0,10	0,00	-0,06
COOPERALIANÇA	-0,03	-0,07	0,16	0,14	0,03	0,01	0,01
COPEL	-0,08	0,01	-0,33	-0,32	0,18	0,06	0,01
COSERN	0,01	0,00	0,07	0,07	0,11	0,11	0,15
CPEE	-0,04	-0,06	0,06	0,07	-0,09	0,00	-0,03
CPFL-Paulista	0,03	-0,18	0,08	0,07	0,00	0,02	0,02
CPFL-Piratiniga	-0,01	0,12	0,07	0,08	0,00	0,00	0,00
CSPE	-0,03	-0,06	0,05	0,05	-0,07	0,00	0,00
DEMEI*	-0,02	0,02	0,13	0,11	0,21	0,01	0,00
DME-PC	-0,03	0,00	0,19	0,18	0,13	0,01	-0,01
EBO	0,02	0,00	0,10	0,11	0,19	0,08	0,09
EDEVP	-0,01	-0,02	0,12	0,12	0,00	0,02	0,02
EEB	0,18	0,15	-0,09	0,09	0,06	0,04	0,05
EFLJC	-0,04	-0,05	0,28	0,17	0,00	0,00	0,00
EFLUL	0,27	0,24	-0,24	-0,22	0,46	0,46	0,15
ELEKTRO	0,01	-0,02	0,11	0,10	-0,03	0,02	0,04
ELETROACRE	0,18	0,17	-0,21	-0,09	0,08	0,04	0,02
ELETROCAR	-0,04	-0,11	0,13	0,12	-0,12	0,04	0,01
ELETROPAULO	0,03	-0,09	0,19	0,17	0,00	0,00	0,01
ELFSM	-0,03	-0,10	0,09	0,09	-0,21	0,06	0,01
EMG	0,00	-0,04	0,11	0,11	-0,13	0,06	0,10
ENERSUL	-0,01	-0,02	0,15	0,13	-0,26	0,06	0,04
ENF	0,00	0,01	0,16	0,15	0,20	0,04	0,05
EPB	0,04	-0,02	0,12	0,12	-0,06	0,11	0,13
ESCELSA	0,00	-0,01	0,11	0,10	0,00	0,03	0,04
ESE	0,12	0,08	-0,08	0,00	0,14	0,02	-0,01
HIDROPAN	0,38	0,37	-0,06	-0,06	0,52	0,43	0,09
IENERGIA	-0,04	-0,08	0,17	0,16	-0,09	0,01	-0,03
LIGHT	-0,09	0,27	-0,19	0,04	0,15	0,11	0,02
MUX-Energia	-0,01	-0,02	0,06	0,05	0,00	0,00	-0,02
RGE	0,00	0,00	0,07	0,06	-0,12	0,00	0,03
SULGIPE	0,02	-0,07	0,15	0,15	-0,02	0,08	0,14
UHENPAL	-0,07	-0,24	0,11	0,09	-0,45	0,06	-0,02
Média	0,02	0,01	0,05	0,06	0,02	0,05	0,03
Mediana	0,00	-0,01	0,10	0,10	0,00	0,03	0,02
Mínimo	-0,09	-0,24	-0,33	-0,32	-0,62	0,00	-0,08
Máximo	0,38	0,37	0,28	0,24	0,52	0,46	0,24
Desvio-Padrão	0,09	0,10	0,15	0,12	0,20	0,08	0,06