

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS – UFMG
CENTRO DE PÓS GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO – CEPEAD**

Sérgio Luiz da Rocha Fiúza Branco Júnior

**DATA ENVELOPMENT ANALISYS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:
uma proposta para validação dos resultados**

Orientação: Profa. Ana Lúcia Miranda Lopes, Dra.

Belo Horizonte

2015

Ficha Catalográfica

B816d Branco Júnior, Sérgio Luiz da Rocha Fiúza.
2015 Data envelopment analysis no setor elétrico brasileiro
[manuscrito] : uma proposta para validação dos resultados / Sérgio
Luiz da Rocha Fiúza Branco Júnior. – 2015.
120 f. : il., tabs.

Orientadora: Ana Lúcia Miranda Lopes.
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas
Gerais, Centro de Pós Graduação e Pesquisas em Administração.
Inclui bibliografia (f. 114 -120).

1. Análise envoltória de dados – Teses. 2. Distribuição
de energia elétrica – Teses. I. Lopes, Ana Lúcia Miranda.
II. Universidade Federal de Minas Gerais. Centro de Pós
Graduação e Pesquisas em Administração. III. Título.

CDD: 658.401

Elaborada pela Biblioteca da FACE/UFMG – NMM092/2015



Universidade Federal de Minas Gerais
Faculdade de Ciências Econômicas
Departamento de Ciências Administrativas
Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração

ATA DA DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ADMINISTRAÇÃO do Senhor **SERGIO LUIZ DA ROCHA FIUZA BRANCO JUNIOR**, REGISTRO Nº 565/2015. No dia 21 de maio de 2015, às 13:00 horas, reuniu-se na Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, a Comissão Examinadora de Dissertação, indicada pelo Colegiado do Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração do CEPEAD, em 30 de abril de 2015, para julgar o trabalho final intitulado "**Data Envelopment Analysis no Setor Elétrico Brasileiro: Validação por Método Qualitativo**", requisito para a obtenção do **Grau de Mestre em Administração**, linha de pesquisa: **Mercadologia e Administração Estratégica**. Abrindo a sessão, a Senhora Presidente da Comissão, Profa. Dr. Ana Lúcia Miranda Lopes, após dar conhecimento aos presentes o teor das Normas Regulamentares do Trabalho Final, passou a palavra ao candidato para apresentação de seu trabalho. Seguiu-se a arguição pelos examinadores com a respectiva defesa do candidato. Logo após, a Comissão se reuniu sem a presença do candidato e do público, para julgamento e expedição do seguinte resultado final:

APROVAÇÃO;

() APROVAÇÃO CONDICIONADA A SATISFAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS CONSTANTES NO VERSO DESTA FOLHA, NO PRAZO FIXADO PELA BANCA EXAMINADORA (NÃO SUPERIOR A 90 NOVENTA DIAS);

() REPROVAÇÃO.

O resultado final foi comunicado publicamente ao candidato pela Senhora Presidente da Comissão. Nada mais havendo a tratar, a Senhora Presidente encerrou a reunião e lavrou a presente ATA, que será assinada por todos os membros participantes da Comissão Examinadora. Belo Horizonte, 21 de maio de 2015.

NOMES

ASSINATURAS

Prof^a. Dr^a. Ana Lúcia Miranda Lopes.....
ORIENTADORA (CEPEAD/UFMG)

Prof. Dr. Aureliano Angel Bressan.....
(CEPEAD/UFMG)

Prof. Dr. Edgar Augusto Lanzer
(SOCIESC/SC)

Prof. Dr. Marcelo Azevedo Costa
(Depto. de Engenharia de Produção/UFMG)

Sérgio Luiz da Rocha Fiúza Branco Júnior

**DATA ENVELOPMENT ANALISYS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:
uma proposta para validação dos resultados**

Dissertação de mestrado, apresentada pelo Engenheiro de Computação Sérgio Luiz da Rocha Fiúza Branco Júnior ao Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração da Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito ao processo de qualificação do mestrado no âmbito da linha de pesquisa Mercadologia, Administração Estratégica e Operações, área de estudo Gestão de Operações e Logística, com ênfase em Otimização e/ou Eficiência de Sistemas.

Orientadora: Profa. Ana Lúcia Miranda Lopes, Dra. CEPEAD/UFMG.

Belo Horizonte

2015

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Função de produção e programação linear.....	34
Figura 2 – Utilização de isoquantas para medir eficiência relativa.....	36
Figura 3 – Retornos de escala em Data Envelopment Analysis.....	38
Figura 4 – Eficiência das DMUs medida conforme a distância para a fronteira.....	39
Figura 5 – Superfície eficiente no modelo BCC-VRS.....	41
Figura 6 – Distribuição de frequência consolidada dos resultados de cada DMU em cada modelo.....	61
Figura 7 – Distribuição de frequência consolidada das respostas dos especialistas para cada DMU.....	61
Figura 8 – Análise dos modelos da ANEEL, em comparação com a visão dos especialistas..	67
Figura 9 – Modelos eficientes na representação do setor.....	70

LISTA DE QUADROS E TABELAS

Quadro 1 - Modelagem DEA utilizada no primeiro estágio do 3CRTP.....	23
Quadro 2 – Variáveis propostas no primeiro estágio de DEA para definição de custos operacionais do 4CRTP.....	26
Quadro 3 – Variáveis utilizadas no primeiro estágio de DEA para definição de custos operacionais do 4CRTP.....	30
Quadro 4 – Grupos de modelos afins	65
Tabela 1 – Índices Salariais propostos para ajuste do Custo Operacional no 4º CRTP	25
Tabela 2 – Índices Salariais utilizados para ajuste do Custo Operacional no 4º CRTP	29
Tabela 3 – Modelos DEA analisados neste trabalho (continuação)	44
Tabela 4 – Resultado das aplicações de DEA	54
Tabela 5 – Análise descritiva das aplicações de DEA sob a ótica das DMUs	55
Tabela 6 – Análise descritiva das aplicações de DEA sob a ótica dos modelos	56
Tabela 7 – Correlação entre modelos DEA.....	57
Tabela 8 – Análise Descritiva das Correlações entre os Modelos.....	58
Tabela 9 – Resultado do Teste T	60
Tabela 10 – Resultado da Pesquisa com Especialistas.....	62
Tabela 11 – Ordenamento das DMUs conforme Pesquisa com Especialistas	63
Tabela 12 – Análise de correlação dos modelos DEA com os resultados da Pesquisa com Especialistas	64
Tabela 13 – Análise de consistência dos produtos, insumos e regime de escala do modelo da NT n° 294/2011	66
Tabela 14 – Análise dos modelos propostos pela ANEEL, com quebra da NT n° 192/2014 por modelo proposto	68
Tabela 15 – Análise das contribuições do NESP em comparação com as Notas Técnicas da ANEEL que as precederam	69

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	8
1.1 Introdução Geral.....	8
1.2 Objetivos	11
1.2.1 <i>Objetivo geral</i>	<i>11</i>
1.2.2 <i>Objetivos específicos</i>	<i>11</i>
1.3 Justificativa da pesquisa.....	11
1.4 Delimitação da Pesquisa.....	14
2 REFERENCIAL TEÓRICO	15
2.1 O setor elétrico	15
2.1.1 <i>A evolução do setor elétrico</i>	<i>15</i>
2.1.2 <i>Segmentação da indústria de energia elétrica</i>	<i>17</i>
2.1.3 <i>Regulação e os ciclos tarifários</i>	<i>19</i>
2.1.4 <i>Custos operacionais eficientes</i>	<i>21</i>
2.1.4.1 <i>Terceiro ciclo de revisão tarifária periódica</i>	<i>22</i>
2.1.4.2 <i>Quarto ciclo de revisão tarifária periódica</i>	<i>23</i>
2.2 Metodologias de benchmarking.....	31
2.2.1 <i>Visão geral.....</i>	<i>31</i>
2.2.2 <i>Métodos de benchmarking de fronteira.....</i>	<i>32</i>
2.3 Data Envelopment Analysis - DEA	33
2.3.1 <i>Visão geral.....</i>	<i>33</i>
2.3.2 <i>Background.....</i>	<i>34</i>
2.3.3 <i>Tecnologia de produção e medidas de eficiência técnica</i>	<i>35</i>
2.3.4 <i>Aspectos gerais</i>	<i>37</i>
2.3.5 <i>Principais modelos DEA.....</i>	<i>38</i>
2.4 Aplicações da Data Envelopment Analysis no Brasil	41
3 METODOLOGIA.....	42
4 RESULTADOS.....	53
4.1 Resultados dos modelos DEA.....	53
4.2 Resultados da pesquisa com especialistas	60
4.3 Resultados da triangulação	63
4.3.1 <i>Análise de produtos, insumos e retorno de escala</i>	<i>65</i>

4.3.2 <i>Evolução dos modelos da ANEEL</i>	67
5 CONCLUSÕES	71
6 REFERENCIAL	73
APÊNDICE	82

RESUMO

O presente trabalho trata da identificação do modelo de *Data Envelopment Analysis* (DEA) que melhor reflita a visão dos especialistas do setor de distribuição de energia elétrica brasileira a respeito da eficiência das empresas que nele atuam. DEA tem sido largamente utilizado para fins de regulação como metodologia de identificação do custo operacional eficiente de unidades produtivas semelhantes entre si, a partir do cálculo de um indicador único de eficiência. Para obtenção dos resultados, foram compiladas, por meio de coleta de dados quantitativos, as opiniões de especialistas do setor, de forma a obter um *ranking* das empresas de distribuição de energia elétrica a ser confrontado com diversas metodologias DEA. Detectou-se o melhor modelo DEA que reflete a visão dos especialistas da área. Identificou-se evolução nas abordagens metodológicas propostas pela ANEEL ao longo do Terceiro e Quarto Ciclos de Revisão Tarifária Periódicas. Reforçou-se a importância das contribuições do Núcleo de Eficiência, Sustentabilidade e Produtividade (NESP) da Faculdade de Ciências Econômicas da UFMG para os avanços dos estudos de Benchmarking no Setor Elétrico Brasileiro.

Palavras-chave: Data Envelopment Analysis - DEA, Regulação, distribuição de energia elétrica, validação.

ABSTRACT

This paper deals with the identification of the Data Envelopment Analysis (DEA) model that best reflects the view of the Brazilian electricity distribution sector experts on the efficiency of companies operating in it. DEA has been widely used for regulatory purposes as a methodology for measuring the efficient operating costs of distribution and transmission companies in Brazil and abroad, specially European countries. The industry experts' opinions were collected via quantitative questionnaires and later compiled in order to obtain a ranking of the electricity distribution companies to be confronted with DEA models used in the literature, used by the Brazilian regulator in the third and fourth cycles of tariff review and proposed by NESP/UFMG, totaling 45 models. The DEA model that best reflects the view of experts in the field was obtained with the use of statistical tools such as Spearman Correlation and Student's T-Test. Progress in the methodological approaches proposed by ANEEL during the third and fourth tariff review (3CRTP and 4CRTP) was identified. The importance of the contributions from Efficiency, Sustainability and Productivity Center (NESP/UFMG) to the advances of the Benchmarking studies in the Brazilian Electric Sector was strengthened.

Palavras-chave: Data Envelopment Analysis - DEA, Regulation, Energy Distribution, Validation.

1 INTRODUÇÃO

1.1 Introdução Geral

Desde 2001, ano no qual o Brasil enfrentou uma crise de oferta energética que acabou por resultar no racionamento de energia nas regiões Sudeste e Nordeste, tem havido um intenso debate sobre o futuro do setor elétrico brasileiro (PIRES, 2002). Os recentes resultados apontaram para queda do PIB do setor (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO, 2015), concomitantemente ao abrupto aumento das tarifas, estimado em mais de 38% em 2015 (VEJA, 2015) e cerca de 90% no triênio 2015-2017 (CORREIO DO BRASIL, 2014). Em 2014 a questão energética esteve novamente em pauta com desafios para o setor, que teme novo racionamento ou programa de racionalização neste ano de 2015. Como resultado, o setor elétrico brasileiro tem atraído a atenção da mídia e da comunidade acadêmica. Como a energia elétrica é imprescindível para o desenvolvimento econômico e social faz-se necessária a boa gestão do setor.

No âmbito mundial, a partir da década de 90, a operação do setor elétrico passou por reformulação estrutural influenciada pelo pensamento liberal e a doutrina do estado mínimo. Porém, apesar desta tendência, verifica-se que o mercado livre brasileiro é pouco representativo quando comparado a outros mercados, como o Norte Americano e Europeu, respondendo, atualmente, por cerca de 25% da energia elétrica comercializada em nosso país (WALVIS, 2014).

Dada a complexidade do setor elétrico, as ações, tomadas de decisão e medidas adotadas comumente levam anos para atingir a maturidade de resultados e, seus impactos sobre a estrutura setorial, são de difícil mensuração, sendo passíveis de medida apenas posteriormente à sua implementação. Nesse sentido, os desafios inerentes ao bom funcionamento do setor são muitos. Embora aparentemente bem sucedido, o modelo utilizado desde a década de 30 começou a se enfraquecer em 1980, época em que o setor passou por uma crise de subsídios, o que abriu os olhos do governo para a necessidade de injeção de capital privado para a manutenção do suprimento de energia. Em 1995 o Governo FHC iniciou reformas no segmento, tendo como macro objetivo redefinir o papel do Estado no setor elétrico (GOLDBERG, 2003) e que culminou com a segregação dos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia (PIRES, 2000).

As empresas de distribuição elétrica estão espalhadas por todo o país, com o objetivo de levar a energia produzida aos consumidores. Elas não se diferenciam apenas pela região de

atuação; neste mercado existem empresas privadas, estatais e de economia mista; empresas que atendem a estados inteiros e empresas que atendem a pequenas regiões; empresas de pequeno, médio e grande porte; enfim, empresas que podem ser diferenciadas a partir de inúmeros quesitos (PIRES; PICCININI, 1999). Pela estrutura física das empresas de distribuição elétrica, que torna inviável a livre concorrência, o setor de distribuição é considerado monopólio natural. As distribuidoras de energia não podem estabelecer seus próprios preços, pois são signatárias de contratos de concessão. Estes preveem métodos regulatórios para determinar preços aos consumidores. Desta forma, sobre este setor é instituído o modelo de regulação de preços ou de regulação por incentivos (SALGADO; MOTTA, 2005).

Como órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável por algumas funções no cenário nacional de distribuição de energia elétrica, das quais destacam-se as seguintes: “implementar políticas e estratégias governamentais em relação ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos e fiscalizar/regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil” (DE SOUZA, 2014, pg. 7.). Para cumprir com suas funções, cabe à ANEEL o controle das empresas que podem entrar ou sair do setor, a fixação dos valores máximos que as empresas submetidas à sua regulação estão autorizadas a faturar, a definição das metas de qualidade e a universalização dos serviços e participação máxima no mercado nacional ou regional.

Com o objetivo de garantir o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia, a ANEEL realiza revisões tarifárias periodicamente, conforme previsto na Lei nº 8.987/95, tendo a primeira sido realizada em 2003 e abrangendo 17 das 64 distribuidoras (PEANO, 2005). Os contratos de concessão utilizam o regime de regulação *price-cap*, através do qual o regulador define uma tarifa inicial e o mecanismo de reajuste anual conforme inflação e ganhos de produtividade (PESSANHA; SOUZA; LAURENCEL, 2007). Nas revisões periódicas, são avaliados a base de remuneração, os custos operacionais, a remuneração do capital e o fator de produtividade, denominado Fator X. (PEANO, 2005). Recentemente, o cálculo de perdas não-técnicas passou a compor a revisão periódica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011).

Assim sendo, os custos operacionais das empresas de distribuição são avaliados via técnicas de *benchmarking* de forma a se identificar as distribuidoras mais eficientes. Os resultados são, portanto, utilizados como um componente da definição das tarifas das distribuidoras. A metodologia *Data Envelopment Analysis (DEA)*, proposta por Charnes, Cooper e Rhodes (1978), vem sendo utilizada pela ANEEL não apenas para comparar os desempenhos de cada concessionária, como também para identificar “benchmarks hipotéticos

que servem de referência para cada distribuidora, conferindo maior transparência ao processo regulatório”. (PESSANHA; SOUZA; LAURENCEL, 2007, pg. 1).

Devido ao grande número de setores em que esse método pode ser aplicado e à diversidade de características desses setores, foram criadas variações e modelos de aplicação da técnica, de modo que os resultados sejam coerentes com as diferentes realidades das organizações avaliadas. No próprio setor Elétrico, diferentes modelagens foram propostas por Growitsch, Jamasb e Pollitt (2009) e também Jamasb e Pollitt (2003), ao estudarem regulação no setor elétrico europeu; por Growitsch, Jamasb e Wetzel (2010), ao avaliarem o caso norueguês; por Giannakis, Jamasb e Pollitt (2005), ao analisarem variáveis qualitativas em DEA no caso inglês. Outro relevante trabalho de Jamasb, Newbery e Pollitt (2005) apresentou indicadores chave para determinar a performance no setor elétrico em países em desenvolvimento, uma contribuição potencialmente útil para a determinação de variáveis no modelo DEA.

Dentre as possíveis variações na aplicação de DEA, tem-se a orientação, que pode ser relativa ao produto ou ao insumo e o retorno de escala das firmas avaliadas, que pode ser considerado constante, variável, crescente, decrescente e não decrescente à escala. Outro tipo de variação possível é em relação às variáveis de insumos e produtos que serão utilizadas para a avaliação da eficiência das empresas (BANKER; CHARNES; COOPER, 1984). Um desdobramento desta variabilidade de características do método é a discussão sobre qual o melhor modelo, a melhor orientação, o melhor tipo de retorno e as melhores variáveis para cada aplicação. Cada uma destas decisões afeta os resultados encontrados, podendo, inclusive, inverter as definições de quais empresas são, realmente, eficientes e quais não são (SENRA, 2007).

Neste contexto, seria desejável um método estruturado para validar os resultados obtidos pela ANEEL em sua análise de eficiência do custo operacional das distribuidoras de energia elétrica brasileiras, em cada ciclo de revisão tarifária. Embora existam técnicas de validação da seleção de variáveis DEA, como o uso de variáveis *Dummy* (ARNOLD et al., 1996), existe uma lacuna com relação à validação dos resultados obtidos pelo modelo, que apenas recentemente começou a ser explorada, em setores não regulatórios. Um estudo de Bougnol e Dula (2006) propôs a validação do uso de DEA como ferramenta para produzir um *ranking* de universidades. Neste trabalho, comparou-se os resultados obtidos por DEA com os de um relatório publicado pela instituição *The Center*, da Universidade de Flórida, que utilizava metodologia distinta para avaliar a mesma base de dados. A comparação apontou para resultados bastante equivalentes,

o que segundo os pesquisadores serviu para validar DEA como ferramenta adequada para criação de *rankings* universitários.

O uso de uma publicação de referência como base para a validação de DEA em outros segmentos abre espaço para questionamentos sobre a ausência de validação das análises da ANEEL, bem como das análises de DEA. Frente a esse cenário, o presente trabalho busca encontrar a melhor modelagem de DEA aplicada ao setor elétrico, cujo resultado acerca da eficiência das concessionárias de energia brasileiras esteja alinhado com o ponto de vista de especialistas do setor.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo principal desta pesquisa é identificar, dentre as modelagens mais utilizadas em todo o mundo para o cálculo dos custos eficientes utilizando a metodologia DEA no setor de distribuição elétrica, qual delas melhor retrata a realidade da eficiência das concessionárias brasileiras de energia, na visão dos especialistas da área.

1.2.2 Objetivos específicos

- a) Estudar o setor elétrico e suas especificidades, permitindo o entendimento das características das modelagens de DEA que serão aplicadas;
- b) Identificar, na literatura, quais as modelagens mais utilizadas para avaliação da eficiência do custo operacional das empresas de distribuição do setor elétrico;
- c) Identificar, na literatura, as variáveis mais utilizadas para avaliação da eficiência no setor;
- d) Calcular a eficiência das empresas brasileiras do setor de distribuição elétrica a partir dos modelos selecionados;
- e) Buscar, junto a especialistas, um *ranking* de eficiência das empresas brasileiras do setor de distribuição elétrica;
- f) Comparar os resultados encontrados a partir da utilização de DEA com a opinião dos especialistas.

1.3 Justificativa da pesquisa

As tarifas do setor elétrico brasileiro estão entre as mais altas do mundo. Pesquisas da Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro FIRJAN colocaram o custo de eletricidade brasileira como o 4º mais caro do planeta, enquanto Paraguai e Argentina apresentaram custos bastante reduzidos (RICCIARDI, 2012). Ainda segundo Ricciardi (2012), o custo de energia corresponde a 16% do custo total para o estabelecimento de novas moradias do programa Minha Casa Minha Vida. O alto custo energético impacta diretamente no PIB, em uma estimativa média de 0,5% ao ano.

Apesar do alto custo das tarifas, as empresas do setor tem apresentado lucros decrescentes. Nos balanços de 2012, por exemplo, foi registrada queda nos lucros da ordem de 61,4% (SINTERGIA, 2013). Além disso, a partir da MP 579 (2012), medida provisória que condicionou as empresas do setor elétrico a aceitarem as tarifas impostas pela ANEEL para renovarem suas concessões; o setor passou a necessitar de apoio financeiro do governo para arcar com seus compromissos. Um relatório do Tribunal de Contas da União apontou para um custo acumulado de 61 bilhões em aportes feitos pelo Tesouro Nacional ao setor e em empréstimos assumidos pela Conta de Desenvolvimento Energético, que corresponde ao fundo utilizado pelo governo para aportar recursos ao setor (VALOR ECONÔMICO, 2014).

Tendo em vista as circunstâncias supracitadas, o cenário atual aponta para um modelo de regulação que ainda amadurece, mas que tem enormes responsabilidades, pois deste modelo dependem a receita e o lucro das empresas do setor, bem como o custo de energia de todo o país. Há questionamentos em praticamente todas as decisões governamentais sobre o tema: a própria MP 579, suas motivações e seus impactos (D'ARAUJO, 2015); a incapacidade dos modelos tarifários de prever circunstâncias ocasionadoras de custos adicionais, como eventual escassez de energia e conseqüente uso de energia térmica, conforme SINTERGIA (2013) e Canal Energia (2015); a modelagem utilizada pela ANEEL para determinação do custo operacional eficiente, que compõe a revisão tarifária, conforme Banker (2011) em referência à Nota Técnica 265/2010 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

Após utilizar COLS (*Corrected Ordinary Least Squares*) como um dos métodos de determinação do custo operacional eficiente nas empresas de distribuição do setor elétrico brasileiro no 3º CRTP, a ANEEL optou pelo método Data Envelopment Analysis como único método de *benchmarking* a ser utilizado no 4º CRTP. A utilização de DEA como ferramenta para obtenção da eficiência de *decision making units* é uma prática comum em incontáveis setores. Na literatura, a utilização desse método é encontrada na área hospitalar (LINS *et al.*, 2007), em companhias aéreas (MELLO *et al.*, 2003), até mesmo no mercado de capitais, em que a DEA é utilizada como auxílio na configuração de carteira de ações (LOPES *et al.*, 2009).

Estas são apenas algumas das muitas aplicações possíveis da *Data Envelopment Analysis*, evidenciando a versatilidade do método e a qualidade de seus resultados.

É possível encontrar diversos estudos que utilizam DEA como ferramenta para análise de eficiência; sendo que, em cada um deles, a modelagem da técnica tem papel fundamental na fidedignidade dos resultados. Cada detalhe da modelagem do método é capaz de mudar os resultados que serão obtidos ao aplicá-lo e, por esse motivo, o estudo de todas as circunstâncias em torno dos *players* a serem avaliados é indispensável. Apesar de todo o cuidado e esforço despendido na missão de encontrar a modelagem correta para aplicação de DEA, é interessante que seja feita uma análise do significado de seus resultados. Quando essa técnica é aplicada em uma carteira de ações, o desdobramento de uma modelagem ruim é uma carteira de ações menos rentável; quando ela é aplicada em um estudo sobre o setor hospitalar, o resultado de uma escolha arbitrária das variáveis é um *ranking* equivocado da eficiência desses estabelecimentos. No entanto, a aplicação de DEA no setor elétrico tem o objetivo de partilhar entre consumidores e acionistas resultados positivos das concessionárias de energia, o que significa que uma modelagem imprópria nessa aplicação fará com que os consumidores e ou acionistas das empresas do setor sejam lesados ou erroneamente beneficiados.

Perante o tamanho impacto de suas decisões e a grande magnitude de questionamentos, a ANEEL tem procurado ressaltar o caráter científico de suas resoluções com relação aos métodos utilizados e às suas diversas configurações. Muitas das Notas Técnicas publicadas, como a NT 265/2010 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010), apresentaram pesquisas realizadas pela ANEEL com o objetivo de entender métodos de benchmarking utilizados globalmente para fins de regulação, e delas extrair insumos para o modelo brasileiro. Entretanto, a ANEEL pode se valer de métodos científicos de validação dos resultados obtidos.

A amplitude de aplicações e publicações envolvendo DEA não deixam margem para discussões sobre a qualidade do método. Entretanto, os frequentes questionamentos acerca das modelagens e resultados de DEA na definição de custo operacional eficiente das empresas de distribuição do setor elétrico sugerem a necessidade de se contribuir com a literatura por meio de uma nova abordagem de validação. Por meio da adaptação do método de triangulação (AZEVEDO et al., 2013), especialistas são convocados para a elaboração de um ordenamento de eficiência paralelo, que servirá como balizador dos resultados obtidos por DEA, de forma a identificar qual modelagem de aplicação de DEA trará uma avaliação fidedigna da eficiência das distribuidoras de energia elétrica brasileiras, de acordo com a opinião dos especialistas. Esta pesquisa tem o objetivo de ajudar a responder este questionamento.

1.4 Delimitação da Pesquisa

Conforme descrito anteriormente, o presente trabalho pretende validar modelagens DEA para avaliação do custo operacional eficiente nas empresas de distribuição do setor elétrico nacional, tendo em vista a opinião de especialistas que atuem no setor. Cabe ressaltar, a seguir, algumas limitações da presente pesquisa.

Com relação ao objeto de estudo, não são analisados outros setores, que não o setor elétrico brasileiro. A análise se resume às empresas de distribuição, não sendo parte do presente estudo quaisquer avaliações das empresas de geração ou transmissão. Ainda em relação ao objeto de estudo, o foco deste trabalho se resume à avaliação do custo operacional. Portanto, não cabe a este estudo avaliar outras etapas da revisão tarifária periódica, como fator X ou base de remuneração.

O presente trabalho restringe seu foco aos modelos utilizados pela ANEEL para avaliar o custo operacional eficiente ao longo do terceiro e do quarto ciclo de revisões tarifárias periódicas, presentes nas Notas Técnicas 294/2011, 192/2014 e 407/2014. Além dos modelos propostos pela ANEEL, também são analisados modelos sugeridos por autores internacionais renomados na área, assim como modelos estudados pelo autor e pelo Núcleo de Eficiência, Sustentabilidade e Produtividade – NESP/CEPEAD/UFMG, do qual o autor faz parte. A pesquisa se limita a estes modelos.

Ao abordar a validação das diversas modelagens DEA, o presente trabalho apresenta como proposta a criação de um ordenamento de empresas a partir da opinião de especialistas do setor. Não é alvo desta pesquisa a utilização e/ou comparação de distintos métodos de validação, ou mesmo o aproveitamento de outros ordenamentos existentes.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 O setor elétrico

2.1.1 A evolução do setor elétrico

Segundo Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (2015), o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro pode ser dividido em cinco períodos. O primeiro período data entre os anos de 1889 e 1930, período conhecido como República Velha. A República Velha pode ser dividida em duas fases: república da espada e república oligárquica. Durante a segunda fase, República Oligárquica, mais conhecida como República do Café com Leite, o acúmulo de capital, resultado da exportação do café, garantiu o início da industrialização do país, formando uma classe operária e incitando o crescimento urbano (FAUSTO, 1994). Como um desdobramento deste momento histórico, o setor elétrico inicia sua evolução, visando atender ao aumento do consumo de energia para a iluminação pública.

O segundo período, marcado pelo enfraquecimento da economia vigente – exportação de produtos primários – pode ser demarcado entre 1930 e 1945, na Era Vargas, que pode ser dividida em três fases: Governo Provisório, Governo Constitucional e Estado Novo. Em todas as fases, a presença do líder do Estado era ativa sobre a economia do país, inclusive no setor elétrico e sua regulação (LEVINE, 2001). Uma das medidas adotadas foi a promulgação do Código das Águas, que garantiu à União a posse sobre as quedas d'água e a exclusividade de outorga das concessões para aproveitamento dessas águas. Ainda neste intervalo de tempo, foi definido um sistema tarifário sob o regime de “custo de serviço” (DA SILVA, 2005).

O terceiro período, 1945 até o fim da década de 70, compreendeu o Regime Liberal Populista e parte do Regime Militar. Em ambas as fases, o período foi caracterizado pela presença ativa do Estado, estatizando a maioria dos segmentos da indústria. No regime militar, mais especificamente após o Milagre Econômico (1970), o governo investiu em grandes obras públicas, como a hidrelétrica de Itaipu (BELLINGIERI, 2005), além de criar mais de trezentas empresas estatais. Segundo os dados publicados pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, os investimentos do período aumentaram a potência instalada de 1.300 MW para 30.000 MW (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

O penúltimo período, iniciado na década de 80, caracterizou-se pelo corte de gastos e investimentos do Estado, devido à crise da dívida externa do Brasil (WERNECK, 1986). Para conter a inflação, as tarifas de energia mantiveram-se baixas, ainda que artificialmente, fazendo com que as empresas do setor buscassem outras maneiras para garantir seu equilíbrio econômico-financeiro. Além disso, pelas tarifas serem iguais em todos os estados brasileiros, surgiram subsídios cruzados entre empresas eficientes e ineficientes. Dessa forma, buscando sobrepujar condições tão adversas para funcionamento, mudou-se o paradigma do setor elétrico, dando início ao quinto e último período (SILVA, 2011).

O projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB), criado em meados da década de 90, foi precursor do quinto período de desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. A partir deste projeto, o Ministério de Minas e Energia preparou mudanças a nível institucional e operacional que fizeram com que o setor atingisse o modelo atual. Baseado em um consenso político-econômico do “estado regulador”, cuja tarefa seria de direcionar as políticas de desenvolvimento e regular o setor, mas não ser o executor em última instância. Dessa forma, ocorreram as privatizações de inúmeras empresas e a criação de autarquias de caráter público e independente. Uma dessas autarquias é a Agência Nacional de Energia Elétrica, responsável por regular o setor (GOLDENBERG, 2003).

Apesar de alterações significativas em alguns mecanismos inicialmente previstos, como o de compra de energia por parte das distribuidoras, pode-se dizer que a espinha dorsal do modelo dos anos 1990 foi preservada em 2004. Todavia, um novo capítulo na história do setor elétrico iniciou-se com a Medida Provisória 579, de setembro de 2012. Nessa MP, posteriormente convertida na Lei 12.783/2013, empresas geradoras e transmissoras tiveram a opção ou não de renovar antecipadamente seus contratos de concessão desde que aceitasse as condições de preços impostas pela ANEEL. Principalmente devido à regulação dos preços das geradoras que aceitaram os termos da MP, observou-se significativa mudança no contexto institucional do setor elétrico: empresas geradoras que outrora atuavam em ambiente competitivo passaram a ter seus preços regulados, da mesma forma que já ocorria com as distribuidoras e transmissoras, consideradas monopólios naturais (DE CASTRO, 2013). As mudanças não foram bem aceitas em sua totalidade pelas empresas do setor, que se viram obrigadas a assinar termos de compromisso sem ter total visibilidade das implicações, o que resultou em aderência parcial ao novo modelo (AMATO, 2012).

Como consequência do quinto período de desenvolvimento do setor elétrico e da mudança de seu paradigma, instituindo-se o Estado mínimo no pensamento econômico, os segmentos de geração, transporte e comercialização passaram a ser separados e administrados por diferentes agentes (PIRES, 2000).

De modo a favorecer o novo paradigma político-econômico, era vital que a livre concorrência fosse garantida em todas as áreas possíveis e, como dever do Estado, ficaria apenas a regulação quando esta se fizesse necessária. Dessa forma, os segmentos de geração e comercialização foram caracterizados como competitivos, dada a existência de muitos agentes e também pelo fato do produto, a energia elétrica, ser considerado homogêneo. Atualmente, observa-se que este conceito não é o mais adequado, dado que há redes operando em potências e voltagens diferentes (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015). No entanto, por sua estrutura física, que torna inviável a livre concorrência, os setores de transmissão e distribuição são considerados monopólios naturais. Assim, para estes dois segmentos, é instituído o modelo de regulação de preços ou de regulação por incentivos (MOTTA; SALGADO, 2005).

2.1.2 Segmentação da indústria de energia elétrica

A geração é o segmento da indústria de eletricidade responsável por produzir energia elétrica e injetá-la nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição) para que chegue aos consumidores. Especificamente no Brasil, o segmento de geração é bem fragmentado, atualmente contando, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com 2.661 empreendimentos geradores (LUGOBONI, ZITTEI, PAULINO, 2014).

Segundo Ribeiro (2014, pg. 7):

“A maioria desses empreendimentos, aproximadamente 1.570, são usinas termelétricas de médio porte, movidas a gás natural, biomassa, óleo diesel, óleo combustível e carvão mineral. Apesar disso, praticamente 70% da capacidade instalada no país, e 74% da energia gerada, são de origem hidrelétrica e limpa, contando com 199 empreendimentos de grande porte, 418 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 385 micro usinas hidrelétricas”.

O segmento de transmissão é aquele que se encarrega de transportar grandes quantidades de energia provenientes das usinas geradoras. A interrupção de uma linha de transmissão pode afetar cidades ou estados inteiros. No Brasil, esse segmento conta com 77 concessionárias, responsáveis pela administração e operação de mais de cem mil quilômetros de linhas de transmissão espalhadas pelo país, conectando os geradores aos grandes consumidores ou, como é o caso mais comum, às empresas distribuidoras (SATO, 2013). No Brasil, o segmento de transmissão é aquele que se caracteriza por operar linhas em tensão elétrica superior a 230 mil Volts.

O segmento de distribuição, por sua vez, é aquele que recebe grande quantidade de energia do sistema de transmissão e a distribui de forma pulverizada para consumidores médios e pequenos (LUGOBONI, ZITTEI, PAULINO, 2014). Existem também unidades geradoras de menor porte, normalmente menores do que 30 MW, que injetam sua produção nas redes do sistema de distribuição. No Brasil, esse segmento é composto por 63 concessionárias, as quais são responsáveis pela administração e operação de linhas de distribuição de menor tensão (abaixo de 230 mil Volts), mas principalmente das redes de média e baixa tensão, como aquelas instaladas nas ruas e avenidas das grandes cidades (PÉRES, CAMPOS, LIANG, 2015). É a empresa distribuidora quem faz com que a energia elétrica chegue às residências e pequenos comércios e indústrias.

Diferentemente do segmento de geração, a transmissão e a distribuição de energia, no Brasil, tem seus preços regulados pela ANEEL, que é a agência reguladora do setor. Desse modo, essas empresas não são livres para praticar os preços que desejam, inserindo-se no contexto dos contratos de concessão, que usualmente contam com mecanismos de revisões e reajustes tarifários periódicos, operacionalizados pela própria agência reguladora (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

O segmento de comercialização de energia é relativamente novo, tanto no Brasil quanto no mundo. Seu surgimento está relacionado com a reestruturação do setor elétrico, ocorrida na década de 1990, e seu papel muito mais relacionado ao contexto econômico e institucional do que propriamente ao processo físico de produção e transporte da energia (PIRES, 2000).

No Brasil, o primeiro contrato de comercialização de energia elétrica, nos moldes do novo modelo, ocorreu em 1999, aproximadamente dois anos após a criação da ANEEL. Atualmente, existem mais de 100 agentes de comercialização de energia elétrica no Brasil,

muitos deles atuando como intermediários entre usinas e consumidores livres (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

2.1.3 Regulação e os ciclos tarifários

Como órgão regulador, a ANEEL é responsável por algumas funções no cenário nacional de distribuição de energia elétrica. Dentre elas, pode-se destacar o controle das empresas que podem entrar ou sair do setor, fixação dos valores máximos que as empresas, submetidas à sua regulação, estão autorizadas a faturar, metas de qualidade e universalização dos serviços e participação máxima no mercado nacional ou regional.

Conforme já foi descrito anteriormente, a distribuição de energia, por suas características físicas e estruturais, constitui um monopólio natural. Dessa forma, qualquer tipo de concorrência nesse mercado é fraco ou inexistente. Estas condições podem prejudicar o consumidor não só pelos preços abusivos, mas pela ausência ou insuficiência no fornecimento de energia para todos os habitantes, principalmente para aqueles situados em áreas de difícil acesso ou distantes de centros urbanos.

Com o objetivo de garantir o equilíbrio econômico-financeiro dos serviços das distribuidoras de energia, a ANEEL realiza revisões tarifárias periodicamente, conforme previsto na Lei nº 8.987/95. Para que seja possível o entendimento das mudanças propostas para o 4º ciclo tarifário (4CRTP), publicadas em 6 de junho de 2014, serão elencadas as principais características relacionadas à avaliação de eficiência dos três ciclos anteriores.

As revisões tarifárias são processos de reajuste dos valores das tarifas cobradas aos consumidores pelas empresas concessionárias de distribuição de energia. Essas tarifas podem ser aumentadas ou reduzidas de acordo com os resultados provenientes dessas revisões, que irão avaliar as mudanças ocorridas nos custos e no mercado das empresas, na eficiência das mesmas, com o objetivo de garantir tarifas mais justas aos consumidores e retornos adequados aos empresários (LMDM CONSULTORIA, 2013).

O processo de revisão tarifária periódica é composto pelo cálculo da Parcela A, Parcela B e fator X, que, quando unificados compõem a tarifa. A parcela A aborda custos não gerenciáveis como compra de energia, encargos setoriais e transporte de energia. São denominados não gerenciáveis pois não dependem diretamente da administração das distribuidoras. (PEANO, 2005)

A parcela B compõe os custos gerenciáveis: remuneração de capital, custos operacionais. Segundo Rocha, Bragança e Camacho (2007, pg. 252), “a remuneração do capital

é resultado da aplicação do custo de capital estimado para a atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil sobre o valor do investimento a ser remunerado, definido como “base de remuneração”. Essa base consiste em “avaliar o valor do investimento sobre o qual os investidores podem aferir uma determinada taxa de retorno, e de definir os critérios de depreciação que devem ser aplicados” (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015). Já o custo de capital corresponde à taxa de retorno adequada à remuneração do capital investido, que, segundo Coutinho e Oliveira (2002), consiste no custo médio ponderado do capital *Weighted Average Cost of Capital* (WACC).

O custo operacional, foco do presente trabalho, é o custo total empregado pela empresa para o serviço de distribuição de energia, no qual estão incluídos custos de “recursos humanos (administrativo e de operação e manutenção), de infraestrutura física (edificações, móveis, sistema de informática), de materiais e serviços”, conforme a Nota Técnica nº 265/2010 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

O Fator X, por sua vez, busca permitir o cálculo de quanto do ganho de produtividade é proveniente de um aumento na eficiência dos custos operacionais. É importante destacar que o Fator X somente é aplicado em relação aos custos gerenciáveis – parcela B – pois os não gerenciáveis não variam de acordo com a eficiência da concessionária (ROCHA, BRAGANÇA, CAMACHO, 2007). De acordo com a ANEEL, a maior parte dos ganhos de produtividade das empresas de distribuição de energia elétrica está vinculada à economia de escala, ou seja, ao aumento do número de consumidores e, ainda, ao aumento do consumo dos consumidores já existentes. Dessa forma, entende-se que esses ganhos não significam uma melhora na eficiência dos custos operacionais das concessionárias e, por esse motivo, esses ganhos devem ser repassados aos consumidores, promovendo a modicidade tarifária. O fator X é aplicado em conjunto com índices de inflação com a finalidade de atualizar a tarifa de cada distribuidora ao longo dos anos que compõem cada ciclo periódico de revisão tarifária.

Os ciclos tarifários duram entre quatro e cinco anos e, ao fim desse prazo, a ANEEL avalia os dados realizados das concessionárias, dando início a um novo ciclo de revisão tarifária (SICILIANO, 2005). O primeiro, segundo, terceiro e quarto ciclos foram iniciados, respectivamente, em 2003, 2007, 2011 e 2015, respectivamente denominados de 1CRTP, 2CRTP, 3CRTP e 4CRTP.

2.1.4 Custos operacionais eficientes

No cálculo da parcela B, é necessário determinar qual custo operacional deve ser contabilizado para cada distribuidora. A regulação prevê a identificação do custo operacional eficiente, isto é, o custo que cada distribuidora efetivamente teria para atender seu mercado, caso sua gestão de recursos fosse ótima. Existe uma gama de alternativas possíveis para se medir eficiência e uma série de escolhas que vão desde a ferramenta ou método a ser utilizado até a especificação de parâmetros, forma de construção de variáveis, tratamento dos dados, análise de *outliers* entre outros (PEANO, 2005).

No primeiro e segundo ciclos de revisão tarifária, o método de *benchmarking* regulatório foi definido a partir de uma distribuidora virtual, que serviu como empresa de referência. A partir dessa distribuidora virtual, as prestações de serviços de distribuição de energia elétrica foram simuladas nas mesmas condições vivenciadas pelas distribuidoras reais, com a diferença de que essa simulação prevê que a empresa utiliza seus recursos de forma eficiente e, assim, estabelece um *benchmark* para os custos gerenciáveis (REZENDE, PESSANHA; AMARAL, 2014).

A partir do terceiro ciclo de revisão tarifária, optou-se pelo uso de dois métodos de fronteira: *Data Envelopment Analysis - DEA* e *Corrected Ordinary Least Squares - COLS*. Considerou-se, à época, que COLS se justificava a partir de suas vantagens, como a possibilidade de se testar os resultados do ponto de vista estatístico, bem como a partir de eventuais desvantagens de DEA, como a sensibilidade à presença de *outliers* e ao número de variáveis, conforme Nota Técnica nº101/2011 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011).

No quarto ciclo utilizou-se apenas DEA. A justificativa da ANEEL (2014) desta vez focou nas vantagens de DEA, como sua predominância e superioridade nos resultados obtidos frente a algumas particularidades do problema, e nas desvantagens de COLS e outros métodos como SFA, tais como a necessidade de se escolher uma forma funcional para a função de produção. Entretanto, de toda forma, a ANEEL sugeriu a utilização de COLS como análise complementar conforme Nota Técnica nº192/2014 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014), mas não o usou. As características dos modelos DEA utilizados nos ciclos 3 e 4 serão abordadas a seguir.

2.1.4.1 Terceiro ciclo de revisão tarifária periódica

Conforme abordado no capítulo anterior, o primeiro e o segundo ciclos de revisão tarifária utilizavam uma empresa referência, seguindo uma abordagem do tipo *bottom-up*, uma vez que o processo inicial é a identificação das atividades e processos que são executados pelas concessionárias, seguida por uma quantificação dos custos médios dos mesmos e, por fim, uma estimativa do custo operacional global. No 3CRTP, houve uma mudança significativa de abordagem da ANEEL, que decidiu por utilizar uma abordagem *top-down*, cujo foco reside no nível global dos custos operacionais a ser reconhecido (REZENDE, PESSANHA; AMARAL, 2014).

Em relação às variáveis de eficiência, a grande evolução do terceiro ciclo tarifário em relação aos ciclos anteriores consiste no tamanho de mercado sobre o tamanho da rede, possibilitando o reconhecimento das diferenças entre as concessionárias com mercado concentrado e as que possuem um mercado distribuído em largas áreas de concessão. Dessa forma, as concessionárias eram agrupadas em dois grupos de acordo com seu porte. A necessidade de tal agrupamento se deu pelo fato de concessionárias menores não possuírem rede de subtransmissão, não fazerem combate às perdas não técnicas e de grande parte delas receber energia de outra distribuidora, reduzindo seus custos de transformação e transporte. O critério utilizado para agrupamento das concessionárias foi a capacidade de fornecimento de 1 TWh/ano, conforme Nota Técnica nº265/2010 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

Após a classificação das concessionárias, a metodologia DEA era aplicada separadamente em cada um desses grupos com o propósito de obter medidas dos níveis de eficiência dos custos operacionais das distribuidoras de energia, conforme Nota Técnica nº294/2011 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011). Nessa aplicação do método, sua modelagem era orientada ao insumo e com rendimentos não decrescentes de escala, ou seja, empresas grandes não tendem a ter custos médios maiores que empresas pequenas, já que os custos administrativos não crescem na mesma proporção do mercado.

Quadro 1 - Modelagem DEA utilizada no primeiro estágio do 3CRTP

Insumos	Produtos	Retorno de escala	Fonte
OPEX	Mercado ponderado Número de consumidores Rede total	NDRS	ANEEL NT 294/2011

Fonte: Elaborado pelo autor

Nesse terceiro ciclo de revisão tarifária, aplicou-se a metodologia *Data Envelopment Analysis* em dois estágios. O primeiro estágio teve o objetivo de gerar um índice de eficiência que variava entre 0 e 1, onde 1 indicava que a empresa estava localizada na fronteira de custos eficientes. Qualquer valor abaixo de 1 indicava que os custos da empresa estavam acima dos valores definidos pela fronteira, ou seja a empresa gere seus recursos de forma ineficiente. Quanto maiores eram os custos comparados aos produtos considerados, menor o índice e, assim, maior a ineficiência da empresa. Para a aplicação da DEA neste estágio, eram consideradas quatro variáveis: custo operacional (insumo), número de consumidores (produto), extensão da rede de distribuição (produto) e mercado ponderado (produto).

No segundo estágio 3 modelos foram utilizados: regressão Tobit (SIMAR, WILSON; 2007), regressão de Banker e Natajaran (2004) e Ray e Desli (1997) de modo a fazer uma correção nos índices de eficiência que resultaram da aplicação no primeiro estágio. O emprego dessa correção surgiu da necessidade de que os efeitos das variáveis não gerenciáveis pela distribuidora (variáveis ambientais) fossem considerados nessa medida de eficiência, uma vez que essas variáveis poderiam afetar os custos. Para essa regressão, utilizava-se o índice de eficiência definido no primeiro estágio como variável dependente e as variáveis ambientais, como nível de precipitação, tamanho da área de concessão, número de consumidores por transformador, entre outros. Tais variáveis foram utilizadas, embora não sendo gerenciáveis, por terem potencial para afetar os custos. Coelli *et al.* (2003) define este tipo de variável como explicativa.

2.1.4.2 Quarto ciclo de revisão tarifária periódica

2.1.4.2.1 Nota Técnica 192/2014 – SRE – ANEEL

O quarto ciclo de revisão tarifária periódica ocorrerá entre 2015 e 2018. As regras que vão fundamentá-lo foram discutidas em consultas públicas, ao longo de três etapas, datadas

entre os dias 11 de junho e 1º de setembro de 2014. Na primeira etapa foram discutidos os conceitos e fundamentos da regulação econômica aplicados no processo de revisão tarifária, bem como discutidos os temas a serem abordados nas demais etapas. Na segunda etapa foram definidos os parâmetros a serem utilizados no processo e, por fim, na terceira etapa, foi apresentada a proposta concreta das metodologias e sua aplicação, contando com detalhes de todas as regras de cálculo a serem utilizadas nos processos de revisão tarifária, conforme a Nota Técnica nº192/2014 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA,2014).

A literatura oferece uma gama significativa de variáveis que podem ser utilizadas, tanto como insumos quanto como produtos, para avaliar o serviço de distribuição. O produto, em sua essência, deveria ser o fornecimento de energia para seus consumidores. No entanto, existem outras atividades que coexistem com esse fornecimento, como operação e manutenção de linhas, subestações, leitura, faturamento de consumidores atividades comerciais, combate às perdas e que seriam custos para o fornecimento de energia. Esses produtos podem ser representados por variáveis específicas que traduzam a complexidade da operação, como extensão de rede, número de consumidores, mercado. Neuberg (1977) define distribuição de energia elétrica como um negócio de um produto de múltiplas dimensões – consumidores, rede, energia entregue e extensão territorial.

A variável de insumo foi tratada como uma representação dos custos operacionais reais das distribuidoras, pois consistiu-se de uma função de custo na qual se busca explicar os custos operacionais a partir de um conjunto de produtos. A composição de custo operacional é definida pelo quantitativo de pessoal, pelos gastos com materiais, pela conta de serviços de terceiros e outros custos contabilmente associados à operação, conforme Nota Técnica nº192/2014 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

Como o custo da mão de obra no Brasil varia muito entre as Regiões, o custo de pessoal foi tratado separadamente. Para tal, criou-se uma variável de salário ajustado que foi utilizado no primeiro estágio do cálculo de eficiência, ajustado pelas diferenças salariais regionais. Dessa forma, não se corre mais o risco de confundir diferenças socioeconômicas das regiões com ineficiência das distribuidoras. Na Tabela 1 são apresentadas as variáveis criadas para as Regiões brasileiras – Norte, Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste – e para as capitais - Brasília (CEB), Rio de Janeiro (LIGHT) e São Paulo (Eletropaulo) - que foram tratadas separadamente. Os valores apresentados na referida tabela indicam, por exemplo, que o custo da mão de obra na capital paulista (ELETROPAULO: 1,08) é 8% maior do que a média brasileira, ao passo que no Centro-Oeste (0,92) esse custo é 8% menor, conforme Nota Técnica nº192/2014 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

Tabela 1 – Índices Salariais propostos para ajuste do Custo Operacional no 4º CRTP

Região	Índice Salarial
ELETROPAULO	1,08
SUL	1,07
CEB	1,05
NORTE	1,02
SUDESTE	1,01
LIGHT	1,01
CENTRO_OESTE	0,92
NORDESTE	0,84

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2014).

Na literatura, encontra-se frequentemente a utilização de consumidores (energia fornecida) e medidas de mercado (GROWITSCH, 2010), variáveis associadas à extensão de rede (JAMASB, POLLITT; 2003) como produtos para avaliação da eficiência das distribuidoras de energia elétrica. No 3CRTP, foram utilizadas as variáveis “extensão de rede”, “consumidores” e “mercado ponderado”. No quarto ciclo, as mesmas variáveis são utilizadas no primeiro estágio, mas o regulador propõe uma maior desagregação das mesmas. Um exemplo dessa desagregação é a divisão do produto “Consumidores” em “Consumidores Rurais” e “Consumidores Urbanos”, argumentando-se que os consumidores urbanos implicam maior custo de atendimento para as concessionárias. Dividiu-se a variável “Extensão da Rede” por nível de tensão e/ou rural e urbano e, por fim, dividiu-se a variável “Mercado” em níveis de tensão, conforme Nota Técnica nº192/2014 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

Um dos problemas do modelo DEA está ligado à relação direta entre o número de variáveis de produto e a eficiência encontrada nos resultados; este fenômeno é chamado de “maldição da dimensão” (BOGETOFT, 2010). Dessa forma, para que não se confunda eficiência com viés do modelo, não se recomenda a utilização de muitas dessas variáveis. Para avaliação da correlação entre a variável explicativa e os custos operacionais, diversas especificações de modelos com diferentes níveis de desagregação entre eles foram testados, realizando-se uma análise de regressão via Mínimos Quadrados Ordinários – OLS, conforme Nota Técnica nº192/2014 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

A variável “Número de Transformadores em Subestações” apresentou boa significância estatística, mas esta possuía forte correlação com o “MVA instalado” e, por isso, apenas a última foi aplicada, conforme explica o regulador. O Quadro 2 apresenta um resumo das variáveis utilizadas no primeiro estágio da DEA.

Quadro 2 – Variáveis propostas no primeiro estágio de DEA para definição de custos operacionais do 4CRTP

Variável	Fonte	Proxy para
Rede total	Ofício 020/2013	O&M de rede
Rede de distribuição		
Rede de alta tensão		
Mercado ponderado	SAMP	O&M de subestações
MVA instalado	Ofício 020/2013	
Consumidores totais	Ofício 020/2013	Custos comerciais
Consumidores urbanos		
Consumidores rurais		

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2014).

A NT 192/2014 propõe utilizar, na avaliação da eficiência das distribuidoras de energia elétrica, variáveis pouco comuns como perdas não técnicas e qualidade do serviço, o que não ocorreu no 3CRTP, o qual rejeitou a utilização de tais critérios devido às dificuldades de constatação de relação entre os níveis de perdas não técnicas e qualidade do serviço.

Para tal, foi necessário averiguar se essas variáveis realmente afetam os custos operacionais para, somente então, incluí-las no cálculo de eficiência. A princípio tende-se a considerar que empresas que investem em qualidade e diminuição de perdas acabem por gastar recursos nessas ações e somarem, ao final, maior custo operacional do que aquelas que não fazem esse tipo de investimento. Quando tal relação foi investigada pela ANEEL ficou constatado o contrário do esperado, ou seja, que as distribuidoras com piores índices de perdas possuem custos reais mais elevados.

Foram formuladas duas hipóteses para tal resultado: correlação entre perdas e qualidade e a própria eficiência da distribuidora, ou seja, as distribuidoras que possuem uma má gestão dessas variáveis refletem essa má gestão também nos custos operacionais, tornando-os maiores; ou *trade-off* entre custos operacionais e investimentos, ou seja, as distribuidoras podem melhorar seus resultados por meio de investimentos na rede e aquisição de equipamentos, dentre

outras ações, conforme Nota Técnica nº192/2014 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

Apesar de todo o estudo, não era o objetivo da NT 192/2014 chegar a uma conclusão a respeito do tema, mas, sim, fomentar a discussão no espaço da audiência pública. Ainda assim, foram apresentados modelos alternativos para as medidas de eficiência, sendo que qualidade e perdas foram consideradas em um dos subconjuntos desses modelos. Para avaliação da qualidade, foi utilizada a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), e para perdas foram utilizados o percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão e o montante total de perdas não técnicas, conforme Nota Técnica nº192/2014 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

2.1.4.2.2 Nota Técnica 407/2014 – SRE - ANEEL

A Nota Técnica nº407/2014 deu continuidade à discussão sobre métodos e parâmetros no que diz respeito às metodologias, abordando as alterações incorporadas após as contribuições recebidas. Apresenta, também, regra geral para aplicação nos processos tarifários.

No âmbito da definição das variáveis que compõem o modelo DEA, houve mudanças tanto nas entradas quanto nas saídas. Com relação aos insumos, foram incluídas as despesas com condenações trabalhistas e atualizados os índices salariais utilizando-se de dados do período 2011-2013 sem modificação metodológica com relação à NT nº192/2014 no que tange a utilização do índice no ajuste do custo operacional. Já com relação aos produtos, também baseados nos resultados do triênio 2011-2013, foram mantidas as variáveis de extensão de rede (que foi pela primeira vez separada em três categorias: rede de alta tensão, rede de distribuição aérea e rede de distribuição subterrânea), mercado ponderado, número total de consumidores, consumidor hora interrompido e perdas e qualidade (como produtos negativos). Com relação à qualidade, sua forma de cálculo foi alterada, deixando de ser Energia Não Distribuída – ENDIST – e passando a ser Consumidor Hora Interrompido – CHI. Também houve modificações no cálculo de perdas. Por fim, a NT 407/2014 deu continuidade ao que foi proposto pela NT 192/2014 no que diz respeito ao uso de restrição aos pesos, tendo criado novas regras para variáveis que antes não compunham os modelos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

Com relação à prática de dividir as empresas em grupos homogêneos conforme o porte, que vigorou no 3º CRTP, a ANEEL optou, na NT 407/2014, por considerar um único cluster

com todas as distribuidoras. Segundo a ANEEL, o próprio regime de escala NDRS já controla a presença de economia de escala no setor, dado que DEA já prevê inserir empresas de múltiplos portes em seus modelos, desde que o regime esteja bem definido (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

Com relação à amostra utilizada, houve uma definição distinta sobre a forma de se aproveitar os dados das empresas. Com a divisão das empresas em dois grupos, o que foi definido inicialmente na Nota Técnica nº265/2010 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010), cada grupo continha um número de empresas restrito. Charnes (1994) afirma que deve-se haver um número de observações – o que significa dados distintos – maior ou igual a três vezes a soma de produtos e insumos. Alguns modelos sugeridos na NT 407/2014 apresentaram 10 variáveis, o que deixaria os grupos no limite de observações caso cada empresa correspondesse a uma única DMU. De forma cautelosa, ao longo do 3º CRTP, a ANEEL considerou os dados de cada empresa em cada ano como uma DMU diferente, de forma a multiplicar a quantidade de observações (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010). Entretanto, com o uso de um único cluster, a configuração utilizando apenas um dado por empresa passou a ser robusta. Desta forma, a ANEEL optou por utilizar como única observação por empresa os registros médios de cada uma no triênio supracitado (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

Novamente, a ANEEL manifestou não ter encontrado variáveis adequadas para satisfazer os critérios necessários para justificar a utilização de um segundo estágio em DEA. Para validar os resultados do primeiro estágio, foram utilizadas técnicas de *bootstrap* (EFRON, TIBSHIRANI; 1994) e definidos intervalos de confiança para a eficiência de cada empresa. Na sequência, a ANEEL propôs algumas metodologias que poderiam utilizar os intervalos de confiança no cálculo tarifário (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

2.1.4.2.3 Nota Técnica 66/2015 – SRE – ANEEL

A Nota Técnica nº66/2015 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015), de 24 de abril de 2015, apresentou a proposta final para a metodologia de custos operacionais, resultado da análise e consolidação das contribuições enviadas pelas distribuidoras ao longo das etapas de debate público.

No que diz respeito à metodologia de análise de eficiência das distribuidoras, muitas das contribuições relativas a ajustes na base de dados foram aceitas. Adicionalmente às definições de insumos consideradas na Nota Técnica 407/2014 destacam-se despesas com condenações judiciais, compensações ambientais e valores não considerados na Base de Remuneração Regulatória – BRR. O índice salarial manteve os exatos mesmos valores propostos na NT 407/2014, representado apresentado na Tabela 2:

Tabela 2 – Índices Salariais utilizados para ajuste do Custo Operacional no 4º CRTP

Região	Índice Salarial
ELETROPAULO	1,112
SUL	1,026
CEB	0,964
NORTE	1,031
SUDESTE	1,020
LIGHT	1,048
CENTRO_OESTE	0,921
NORDESTE	0,877

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2015).

A ANEEL frisa o fato de a formulação do modelo decorrer do processo de análise e discussão iniciado no 3CRTP, cujos resultados, segundo ela, tem-se mostrado consistentes com relação à atividade de distribuição de energia. Sobre imprecisões, ela discorre que sempre existirá margem de erro associada independente da escolha do método ou das variáveis envolvidas e defende que a utilização de várias medidas de conservadorismo na aplicação deve-se ao entendimento das especificidades não capturadas pelo modelo que possam existir. Os produtos foram, por definição separados em duas partes: “ordinários” (rede, consumidores e mercado) e não ordinários, envolvendo as dimensões de perdas e qualidade, que são produtos negativos. No referente aos produtos ordinários, foi recomendada a não segregação da variável rede subterrânea, em modificação ao previsto na NT 407/2014. A ANEEL, ainda, vetou a inclusão de novas variáveis, como transformadores de distribuição para regiões rurais e MVA por considerar que “deve-se ter parcimônia na escolha do número de variáveis dentro do modelo sob o risco de obtenção de estimativas enviesadas de eficiência” (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015). Sobre perdas e qualidade, entendeu-se que devem ser consideradas, tendo, como destaque para a decisão de inclusão, sua consideração como produtos negativos, ajuste para a influência do meio e tratamento diferenciado para as empresas

com maior complexidade, via desconsideração da parcela regulatória em ambas as dimensões (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015). Os produtos que compõe o modelo final são os do Quadro 3:

Quadro 3 – Variáveis utilizadas no primeiro estágio de DEA para definição de custos operacionais do 4CRTP

Dimensão	Variável	Unidade
Rede	Rede subterrânea	Km
	Rede de distribuição aérea	
	Rede de alta tensão	
Consumidor	total de consumidores	unid.
Mercado	Mercado ponderado	MWh
Perdas	Perdas não técnicas	MWh
Qualidade	Consumidor Hora interrompido (CHI)	h

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2015).

Com relação à amostra utilizada, definiu-se por trabalhar com os dados de 61 empresas ao longo dos anos 2011 a 2013 e manter a definição da Nota Técnica N° 407/2014 de definir cada DMU utilizando o resultado médio de cada empresa no triênio. As definições e justificativas com relação ao retorno de escala permaneceram as mesmas, sendo o regime de escala não decrescente novamente utilizado. Assim como na Nota Técnica N° 407/2014, optou-se pela correção de viés utilizando restrições aos pesos, sem alterações metodológicas na obtenção destes (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

A seguir, a Nota Técnica N° 66/2015 apresentou os resultados obtidos pela modelagem final e prosseguiu com a análise de *bootstrap*, como havia sido feito na Nota Técnica N° 407/2014. Aprofundando o que havia sido proposto nesta nota técnica anterior, a ANEEL optou por utilizar os intervalos de confiança obtidos pelo *bootstrap* no cálculo dos custos operacionais eficientes. Por fim, a Nota Técnica N° 66/2015 abordou a regra de aplicação, aprofundando e definindo questões em aberto da nota técnica anterior (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

2.2 Metodologias de benchmarking

2.2.1 Visão geral

Benchmarking, literalmente traduzido como marca de referência, está relacionado à busca das melhores práticas empresariais, que, por sua vez, trazem às empresas que as adotam um desempenho superior. O processo de *benchmarking* consiste, basicamente, em um método comparativo entre empresas que, em algum aspecto, possuem características em comum. Assim, a partir do exemplo das empresas que, de alguma forma, possuem desempenho superior, são aferidas as práticas que resultam nesta eficiência diferenciada.

Entretanto, vale lembrar que o processo de *benchmarking* não se restringe à identificação destas práticas que levam ao aumento da eficiência. Segundo Bogan e English (1997, p. 10), "*Benchmarking* é, simplesmente, o método sistemático de procurar os melhores processos, as ideias inovadoras e os procedimentos de operação mais eficazes que conduzam a um desempenho superior".

Os agentes reguladores, a exemplo da própria ANEEL, buscam que as empresas por eles reguladas assumam o compromisso de aumentar sua própria eficiência. Sendo assim, é comum que esses agentes premiem os bons desempenhos de alguma forma e, para tal, as técnicas de *benchmarking* têm sido muito usadas.

Dentro do estudo de técnicas de *benchmarking*, é possível encontrar duas vertentes principais de paradigmas de comparação: *frontier benchmarking* e *average benchmarking*. De acordo com Jamasb e Pollitt (2000), a primeira vertente trabalha baseada na “melhor prática” e a segunda trabalha com um “representante médio”. Pelas próprias características dos métodos, suas aplicações e resultados são bastante diferenciados. O *average benchmarking* é mais utilizado para simulações de competição entre empresas que compartilham algumas características, como porte, custos, tipo de produção etc. O *frontier benchmarking*, por sua vez, avalia o melhor desempenho das empresas envolvidas e suas variações (ZANINI, 2004).

Um dos métodos estatísticos de *average benchmarking* se baseia em análise de regressão de custos, na qual o desempenho das organizações pode ser comparado com um desempenho estimado. A análise de regressão de custos tem sido usada em larga escala por reguladores para estabelecer diferenciais de produtividade entre as empresas. A metodologia envolve a estimação de uma função de custo por mínimos quadrados ordinários (Ordinary Least Squares - OLS), a partir dos valores de custo e produção observados no conjunto de empresas da amostra. O método OLS determina os parâmetros que melhor

se encaixam na função de custo; entretanto, para que o método funcione, é necessário assumir premissas com relação ao formato desta função. O maior empecilho para a utilização deste método é que ele é dependente da qualidade de ajustamento da função. (ZANINI, 2004).

A melhor orientação de *frontier benchmarking* para encontrar unidades eficientes tem conduzido agências reguladoras a priorizarem o uso de métodos fronteiricos. Além da identificação das boas práticas, esta técnica facilita que as empresas reduzam as diferenças entre suas performances, fornecendo um resultado confiável e possibilitando a definição de diretrizes para absorver ou desenvolver técnicas que otimizem o desempenho da organização.

2.2.2 Métodos de benchmarking de fronteira

Os métodos *frontier benchmarking* buscam identificar as melhores práticas dentre as empresas analisadas, estimando uma fronteira de desempenho eficiente. Essa fronteira é a referência para a medida de desempenho das empresas. Os principais métodos de *frontier benchmarking* são *Data Envelopment Analysis (DEA)*, *Corrected Ordinary Least Square (COLS)*, e *Stochastic Frontier Analysis (SFA)*, sendo o DEA baseado em programação linear, enquanto o COLS e o SFA são baseados em técnicas estatísticas (ZANINI, 2004).

O método de Mínimos Quadrados Corrigidos (*Corrected Ordinary Least Squares - COLS*) utiliza o mesmo princípio do método de *average benchmarking OLS*, porém desloca a curva de regressão para abarcar as empresas mais eficientes ao invés do referencial médio, definindo assim uma fronteira. COLS atribui para cada empresa um escore em uma escala de 0 a 1, a partir de sua distância para a fronteira, sendo que o valor 1 corresponde a uma empresa 100% eficiente (BANKER; CHANG, 1995). Dentre os métodos de *frontier benchmarking*, o COLS é o mais simples e o mais fácil de implementar. Contudo, da mesma forma que OLS, COLS requer a especificação da forma da função de custo eficiente e depende da posição da empresa mais eficiente para determinar a eficiência relativa de todas as outras empresas. (ZANINI, 2004). Tais fatores por vezes são apontados como limitações do método frente a outras técnicas de *frontier benchmarking*.

A Análise de Fronteira Estocástica (*Stochastic Frontier Analysis - SFA*) assume que os dados coletados podem revelar não apenas a eficiência em si, como também diferentes formas aleatórias de ruídos que, caso não sejam tratadas, podem contaminar as conclusões de eficiência (BOGETOFT, 2013). O método permite primeiro o ajuste de custos individuais das empresas a fatores estocásticos, para em seguida calcular os escores de eficiência de forma similar ao

COLS. Os escores de eficiência são normalmente maiores que os obtidos pelo método COLS, pelo fato de a empresa mais eficiente sob o COLS ser, supostamente, sujeita à influência de fatores estocásticos negativos. A SFA continua a requerer a especificação de uma forma funcional para a fronteira eficiente e exige a especificação de uma função de probabilidade para modelar a distribuição dos erros estocásticos (MELLO *et al.*, 2003).

Por fim, *Data Envelopment Analysis* (DEA) é largamente utilizada para avaliação da eficiência de empresas brasileiras, não só do setor elétrico. Pode-se destacar “Análise de envoltória de dados no estudo da eficiência e dos benchmarks para companhias aéreas brasileiras” (MELLO *et al.*, 2003); “Análise da eficiência das distribuidoras de gás natural brasileiras utilizando Data Envelopment Analysis” (CALÔBA; LINS, 2005); “Avaliação de eficiência de distribuidoras de energia elétrica através da Data Envelopment Analysis com restrições aos pesos” (SOLLERO; LINS, 2004); “Eficiência e valor: uma abordagem com base na Data Envelopment Analysis (DEA) aplicada às empresas do setor elétrico no Brasil” (SAURIN; LOPES; COSTA JÚNIOR, 2010); “Avaliação do Desempenho de Carteiras de Ações Seleccionadas pelo Modelo de Data Envelopment Analysis - DEA” (LOPES *et al.*, 2009).

A utilização desse método com tamanha frequência evidencia sua fidedignidade, além de sua versatilidade. Por esse motivo, o método em questão será abordado em um capítulo à parte.

2.3 Data Envelopment Analysis - DEA

2.3.1 Visão geral

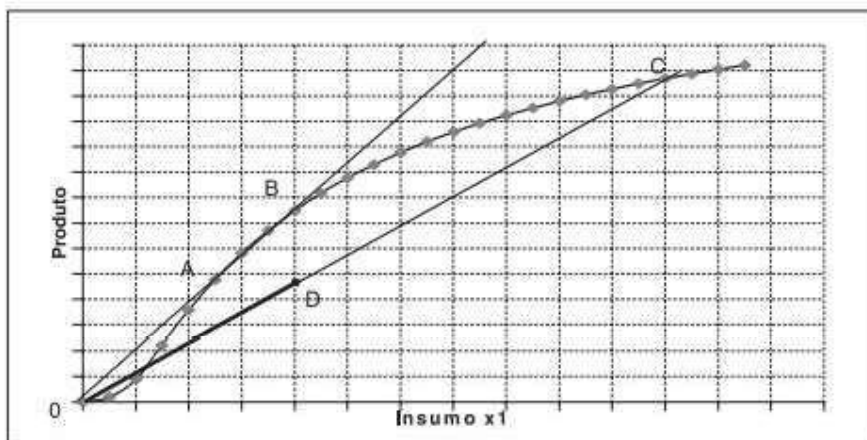
A programação matemática, em contextos de gestão, é geralmente usada para avaliar um conjunto de possíveis cursos de ação alternativos para selecionar aquele que é o melhor. Nesta capacidade, a programação matemática serve como um auxílio ao planejamento para a gestão. *Data Envelopment Analysis* (DEA) reverte esse papel e emprega a programação matemática para obter as avaliações posteriores da eficiência relativa das realizações de gestão que foram planejados ou executados por cada unidade de tomada de decisão (*decision making unit* – DMU). A programação matemática é estendida para o uso como uma ferramenta de controle e avaliação das realizações do passado, bem como uma ferramenta para auxiliar no planejamento de atividades futuras. A modelagem CCR, assim chamada por ter sido introduzida por Charnes, Cooper e Rhodes (1978), como parte de sua abordagem de DEA, define em um único escore por DMU as ineficiências técnicas e as de escala, resultado este obtido diretamente

dos dados sem a necessidade de uma especificação *a priori* de pesos e/ou delimitação explícita das formas funcionais presumidas de relações entre entradas e saídas. Neste contexto, a ineficiência técnica é identificada como falha para se atingir os melhores níveis de produção possíveis e/ou uso de quantidades excessivas de insumos; a ineficiência de escala reflete o fato de que uma eventual DMU não está operando na escala que permite maior eficiência – o que pode estar ao alcance de sua gestão ou não. Em um trabalho posterior, Banker, Charnes e Cooper (1984) abordam a escala de operação como parte da análise, tornando possível separar a eficiência técnica da eficiência de escala, bem como caracterizar a operação conforme o tipo de retorno – constante, crescente ou decrescente conforme a escala.

2.3.2 Background

Charnes, Cooper e Rhodes (1978) transformam a forma clássica da engenharia científica de utilizar apenas uma entrada e uma saída em múltiplas entradas e saídas. Os principais usos dessas ideias foram em avaliações de eficiência dos programas de gestão em DMUs de instituições com fins não lucrativos, tais como escolas e hospitais. A capacidade de lidar diretamente com múltiplas entradas e saídas constitui uma parte do recurso oferecido por estes modelos e métodos para usos como estes. Outra parte do seu interesse vem do desenvolvimento, por Charnes, Cooper e Rhodes (1978), que mostram como a teoria de programação fracionária, tal como previsto em Charnes e Cooper (1962), poderia ser usada para realizar os cálculos necessários utilizando programação linear (BAKER, 2011).

Figura 1 – Função de produção e programação linear



Fonte: Peña (2008, p. 87).

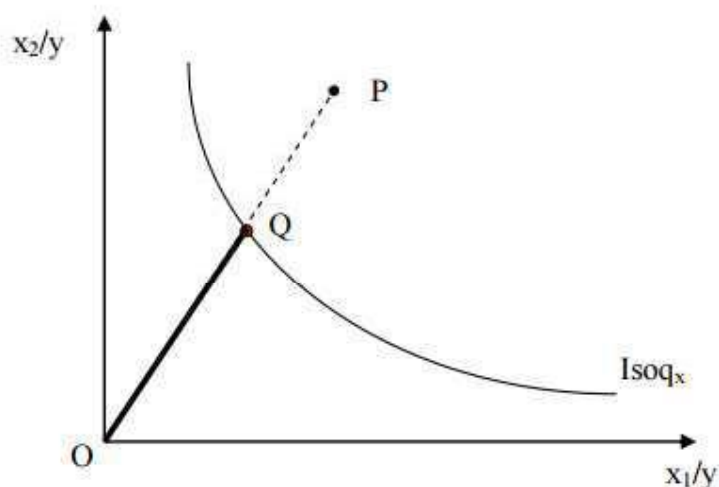
Na Figura 1 (PEÑA, 2008), é retratada a situação a ser considerada em termos de uma única saída, em quantidades, denominada produto, e uma única entrada, denominada x_1 . Quatro unidades de tomada de decisão devem ser classificadas para a eficiência gerencial. A função de produção representa a produção máxima que pode ser alcançada por qualquer entrada especificada. As DMUs associadas com A, B e C alcançaram os resultados máximos possíveis para os seus níveis de entrada, enquanto que a DMU associada com D está aquém do nível de saída (produto) que é possível a partir do seu valor de entrada (insumo). Os raios da origem tangencial para a função de produção de A e de B estão acima dos raios para as funções de C e D. Isso significa que as DMUs A e B são eficientes. C possui ineficiência de escala e, mesmo compondo a fronteira definida pela função de produção, é apontada como ineficiente pelo modelo CCR. Já D é ineficiente do ponto de vista técnico e do ponto de vista de escala (PEÑA, 2008).

2.3.3 Tecnologia de produção e medidas de eficiência técnica

A tecnologia define o conjunto de possibilidades de produção ou as relações viáveis entre insumos e produtos. É através da tecnologia que se expressa o conjunto de regras, métodos e fórmulas que permitem aos produtores determinar a combinação de insumos que pode ser utilizada para a obtenção de certo nível de produto. A teoria econômica da produção constitui um ponto natural de contato com a Economia e que optou por tomar este caminho através dos conceitos de Shephard (1953), que introduziu o conceito de uma "função de distância". Essa função pode estar relacionada com o importante e pioneiro trabalho de Farrell (1957) na medida da eficiência a partir de dados observacionais, em casos de saídas únicas. Desse modo, como mostrado em Banker, Charnes e Cooper (1984), a função de distância de Shephard pode ser utilizada para estender essas ideias a situações mais generalizadas, inclusive as de múltiplas saídas.

O conceito de função distância, como medida de eficiência técnica, foi proposto por Shephard (1953). Porém, Farrell (1957) estabeleceu uma medida empírica de eficiência relativa com base na função distância. Garcia (2009) ilustrou a função distância por meio de isoquantas, conforme o Gráfico 2.

Figura 2 – Utilização de isoquantas para medir eficiência relativa



Fonte: Garcia (2009, p. 384).

Na Figura 2, x representam insumos e y representam produtos; os eixos x_1/y e x_2/y representam os insumos necessários para produzir uma unidade y ; $Isoq_x$ expressa a combinação linear de x_1 e x_2 necessária para produzir y . O ponto P representa um vetor de insumos observado a ser avaliado em relação a $Isoq_x$. A distância $D(y,x)$ é o inverso da razão OQ/OP ; que é a proporção pela qual os insumos podem ser reduzidos em P para alcançar o ponto eficiente da isoquanta em Q . Farrell (1957) utiliza a distância $D(y,x)$ para definir seu conceito de eficiência relativa.

DEA é utilizado para cumprir dois objetivos principais: construir fronteiras de produção a partir de dados empíricos e computar uma medida de eficiência relacionando dados de observação com as fronteiras de produção. A partir de pontos observados, que são combinações de insumos e produtos de um conjunto de unidades, estabelece a medida de eficiência como sendo a distância de um ponto à sua projeção na fronteira, como uma generalização das medidas de eficiência de Farrell (1957). Esta fronteira eficiente é usada como referência para comparar a eficiência, ou a ineficiência, das várias unidades em relação a essa fronteira. A fronteira estimada consiste na combinação de atividades de uma ou mais unidades de produção eficientes, formando uma envoltória linear sobre as demais unidades de produção observadas da amostra. As DMUs que possuírem a melhor relação “produto/insumo” serão consideradas mais eficientes e estarão situadas sobre essa fronteira, e as menos eficientes estarão situadas numa região inferior à fronteira (CHARNES, COOPER E RHODES, 1978).

2.3.4 Aspectos gerais

Como foi dito, DEA permite determinar a eficiência de uma unidade produtiva comparativamente às demais. DEA é uma ferramenta não paramétrica que avalia a eficiência de unidades tomadoras de decisão, comparando entidades que realizam tarefas similares e se diferenciam pela quantidade de recursos utilizados (entrada, insumos ou *inputs*) e de bens produzidos (saída, produtos ou *outputs*). A medida da eficiência de cada DMU é obtida através da divisão da soma ponderada dos insumos pela soma ponderada dos produtos, em que os pesos atribuídos às variáveis de entrada e de saída são calculados através de um problema de programação linear, que atribui às DMUs pesos que maximizem sua eficiência. DEA pode ser considerada uma abordagem que mede excelência, uma vez que premia as DMUs com as melhores práticas observadas. A classificação de uma unidade como eficiente ou ineficiente só depende de seu desempenho em transformar os *inputs* em *outputs* quando comparada com as outras unidades observadas.

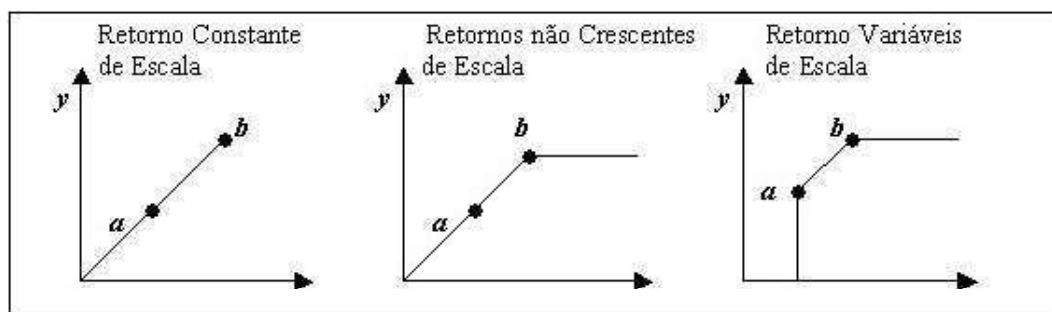
A análise DEA gera como resultado: (i) uma superfície envoltória que identifica as DMUs eficientes e ineficientes; (ii) uma medida de eficiência métrica para cada DMU (à distância da fronteira, a fonte e o grau de ineficiência); (iii) uma projeção da DMU ineficiente sobre a fronteira, o que consiste na meta da DMU; (iv) um conjunto-referência – *benchmarks* (unidades específicas contra as quais uma DMU particular está sendo comparada).

Uma dos requisitos para a aplicação de DEA é a homogeneidade das DMUs, isto é, devem ter em comum a utilização dos mesmos *inputs* e *outputs*, realizarem as mesmas tarefas, com os mesmos objetivos, trabalhar nas mesmas condições de mercado e ter autonomia na tomada de decisões (LINS *et al.*, 2007).

As diferentes formulações DEA diferem, fundamentalmente: quanto ao tipo de orientação e quanto a suposições sobre o retorno de escala exibido, conforme tecnologia de produção. Com relação a este último item, cada modelagem DEA deve assumir um tipo de retorno de escala que represente o comportamento da operação à medida que os níveis de produção são significativamente alterados para mais ou para menos. Os tipos de retornos de escala geralmente considerados são os retornos constantes de escala (*constant returns to scale* – CRS), retornos não crescentes de escala (*non-increasing returns to scale* - NIRS), retornos variáveis de escala (*variable returns to scale* – VRS) e retornos não decrescentes de escala

(*non-decreasing returns to scale* – NDRS). Conforme Brunetta (2004), a Figura 3 ilustra o formato das fronteiras de eficiência conforme alguns tipos de retorno em escala.

Figura 3 – Retornos de escala em Data Envelopment Analysis



Fonte: Brunetta, (2004, p.45).

Cada modelagem DEA pode ser orientada a insumos ou a produtos. Em ambos os casos, a fronteira será definida pelas mesmas DMUs, mas os escores de eficiência tem significados diferentes. No modelo orientado a insumos, os escores de eficiência vão de 0 a 1, sendo 1 para as DMUs eficientes. As demais DMUs devem reduzir de forma equiproporcional seus insumos, multiplicando-os pelo escore obtido, para se tornarem eficientes, ou seja, produzir o mesmo tanto consumindo menos. No modelo orientado a produtos, os escores são números maiores ou iguais a 1, sendo 1 para as DMUs eficientes. As demais DMUs devem expandir de forma equiproporcional seus produtos, multiplicando-as pelo escore obtido, para se tornarem eficientes, ou seja, produzir mais mantendo o mesmo consumo.

Algumas das características que tornam a metodologia DEA atrativa são: (i) não requer dados sobre os preços para a construção da fronteira de produção empírica, bastando dados sobre as quantidades; (ii) a ineficiência técnica de unidades individuais se manifesta pela distância radial relativa à fronteira de produção; (iii) por não ser paramétrica, é menos propensa a erros de especificação.

2.3.5 Principais modelos DEA

O modelo CCR (CHARNES; COOPER; RHODES; 1978), pioneiro em DEA, propõe uma avaliação baseada no seguinte modelo matemático:

$$Max h_o = \frac{\sum_{r=1}^m u_r y_{ro}}{\sum_{i=1}^n v_i x_{io}} \quad [I]$$

Sujeito a

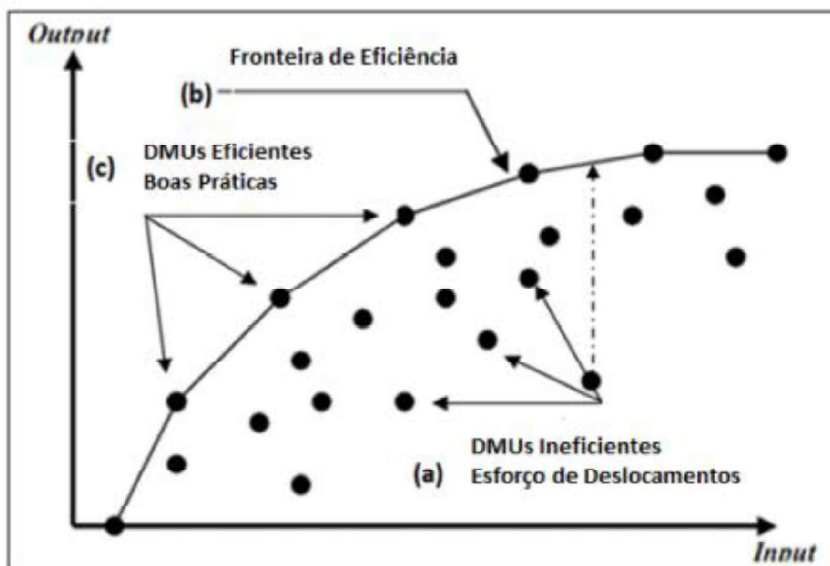
$$\frac{\sum_{r=1}^m u_r y_{rj}}{\sum_{i=1}^n v_i x_{ij}} \leq 1 \quad j = 1, \dots, o, \dots, N$$

$$u_r, v_i \geq 0 \quad r = 1, \dots, m; \quad i = 1, \dots, n$$

Nas equações mostradas em [1], tem-se que x e y são os *inputs* e *outputs*, u e v são os pesos que a otimização obterá para maximizar h , que corresponde à eficiência da DMU. O modelo deve ser calculado para cada DMU, alterando x_0 e y_0 para se obter h_0 específico (Charnes; Cooper; Rhodes, 1989).

O modelo pressupõe retornos constantes de escala e projeta os pontos através de uma contração radial na fronteira de produção. Assume como pressuposto o seguinte postulado: “todo plano de produção não observado, que é combinação linear de planos de produção observados, também pertence ao conjunto de possibilidades de produção”. Os valores ótimos produzem uma medida de eficiência que expressa a distância de cada DMU em relação à fronteira eficiente, como pode ser visto na Figura 4 (DE MORAIS PEDROSO, 2012).

Figura 4 – Eficiência das DMUs medida conforme a distância para a fronteira



Associado a cada DMU ineficiente está um ponto de comparação sobre a fronteira, expresso como combinação linear de DMUs. A distância da DMU à sua projeção sobre a fronteira expressa, no modelo orientado a produtos, a taxa de expansão necessária em todos os produtos para tornar a unidade eficiente.

Para que os resultados do modelo DEA-CCR tenham validade, devem ser observados os seguintes postulados: retorno constante de escala; descarte forte de insumos e produtos; convexidade no conjunto de combinações viáveis entre insumos e produtos (SOUZA, WILHELM; 2009).

Proposto por Banker, Charnes e Cooper (1984), o modelo BCC flexibiliza a imposição de tecnologia com retornos constantes de escala e admite que o conjunto de produção apresente retornos variáveis de escala, por meio do seguinte modelo matemático:

$$\text{Max } h_o = \sum_{r=1}^m u_r y_{ro} - u_o \quad \text{[II]}$$

Sujeito a

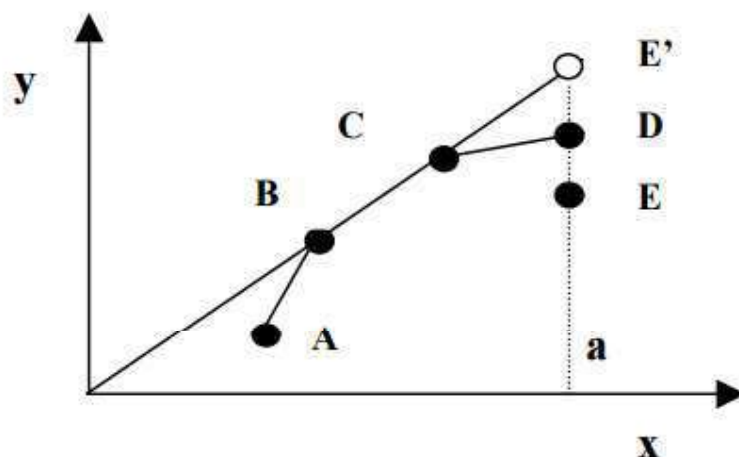
$$\sum_{i=1}^n v_i x_{io} = 1$$

$$\sum_{r=1}^m u_r y_{rj} - \sum_{i=1}^n v_i x_{ij} - u_o \leq 0 \quad j = 1, \dots, o, \dots, N$$

$$u_r, v_i \geq 0 \quad r = 1, \dots, m; \quad i = 1, \dots, n$$

Neste modelo, a principal mudança com relação ao modelo CCR é acrescentar uma restrição que permite que empresas que operem em grande escala não sejam comparadas diretamente com outras que operem em pequena escala (BANKER; CHARNES; COOPER; 1984). Cabe ressaltar que [II] está formulado para orientação a insumo. A tecnologia com retorno variável de escala assume o postulado de que todo plano de produção não observado, que é uma combinação convexa dos planos de produção pertencentes ao conjunto de possibilidades de produção, também pertence ao conjunto de possibilidades de produção. Conforme Ceretta (1999), a superfície envoltória e a forma de projeção do modelo BCC-VRS estão representadas na Figura 5 através dos pontos A, B, C e D.

Figura 5 – Superfície eficiente no modelo BCC-VRS



Fonte: Ceretta (1999, p. 165).

Para obter a formulação matemática do modelo BCC, deve-se incluir a restrição de convexidade na combinação de DMUs referência. A restrição de convexidade admite retornos variáveis de escala, já que os hiperplanos não são restritos a passar pela origem como no modelo CCR. Observe que os valores ótimos das funções objetivos implicam sempre $BCC \geq CCR$ e, por consequência, em alguns casos a eficiência em CCR é menor que eficiência em BCC (PEÑA, 2008).

2.4 Aplicações da Data Envelopment Analysis no Brasil

Traçar uma linha de convergência entre todos os setores em que a Data Envelopment Analysis já foi aplicada, a fim de provar que essa técnica não é tão versátil quanto parece, pode acabar sendo uma tarefa muito trabalhosa, uma vez que o número de variações de sua aplicação que pode ser encontrado na literatura é vasto. Se a pesquisa for limitada às aplicações associadas apenas ao Brasil, ainda assim haverá dificuldade em listar todas as variedades de aplicação a que essa técnica já foi submetida.

Macedo, Santos e Silva (2006), por exemplo, utilizaram o método para avaliar o desempenho organizacional no setor bancário brasileiro, enquanto Bueno *et al.* (2011), ainda no setor bancário, empregaram a técnica para uma proposta relacionada à análise de liberação de crédito. Ainda que aplicados no mesmo setor, o objetivo de análise foi completamente distinto entre os dois estudos.

Mello *et al.* (2003) propuseram em seu estudo a utilização de DEA para aferir a eficiência das companhias aéreas brasileiras. Já em 2004, Mello e Gomes utilizaram a mesma técnica para fazer uma abordagem comparativa entre a eficiência dos aeroportos brasileiros e, ainda, de aeroportos brasileiros em conjunto com aeroportos estrangeiros.

Na literatura, ainda, pode-se encontrar diversas abordagens que utilizaram a DEA como ferramenta de análise, como avaliações estatísticas de torno mecânico (LETA *et al.*, 2005), avaliação dos ensinamentos dos cursos de pós-graduação (MEZA *et al.*, 2003), análise da eficiência das autoestradas brasileiras (GOMES *et al.*, 2012), enfim, muitos estudos que buscaram nesse método o auxílio para avaliação de eficiência.

Apesar de DEA já estar sendo utilizada em diversos setores, Lopes *et al.* (2009) elaboraram um estudo ainda mais ousado, em que deixaram de lado a simples análise da relação de eficiência entre empresas. Esta pesquisa, chamada “Avaliação do Desempenho de Carteiras de Ações Seleccionadas pelo Método de *Data Envelopment Analysis-DEA*” teve o objetivo de aplicar a técnica no processo de seleção de ações para configuração de uma carteira de investimentos. De fato, a carteira selecionada a partir da aplicação de DEA obteve um desempenho superior ao índice Bovespa, indicando a eficiência do método.

Com a utilização de DEA como ferramenta de análise oficial da ANEEL, estudos relacionados ao setor elétrico que utilizam a técnica para análise são bastante frequentes. Kassai (2002), Sollero e Lins (2004), Pessanha, Souza e Laurencel (2007) e Xavier *et al.* (2015) são alguns dos muitos pesquisadores que se dedicam a desbravar esta área de estudo, avaliando desde as demonstrações contábeis do setor elétrico até a eficiência operacional das distribuidoras. A massiva utilização desse método de avaliação de eficiência em diversas pesquisas de variadas áreas corrobora com toda a credibilidade que este método conquistou ao longo dos anos, sendo selecionado pela agência reguladora brasileira, ANEEL, como uma das ferramentas para aplicação do reposicionamento tarifário.

3 METODOLOGIA

Baseado nos conceitos da tipologia de pesquisa descritos por Appolinário (2004), este estudo caracteriza-se como uma pesquisa descritiva, uma vez que se limitará à descrição dos fenômenos observados, sem qualquer interferência nas relações de causalidade das variáveis envolvidas na pesquisa.

A aplicação de DEA consiste em uma série de decisões, começando com a escolha de variáveis. Essa escolha poderá influenciar no escore das empresas, fazendo com que uma ou

outra se caracterize como eficiente. Entretanto, há outras decisões em DEA que também são cruciais, eventualmente até mais do que a escolha arbitrária de variáveis. Uma delas é a escolha do tipo de modelo de retornos à escalas. Atualmente, entende-se que o setor opera em retornos não decrescentes à escala, ou seja, existe economia de escala na distribuição de energia elétrica. Na modelagem da ANEEL presente na NT nº 407/2014, pressupõe-se que uma empresa com grande área de concessão deverá ter custos proporcionalmente menores que uma empresa com uma área de concessão mais restrita. Este é apenas um dos inúmeros aspectos cuja modelagem de DEA influencia nos escores de eficiência das empresas avaliadas. Outro aspecto diz respeito à forma com a qual variáveis qualitativas são inseridas no modelo. Tendo em vista todas as peculiaridades das aplicações de DEA, esta pesquisa foi dividida em cinco etapas, de modo a permitir a obtenção e análise dos dados coletados.

A primeira etapa envolveu a seleção das modelagens que foram utilizadas nesta pesquisa. Primeiramente foram elencadas as modelagens mais utilizadas para avaliação das empresas do setor de distribuição elétrica no Brasil e no mundo. Dessa forma, as modelagens da ANEEL que foram apresentadas ao longo do 3º e do 4º Ciclos de Revisão Tarifária Periódicos – Notas Técnicas nº 294/2011, nº 192/2014 e, recentemente, nº 407/2014 –, além das modelagens utilizadas por autores e reguladores internacionais (Finlândia, Dinamarca, entre outros países) estiveram presentes na pesquisa. Também foram selecionadas algumas modelagens apresentadas por especialistas do setor e especialistas da técnica, como propostas de melhorias na modelagem vigente. Adicionalmente, foram desenvolvidas algumas modelagens híbridas, utilizando características das várias modelagens encontradas na literatura. Por fim, houve modelos sugeridos pelo Núcleo de Eficiência, Sustentabilidade e Produtividade (NESP) da Faculdade de Ciências Econômicas da UFMG, do qual o autor desta dissertação é membro. Alguns destes foram sugeridos como estudos possíveis, outros foram inclusive apresentados formalmente à ANEEL como contribuições oficiais.

A Tabela 3 apresenta os diversos modelos utilizados e suas origens.

Tabela 3 – Modelos DEA analisados neste trabalho

Modelo	Insumos	Produtos	Retorno de escala	Qtd de Variáveis	Qtd de DMUs	Fonte
1	OPEX	Mercado ponderado Número de consumidores Rede total	NDRS	4	203	ANEEL NT 294/2011
2	OPEX	Mercado ponderado Número de consumidores Rede total	VRS	4	203	Banker, Lopes Contribuição 2011 NESP - Oficial
3	OPEX CAPEX	Mercado ponderado Número de consumidores Rede total	NDRS	5	203	Desmembramento Modelo 1
4	TOTEX	Mercado ponderado Número de consumidores Rede total	NDRS	4	203	Híbrido Growitsch (2009) e ANEEL
5	OPEX ajustado salário	Mercado ponderado Número de consumidores Rede total	NDRS	4	203	Sugestão do NESP
6	OPEX	Mercado ponderado Número de consumidores Rede urbana Rede rural	NDRS	5	203	Desmembramento Modelo 1
7	OPEX	Mercado alta tensão - AT Mercado média tensão - MT Mercado baixa tensão - BT Número de consumidores Rede total	NDRS	6	203	Desmembramento Modelo 1
8	OPEX	Mercado ponderado Número de consumidores Rede total Número de transformadores	NDRS	5	203	Sugestão do NESP
9	OPEX	Mercado ponderado Número de consumidores Extensão de rede AT Extensão de rede MT	NDRS	6	203	Desmembramento Modelo 1

Tabela 3 – Modelos DEA analisados neste trabalho (continuação)

Modelo	Insumos	Produtos	Retorno de escala	Qtd de Variáveis	Qtd de DMUs	Fonte
		Extensão de rede BT				
10	OPEX + Energia não suprida (Encargos do Uso da Distribuição * n° de consumidores * soma das horas indisponíveis) Tempo total das interrupções (DEC*NUC (n° de consumidores))	Mercado ponderado Número de consumidores	NDRS	4	203	Growitsch (2010)
11	OPEX	Mercado ponderado Número de consumidores Rede total Tempo médio de deslocamento - TMD(distancia)	NDRS	5	203	Sugestão do NESP
12	Extensão de rede AT Extensão de rede MT Extensão de rede BT Número de transformadores Pessoal Terceiros Materiais Outras Despesas	Mercado ponderado Número de consumidores	NDRS	10	203	Sugestão do NESP
13	Opex Custo de Compensação	Mercado ponderado Número de consumidores Rede total	NDRS	5	203	Sugestão do NESP
14	Opex Tempo total das interrupções	Mercado ponderado Número de consumidores	NDRS	4	203	Growitsch (2009)
15	Opex sem tributos (valor dos tributos não está atualizado).	Mercado ponderado Número de consumidores Rede total	NDRS	4	203	Relatório para ABRADEE Mercados / PSR
16	OPEX	Mercado ponderado Extensão de rede AT Extensão de rede MT Extensão de rede BT	NDRS	5	203	Elaborado pelo autor
17	OPEX	Mercado ponderado	NDRS	3	203	Elaborado pelo autor

Tabela 3 – Modelos DEA analisados neste trabalho (continuação)

Modelo	Insumos	Produtos	Retorno de escala	Qtd de Variáveis	Qtd de DMUs	Fonte
	CAPEX					
18	OPEX	Mercado ponderado Número de transformadores	NDRS	3	203	Elaborado pelo autor
19	OPEX	Mercado ponderado Rede urbana Rede Rural	NDRS	4	203	Elaborado pelo autor
20	TOTEX	Mercado ponderado Número de consumidores	NDRS	3	203	Growitsch (2009)
21	TOTEX	Energia entregue(MWh) Número de consumidores Rede total	CRS	4	203	Jamasb, Pollitt(2003) Giannakis et all (2005) Energy Policy DEA-2VRS
22	TOTEX	Energia entregue(MWh) Número de consumidores Rede total	VRS	4	203	Jamasb, Pollitt(2003) Giannakis et all (2005) Energy Policy DEA-1VRS
23	OPEX Tempo total das interrupções	Energia faturada(MWh) Número de consumidores Rede total	NRDS	5	203	PSR/Mercados Relatório 4 - ABRADDEE
24	OPEX Energia não suprida	Energia faturada(MWh) Número de consumidores Rede total	NDRS	5	203	PSR/Mercados Relatório 4 - ABRADDEE
25	TOTEX Tempo total das interrupções	Energia faturada(MWh) Número de consumidores Rede total	NRDS	5	203	PSR/Mercados Relatório 4 - ABRADDEE
26	TOTEX Energia não suprida	Energia faturada(MWh) Número de consumidores Rede total	NDRS	5	203	PSR/Mercados Relatório 4 - ABRADDEE
27	TOTEX Número interrupções (FEC*NUC)	Unidades de energia entregue Número de consumidores	CRS	6	203	Giannakis et all/Energy Policy, 2005

Tabela 3 – Modelos DEA analisados neste trabalho (continuação)

Modelo	Insumos	Produtos	Retorno de escala	Qtd de Variáveis	Qtd de DMUs	Fonte
	Tempo total das interrupções	Rede total				
28	TOTEX Número de interrupções Tempo total das interrupções	Unidades de energia entregue Número de consumidores Rede total	VRS	6	203	Giannakis et al/Energy Policy, 2005
29	OPEX	Unidades de energia entregue Número de consumidores Rede total	CRS	4	203	Giannakis et al/Energy Policy, 2005 Regulador Finlândia
30	OPEX	Energia distribuída Extensão de rede segregada em média e baixa voltagem e em subterrâneo ou não Número de transformadores	NDRS	4	203	Regulador Dinamarca
31	OPEX CAPEX	Mercado ponderado Número de transformadores Número de Consumidores	NDRS	5	203	Elaborado pelo autor
32	TOTEX	Mercado AT MT BT Rede Total	NDRS	3	203	Elaborado pelo autor
33	TOTEX	Mercado Ponderado Rede AT MT BT	NDRS	2	203	Elaborado pelo autor
34	OPEX	Mercado ponderado Número de consumidores Número de transformadores	NDRS	4	203	Elaborado pelo autor
35	OPEX	Mercado ponderado Número de consumidores Potência MVA Transformadores	NDRS	4	203	Elaborado pelo autor
36	OPEX com correção de salários	Mercado ponderado Número de consumidores Rede total	NDRS	4	124	ANEEL NT 192/2014 Modelo 1

Tabela 3 – Modelos DEA analisados neste trabalho (continuação)

Modelo	Insumos	Produtos	Retorno de escala	Qtd de Variáveis	Qtd de DMUs	Fonte
37	OPEX com correção de salários	MVA instalado	NDRS	4	124	ANEEL
		Número de consumidores Rede total				NT 192/2014 Modelo 2
38	OPEX com correção de salários	Mercado ponderado	NDRS	6	124	ANEEL
		Número de consumidores Rede total				NT 192/2014 Modelo 3
		Perdas não técnicas (PNT) - Negativo ENDIST - Negativo				
39	OPEX com correção de salários	MVA instalado	NDRS	6	124	ANEEL
		Número de consumidores Rede total				NT 192/2014 Modelo 4
		Perdas não técnicas (PNT) - Negativo ENDIST - Negativo				
40	OPEX com correção de salários	Rede Alta e Rede Dist.	NDRS	6	124	ANEEL
		Mercado ponderado Consumidores Rurais e Urbanos				NT 192/2014 Modelo 5
		Perdas não técnicas (PNT) - Negativo ENDIST - Negativo				
41	OPEX com correção de salários	Rede Alta e Rede Dist.	NDRS	6	124	ANEEL
		MVA instalado Consumidores Rurais e Urbanos				NT 192/2014 Modelo 6
		Perdas não técnicas (PNT) - Negativo ENDIST - Negativo				
42	OPEX com correção de salários	Rede AT (A3, A2 e A1)	NDRS	8	61	ANEEL
		Rede de distribuição aérea (A3a, A4 e BT) Rede de distribuição subterrânea (AS)				NT 407/2014
		Mercado ponderado Número de consumidores				
		Perdas não técnicas (PNT) - Negativo ENDIST - Negativo				
43	OPEX com correção de salários	Rede AT (A3, A2 e A1)	NDRS	9	61	Bogetoft, Lopes

Tabela 3 – Modelos DEA analisados neste trabalho (continuação)

Modelo	Insumos	Produtos	Retorno de escala	Qtd de Variáveis	Qtd de DMUs	Fonte
		Rede de distribuição aérea (A3a, A4 e BT)				Contribuição 2014
		Rede de distribuição subterrânea (AS)				Modelo B
		Mercado ponderado				NESP - Oficial
		Número de consumidores				
		Perdas não técnicas (PNT) - Negativo				
		ENDIST - Negativo				
		Número de transformadores				
	OPEX com correção de salários	Rede AT (A3, A2 e A1)	NDRS	9	61	Bogetoft, Lopes
44		Rede de distribuição aérea (A3a, A4 e BT)				Contribuição 2014
		Rede de distribuição subterrânea (AS)				Modelo C
		Mercado ponderado				NESP - Oficial
		Número de consumidores				
		Perdas não técnicas (PNT) - Negativo				
		ENDIST - Negativo				
		Número de transformadores				
	OPEX com correção de salários	Rede AT (A3, A2 e A1)	NDRS	9	61	Bogetoft, Lopes
45		Rede de distribuição aérea (A3a, A4 e BT)				Contribuição 2014
		Rede de distribuição subterrânea (AS)				Modelo D
		Mercado ponderado				NESP - Oficial
		Número de consumidores				
		Perdas não técnicas (PNT) - Negativo				
		ENDIST - Negativo				
		Número de transformadores				

Observações: (1) Modelos 1 a 35 utilizaram a base oficial publicada pela Aneel em maio de 2014. (2) Modelos 36 a 41 utilizaram a base da ANEEL publicada junto à NT nº 192/2014. (3) Modelos 42 a 45 utilizaram a base da ANEEL publicada junto à NT 407/2014. (4) Modelos 36 a 45 utilizaram restrições aos pesos, conforme detalhado em suas publicações. (5) Modelos 43 a 45 utilizaram remoção de *outliers*. (5) Nenhum dos modelos considerou apenas as DMUs do Grupo 1. Os modelos 1 a 35 incluíram DMUs do Grupo 2, conforme definido na NT 294/2011; o mesmo aconteceu nos modelos 36 a 41, desta vez conforme definições da NT 192/2014, que inclusive redefiniu os grupos; os modelos 42 a 45 incluíram todas as DMUs, conforme indicações da NT 407/2014.

A segunda etapa consistiu na coleta dos dados necessários referentes a cada concessionária de distribuição de energia no Brasil. Por norma da própria ANEEL, esses dados

são de acesso público e são disponibilizados tanto pelo agente regulador quanto pelas próprias concessionárias. Nas notas explicativas da Tabela 4, constam em detalhe os bancos de dados utilizados, todos publicados pela própria ANEEL. Foi escolha do autor trabalhar cada modelo com o banco de dados utilizado na época de sua criação, o que permitiu conferir a evolução da aplicação de DEA no setor ao longo do tempo. Neste trabalho, o escopo da análise se restringiu às concessionárias pertencentes ao Grupo 1 da ANEEL, conforme definido na Nota Técnica nº 294/2011. Alguns dados não presentes nas análises da ANEEL, porém presentes nos diversos modelos da Tabela 4, foram obtidos utilizando dados fornecidos por distribuidoras de energia e consultorias especializadas no setor, parceiras do NESP. É o caso das variáveis TMD, EUSD, Energia Não Suprida.

A terceira etapa correspondeu à aplicação da metodologia *Data Envelopment Analysis*. Conforme foi tratado no referencial teórico desta pesquisa, DEA é um método de *benchmarking* baseado em linhas de programação matemática que definem, a partir dos dados das concessionárias e da modelagem definida, uma fronteira de eficiência e, ainda, o nível de eficiência das empresas avaliadas. Uma vez que as concessionárias foram analisadas pelo método e, conseqüentemente, tenha sido construída a linha de eficiência do setor de distribuição elétrica, as empresas receberam escores que variam de 0 a 1, onde 1 é o escore atribuído a uma empresa eficiente e os valores entre 0 e 1 definem o quão ineficientes as demais empresas são. Quanto maior a diferença entre 1 e o escore da empresa, maior a ineficiência da mesma. Por se tratar de vários modelos, várias aplicações de DEA foram realizadas, atribuindo a cada empresa múltiplos escores.

A quarta etapa consistiu em coleta de dados retratando a visão de especialistas sobre a eficiência dos *players* do setor de distribuição de energia. Ao descreverem o Método Delphi, Kayo e Securato (1997) citam a importância da aplicação de questionários junto a especialistas para se potencializar a resolução de um problema complexo, bem como para prospectar tendências sobre um objeto de estudo. Especialistas da área de distribuição de energia foram selecionados e responderam a um questionário do tipo Likert de 10 pontos. Desse questionário constava o nome das empresas a serem avaliadas e um campo para o especialista definir o nível de eficiência de cada uma delas. Dessa forma, o entrevistado preencheu o valor correspondente ao nível de eficiência daquela empresa, onde 0 significa totalmente ineficiente e 10 significa eficiente.

Os especialistas foram ordenados em dois principais grupos de especialistas. O primeiro deles, composto por funcionários que formam o corpo técnico das empresas de distribuição, é formado majoritariamente por analistas e engenheiros de regulação. O segundo, composto por

profissionais que atuam na área de modelagem e não têm vínculo com nenhuma empresa de distribuição, é majoritariamente formado por professores e consultores.

A amostra foi considerada satisfatória ao atingir um número total de 15 especialistas, não pelo fato de que o número seja significativo do ponto de vista estatístico, mas pelo enorme risco de perda de qualidade mediante o acréscimo de respondentes com menos conhecimento e experiência sobre o tema. Como alguns modelos estudados pelo NESP foram analisados tendo em vista a resposta de especialistas, optou-se por não aplicar o questionário junto a pesquisadores do NESP neste trabalho.

A Figura 1 (Apêndice) representa o questionário, que em sua totalidade coletou dados das empresas do Grupo 1 da ANEEL conforme a NT 294/2011.

Por fim, na quinta etapa, foi utilizada a triangulação metodológica para avaliar a correlação entre os resultados obtidos na aplicação das diversas modelagens DEA e a avaliação dos especialistas quanto à eficiência das empresas. A triangulação metodológica (CAMPBELL; SCHWARTZ; SECHREST, 1966) foi inicialmente utilizada na Administração, sendo descrita como uma metodologia convergente, multimétodo/multitraço (CAMPBELL; FISKE, 1959) ou validação convergente. A aplicação dessa técnica, tratada por esta pesquisa como validação convergente, teve o objetivo de avaliar qual das modelagens de aplicação de DEA no setor de distribuição elétrica mais se assemelhou ao resultado obtido pela avaliação dos especialistas do setor de energia.

Foi utilizada a Correlação de Spearman para este tipo de conclusão, em detrimento da Análise de Variância (ANOVA). Conforme Levin (1985), as análises de correlação permitem identificar se as variáveis variam no mesmo sentido ou em sentidos opostos. Já a Análise de Variância se detém a avaliar as diferenças entre as médias das populações (MALHOTRA, 2001). Sendo uma das populações correspondente à pesquisa com especialistas, que observou uma escala Likert de 1 a 10, entende-se que os valores absolutos atribuídos às distribuidoras não são o foco desta coleta de dados, e sim a comparação entre elas e sua consequente classificação em posições (ordenamento). Assim sendo, os valores absolutos e sua média tiveram pouca utilidade. Por outro lado, a utilização da Correlação de Spearman entre os dados da pesquisa com especialistas e os resultados das aplicações de DEA permitiu aferir se os modelos são capazes de produzir ordenamento semelhantes, em ordem e em intensidade comparativa.

Nesta etapa também foram analisados: a sensibilidade da conclusão supracitada tendo em vista os diferentes tipos de especialistas analisados; a evolução das análises da ANEEL ao longo das notas técnicas, na medida em que foram comparadas com a visão dos especialistas;

a validação de tendências do uso de insumos, produtos e definições de retorno em escala, tendo em vista a visão dos especialistas; a validade das contribuições do núcleo de pesquisa NESP para engrandecer os modelos sugeridos pela ANEEL em suas Notas Técnicas.

4 RESULTADOS

4.1 Resultados dos modelos DEA

A Tabela 4 apresenta o resultado da aplicação de DEA nos 45 modelos analisados neste trabalho.

Foram realizadas as análises descritivas das aplicações de DEA, tanto sob a ótica das distribuidoras – Tabela 5 – quanto sob a ótica dos modelos – Tabela 6.

De forma a analisar semelhanças e diferenças entre os modelos, foram realizadas diferentes análises presentes nas Tabelas 7 e 8 e 9. A Tabela 7 apresenta a correlação de Spearman entre os resultados dos modelos. A Tabela 8 apresenta a análise descritiva associada aos dados da Tabela 7. A Tabela 9 enfoca as médias dos escores de eficiência de cada modelo.

Tabela 4 – Resultado das aplicações de DEA

Empresas	31	28	3	26	25	27	22	32	33	12	4	24	21	45	44	20	23	43	17	2	8	42	13	30	34	7	9	11	16	18	38	40	6	15	5	1	39	41	37	14	10	19	36	35	29	29	Medida		
FRATININGA	100	130	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	96	94	97	94	94	94	100	100	95	94	97	94	94	94	100	100	94	94	95	94	83	82	79	96	96	94	85	94	95	96			
RAE	100	59	100	100	100	98	99	100	100	83	100	100	97	100	100	91	94	100	90	94	96	100	93	96	96	94	95	93	95	96	94	95	96	88	93	90	93	100	100	100	100	88	87	87	100	88	89	96	
COSERN	100	130	100	100	100	96	94	100	100	97	98	100	92	100	92	98	96	92	88	95	92	95	92	95	93	95	95	96	96	95	95	88	91	90	95	95	81	95	89	88	95	95	93	89	95	82	94		
COELCE	98	130	96	100	100	100	96	86	88	88	91	100	89	100	100	89	100	100	62	85	87	100	97	84	87	84	85	89	80	78	99	100	85	84	100	85	84	67	85	97	94	88	99	99	66	89	85	80	90
ELEKTRO	100	130	88	97	93	97	98	93	90	95	88	99	86	95	95	82	91	95	77	86	100	94	86	100	100	87	85	96	84	100	85	84	100	83	86	82	74	73	69	82	82	100	70	79	81	89			
CPFL PAULISTA	95	130	93	97	100	95	100	98	98	80	92	94	83	95	94	89	97	94	86	96	83	95	86	84	83	85	84	81	84	83	93	93	82	81	79	81	83	81	78	88	88	82	76	80	74	88			
CEPE	100	130	100	100	100	99	99	100	93	91	94	98	87	97	93	87	97	79	87	71	77	77	87	82	71	77	78	77	77	70	67	79	78	86	77	79	77	78	73	80	79	79	84	80	77	75	84		
BRANDIRANTE	91	53	88	88	88	92	88	88	87	93	88	88	81	81	88	81	85	82	84	82	81	82	81	84	77	77	91	82	79	81	78	77	80	81	81	81	78	77	80	81	81	91	75	86	81	84			
COELBA	86	130	87	88	87	92	99	74	76	85	77	99	77	100	98	77	86	97	52	94	79	97	86	80	79	79	79	79	69	89	89	77	79	79	79	89	89	87	83	83	67	87	77	79	84				
AES SUL	94	59	98	94	93	89	89	96	96	73	93	86	88	81	81	86	75	81	87	75	75	81	89	80	74	78	80	75	80	74	81	80	76	75	73	75	79	79	79	73	73	76	81	73	71	82			
ESCELSA	92	55	80	84	89	95	84	96	88	97	79	83	84	77	76	76	86	76	73	72	85	71	80	94	85	96	79	76	79	85	74	75	85	72	69	72	80	82	81	77	85	75	77	75	82				
CEMAR	85	85	83	94	84	84	85	72	75	99	73	100	71	93	92	71	81	87	52	81	81	87	82	84	81	81	88	81	84	74	84	83	74	80	74	81	84	83	78	74	74	57	78	74	80	81			
ENE PARAIÁ	93	51	93	100	90	89	91	92	89	67	90	99	86	84	85	87	76	82	77	76	77	82	85	78	73	78	78	76	78	67	77	76	72	76	67	76	76	75	72	69	69	71	72	69	72	80			
ELETROPAULO	100	130	100	100	92	83	100	99	91	100	32	100	80	87	87	92	69	87	100	100	69	87	69	54	69	77	69	69	69	75	75	69	69	73	69	64	63	61	69	69	69	64	69	58	79				
CEMAT	92	56	87	94	95	96	94	85	93	62	83	83	82	82	93	54	82	80	54	80	85	76	80	88	84	80	88	80	88	84	70	70	50	81	77	80	72	72	73	45	45	50	71	50	80	78			
LIGHT	76	79	76	69	70	73	75	79	69	100	58	80	64	77	77	68	76	77	75	82	76	78	76	67	76	89	77	94	77	75	62	62	80	77	86	76	71	70	79	76	76	80	70	84	70	76			
ENE SERGIPE	97	68	89	93	88	77	85	89	87	82	85	93	73	67	63	85	77	63	87	74	83	60	81	83	83	76	76	76	76	82	56	55	74	74	73	74	55	55	56	76	76	73	56	74	52	75			
CELG	100	130	100	97	98	98	100	93	100	86	91	71	87	71	78	71	68	71	70	68	78	69	68	80	77	68	77	68	76	77	66	66	57	69	76	68	66	65	66	49	49	56	66	51	68	75			
ENERSUL	69	130	77	100	100	100	77	78	87	63	76	100	72	67	71	60	100	66	61	68	68	66	77	78	55	68	78	71	78	55	73	73	68	69	67	68	70	70	64	74	74	68	63	55	68	74			
CEMIG	100	130	67	78	78	99	100	80	72	59	55	71	71	87	79	57	74	78	47	100	98	69	65	98	98	76	65	56	64	98	64	64	51	56	58	56	64	61	64	54	54	49	64	47	56	71			
AMPLA	72	63	69	67	66	62	59	62	63	97	64	74	59	74	70	64	67	70	56	66	69	70	66	64	69	69	67	66	64	64	67	66	100	66	67	66	73	71	73	67	66	100	69	70	60	69			
CEPSA	100	51	100	99	91	91	89	83	88	61	83	75	83	60	64	73	59	59	92	59	59	59	78	61	52	59	61	60	61	50	53	52	47	59	55	59	53	52	53	46	46	45	53	47	58	66			
CEB	100	70	100	88	88	65	67	100	86	100	88	62	63	52	52	88	62	52	100	58	58	52	58	46	58	67	59	59	59	58	53	53	59	58	76	58	46	45	46	62	61	59	50	59	40	65			
COPEL	95	53	84	80	83	81	90	76	77	56	72	64	69	71	69	65	73	69	68	73	64	59	73	73	52	54	49	54	73	65	65	46	49	54	49	61	61	58	54	54	44	53	50	47	65				
CELESC	93	59	96	79	87	88	98	82	84	70	79	58	80	62	62	69	74	62	80	59	53	62	62	57	53	54	54	52	54	53	60	60	48	52	60	52	61	61	57	52	48	54	51	52	65				
CEAL	83	74	83	73	74	66	65	66	67	94	56	57	63	47	44	66	54	43	78	48	48	44	48	48	48	48	49	49	48	44	41	41	56	48	49	48	41	41	43	53	53	56	43	48	37	55			
CELPA	63	60	58	56	56	52	60	57	58	70	56	43	52	59	58	52	43	48	48	43	43	48	48	43	48	48	43	43	47	46	49	48	40	44	47	43	49	43	52	40	40	33	52	42	50				
AME	100	NA	100	66	66	MA	62	70	68	61	56	38	58	35	63	38	35	100	38	42	30	38	42	42	40	38	50	38	42	26	26	42	38	43	38	30	30	37	37	42	33	42	30	47					
CEFE	87	59	87	64	63	58	58	66	64	64	63	46	56	42	41	60	38	41	78	36	36	41	36	32	36	38	37	36	34	38	38	40	36	39	36	38	33	40	37	37	40	40	35	33	47				
Média	92	50	89	88	87	86	86	85	84	82	82	81	78	77	77	76	75	74	74	74	74	74	74	74	73	73	72	71	71	71	70	70	70	69	69	69	68	68	68	67	67	65	65	75					

Observações: (1) Resultados multiplicados por 100. (2) Tonalidade azul resalta valores próximos de 100. (3) Tonalidade vermelha resalta valores próximos de 25. (4) Tonalidade branca mostra valores intermediários.

Tabela 5 – Análise descritiva das aplicações de DEA sob a ótica das DMUs

Empresas	Média	Desvio Padrão	Máximo	Mínimo
PIRATININGA	96.23	5.12	100.00	79.33
RGE	95.64	4.77	100.00	82.86
COSESN	94.18	4.58	100.00	81.15
COELCE	90.17	9.67	100.00	62.37
ELEKTRO	89.03	8.82	100.00	68.62
CPFL PAULISTA	87.98	7.36	100.00	73.55
CELPE	84.40	9.77	100.00	67.04
BANDEBRANTE	84.03	4.61	92.71	75.06
COELBA	83.86	9.50	100.00	51.70
AES SUL	81.68	7.69	97.82	71.18
ESCELSA	81.53	7.60	97.05	69.20
CEMAR	80.52	8.91	100.00	52.01
ENE PARAIBA	80.05	8.79	100.00	66.83
ELETRIPAULO	79.35	14.30	100.00	54.02
CEMAT	77.52	14.37	98.28	44.51
LIGHT	75.91	7.34	100.00	61.55
ENE SERGIPE	75.50	11.82	96.74	52.20
CELG	75.45	14.50	100.00	48.63
ENERSUL	73.59	12.29	100.00	55.23
CEMIG	71.39	16.64	100.00	46.87
AMPLA	68.75	9.07	100.00	56.10
CEPSA	66.15	16.71	100.00	44.88
CEB	65.45	17.03	100.00	40.06
COPEL	65.42	13.05	95.10	44.49
CELESC	65.25	14.88	99.43	47.87
CEAL	55.27	13.56	93.98	37.05
CELPA	49.67	7.55	69.89	33.27
AME	47.33	19.00	100.00	25.53
CEEE	46.63	14.60	87.16	32.46

Observações: (1) Resultados multiplicados por 100.

A análise descritiva presente na Tabela 5 oferece subsídios para se concluir sobre o patamar de eficiência de algumas organizações. O tamanho proporcionalmente menor do desvio padrão em comparação às médias de eficiência, evidenciado pelas barras azuis de mesma escala nas duas colunas, demonstra que algumas DMUs são notoriamente eficientes, como Piratininga, RGE e Cosern. A análise de máximos e mínimos aponta na mesma direção, com estas DMUs estando sempre com escore de eficiência superior a 0.79 em todos os modelos. Já em outras DMUs, a eficiência dificilmente ultrapassa a barreira de 0.60 – 5% de significância – tais como CELPA, AME e CEEE.

A Tabela 6 apresenta a análise descritiva dos modelos. O fato de alguns modelos não apresentarem como máxima eficiência o valor 1.00 se explica pelo uso dos dados em painel, com as empresas sendo comparadas às suas versões em anos anteriores, sendo que nestes casos necessariamente ao menos uma DMU relacionada a anos anteriores compôs a fronteira.

Tabela 6 – Análise descritiva das aplicações de DEA sob a ótica dos modelos

Modelo	Média	Desvio Padrão	Máximo	Mínimo
31	91.79	10.31	100.00	63.19
28	90.12	13.37	100.00	58.81
3	88.89	11.44	100.00	57.78
26	87.85	13.37	100.00	56.06
25	86.84	12.60	100.00	55.74
27	86.31	14.13	100.00	52.37
22	86.24	14.44	100.00	57.61
32	84.56	12.67	100.00	57.20
33	83.98	12.49	100.00	58.25
12	81.99	15.45	100.00	55.82
4	81.56	12.52	100.00	55.74
24	81.05	19.31	100.00	30.02
21	77.63	13.19	100.00	51.90
45	77.21	18.65	100.00	35.00
44	76.69	18.44	100.00	35.00
20	76.47	14.04	100.00	52.42
23	75.48	17.25	100.00	38.02
43	75.28	18.25	100.00	35.00
17	75.49	16.72	100.00	42.84
2	74.47	18.11	100.00	36.22
8	74.41	17.05	100.00	36.21
42	74.17	18.86	100.00	30.00
13	74.09	17.25	100.00	36.21
30	73.99	18.66	100.00	32.46
34	73.49	17.66	100.00	35.78
7	73.01	16.95	96.90	38.13
9	72.25	16.30	95.65	36.63
11	71.47	16.82	95.86	36.44
16	71.46	16.23	95.28	35.78
18	71.28	17.72	100.00	34.04
38	70.52	18.85	100.00	25.62
40	70.26	18.93	100.00	25.53
6	70.09	19.10	100.00	39.99
15	69.60	16.24	94.75	36.28
5	69.55	14.17	94.67	38.88
1	69.37	16.26	94.80	36.21
39	69.14	17.39	100.00	30.24
41	68.82	17.51	100.00	30.35
37	68.27	16.00	100.00	37.06
14	68.07	18.14	98.55	36.83
10	67.95	18.21	98.55	36.71
19	67.79	19.46	100.00	33.27
36	67.47	16.08	100.00	32.58
35	66.52	17.22	94.59	35.43
29	64.96	17.50	94.90	30.23

Tabela 8 – Análise Descritiva das Correlações entre os Modelos

Modelos	Correlação Média	Desvio Padrão das Correlações	Correlação Mínima
1	0.80	0.19	0.10
15	0.79	0.19	0.09
13	0.79	0.18	0.08
9	0.78	0.21	-0.01
16	0.78	0.20	0.03
38	0.77	0.21	-0.05
40	0.77	0.21	-0.05
7	0.77	0.19	0.09
42	0.77	0.22	-0.06
43	0.77	0.22	-0.10
29	0.76	0.22	-0.07
44	0.76	0.23	-0.15
11	0.76	0.19	0.13
45	0.75	0.23	-0.15
36	0.75	0.23	-0.11
24	0.75	0.19	0.04
39	0.75	0.24	-0.17
23	0.74	0.21	-0.04
41	0.74	0.24	-0.18
8	0.73	0.22	-0.09
5	0.73	0.16	0.19
14	0.73	0.19	0.16
10	0.73	0.19	0.16
35	0.72	0.19	0.21
21	0.72	0.13	0.25
37	0.72	0.25	-0.16
2	0.72	0.19	0.00
34	0.72	0.21	-0.08
30	0.69	0.23	-0.16
18	0.68	0.20	-0.01
25	0.68	0.16	0.19
4	0.68	0.13	0.35
26	0.66	0.15	0.20
6	0.66	0.21	0.09
27	0.65	0.19	-0.02
33	0.65	0.15	0.19
22	0.64	0.18	0.08
32	0.63	0.13	0.34
20	0.62	0.12	0.37
19	0.62	0.19	0.12
28	0.62	0.19	-0.02
12	0.39	0.20	-0.02
31	0.35	0.22	0.05
3	0.33	0.24	0.03
17	0.13	0.27	-0.18

As tabelas 7 e 8 sugerem que há grande semelhança entre muitos dos modelos, com as poucas exceções sendo os modelos 3, 12, 17 e 31. Exceções à parte, em termos de correlação, há indícios de que os escores variam no mesmo sentido, ou seja, os modelos classificam as empresas comparativamente de forma semelhante. Isso reforça a robustez do método DEA como importante ferramenta de *benchmarking*.

Contudo, não se pode concluir que dois modelos com alta correlação sejam equivalentes. A Tabela 8 revela um dos principais pontos de disparidade entre os modelos. Enquanto alguns deles atribuem às empresas do setor da distribuição que compunham o Grupo 1 da Nota Técnica nº 294/2011 da ANEEL uma média de eficiência elevada, como o modelo 28; outros atribuem às mesmas empresas uma média de eficiência baixa, como o modelo 29. Cabe ressaltar que a correlação entre estes dois modelos é de 0,66, conforme a Tabela 7. Segundo Cohen (1992), correlações superiores a 0,50 podem ser interpretadas como grandes. O que chama a atenção neste caso é que um modelo pode ser avaliado (i) pelo ordenamento das DMUs em termos de eficiência, (ii) pela distância relativa entre as DMUs em termos de eficiência e (iii) pela média de eficiência das empresas do setor. Embora a análise de correlação seja rica para avaliar os itens (i) e (ii), o (iii) talvez seja o de maior relevância prática para as DMUs, especialmente em se tratando de regulação em um setor econômico que movimentava grandes cifras.

Assim sendo, uma das limitações da quarta etapa deste trabalho é que o instrumento de coleta não é robusto o suficiente para mensurar os reais níveis de eficiência das DMUs, mas apenas para mensurar ordenamento entre elas e suas distâncias relativas. Apesar dessa limitação, o trabalho continua válido, tendo em vista que um modelo DEA cujo ordenamento e distância relativa de DMUs não sejam compatível com a visão dos especialistas não seria capaz de apontar de forma válida a eficiência das empresas do setor.

Por fim, foi utilizado o Teste-T pareado, que avalia a hipótese nula de que duas amostras tenham como origem duas populações com a mesma média. Esse teste comparou apenas o modelo da NT nº 407/2014 da ANEEL (modelo 42) com os modelos estudados pelo NESP como contribuição desta (modelos 43, 44 e 45). Os resultados se encontram na Tabela 9.

Tabela 9 – Resultado do Teste T

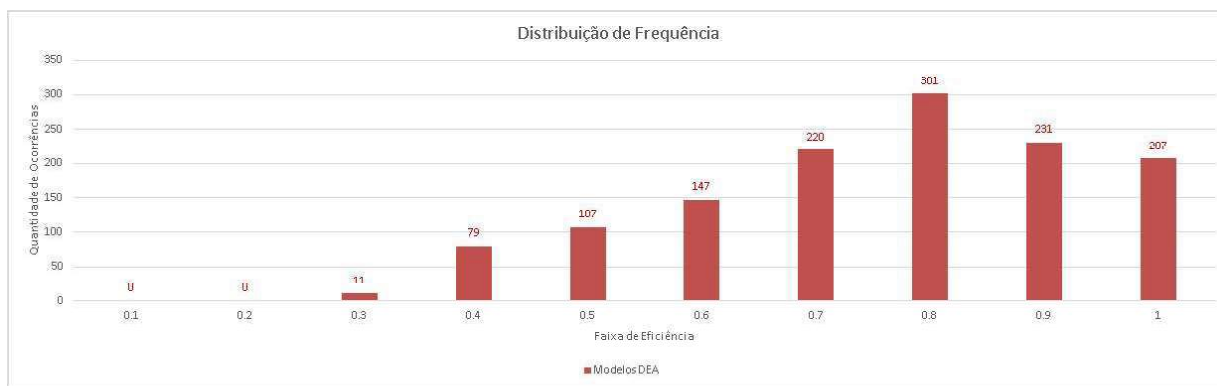
Modelo 1	Modelo 2	T-Test
Aneel NT 407/2014	Bogetoft & Lopes Modelo B	0,0187
Aneel NT 407/2014	Bogetoft & Lopes Modelo C	0,0024
Aneel NT 407/2014	Bogetoft & Lopes Modelo D	0,0003

Todos os Testes-T aplicados tiveram resultado inferior ao limite de 0,0500, definido como resultado crítico para validar a hipótese nula, o que a rejeita. Assim sendo, para cada caso, as duas populações em questão não tem como origem populações com mesma média. Em outras palavras, por mais que possa haver forte correlação entre os modelos, os valores médios de eficiência atribuídos para as DMUs demonstram que as análises da ANEEL e as da contribuição do NESP tem entendimento diferente no que diz respeito à real eficiência do setor como um todo. Em geral, as médias dos modelos sugeridos pelo NESP apresentam média superior à média do modelo proposto pela Aneel na Nota Técnica 407/2014.

4.2 Resultados da pesquisa com especialistas

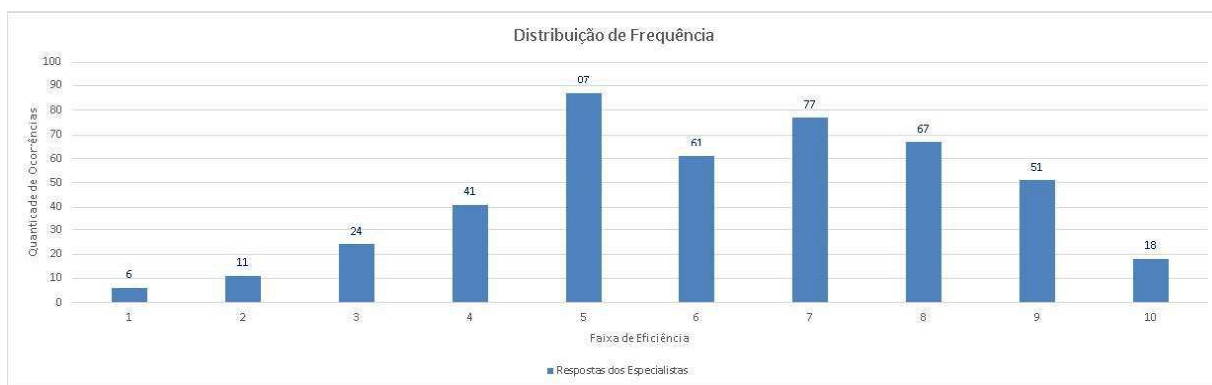
Cada especialista participante da pesquisa atribuiu a cada DMU uma nota em escala Likert de 1 a 10 para a eficiência das empresas. Como já foi dito na seção 4.1 Resultados dos modelos DEA, o valor nominal atribuído pelos especialistas para cada DMU não consiste em uma metodologia paralela para avaliação de eficiência das empresas. A Figura 6 mostra a distribuição de frequência das respostas dos especialistas para as DMUs, em contraste com os resultados dos Modelos DEA em escala comparável.

Figura 6 – Distribuição de frequência consolidada dos resultados de cada DMU em cada modelo



Observações: (1) Resultados arredondados para 1 casa decimal, conforme a Norma ABNT NBR 5891. (2) A contagem de ocorrências se deu na população da série, portanto os valores são absolutos.

Figura 7 – Distribuição de frequência consolidada das respostas dos especialistas para cada DMU



Observações: (1) A contagem de ocorrências se deu na população da série, portanto os valores são absolutos.

Por se tratar de 15 especialistas e 45 modelos, as amplitudes das séries dos gráficos das Figuras 6 e 7 não podem ser comparadas entre si. Entretanto, o formato das curvas revela que os especialistas tendem a espalhar as respostas ao longo das possibilidades, atribuindo valores muito baixos às empresas menos eficientes, e conferindo apenas às mais eficientes de uma forma global os valores mais altos. A modelagem DEA, por outro lado, tenta atribuir a cada DMU um conjunto de pesos que maximize seu resultado, o que torna relativamente frequente encontrar DMUs eficientes e raro encontrar DMUs com escore inferior a 0,2.

A Tabela 10 mostra o resultado da pesquisa com os especialistas.

Tabela 10 – Resultado da Pesquisa com Especialistas

Código	Nome	Média Especialistas	Desvio Padrão	Coefficiente de Variação	Média Distribuidoras	Média Consultores	Dif Distrib. e Consult.
D62	RGE	8,36	2,06	25%	8,22	8,60	-0,38
D46	CPFL PAULISTA	8,43	1,73	15%	8,14	8,75	-0,61
D35	PIRATININGA	7,85	2,34	30%	7,63	8,20	-0,57
D30	COELCE	7,77	1,88	24%	7,44	8,50	-1,06
D45	ELEKTRO	7,54	1,13	15%	7,75	7,20	0,55
D29	COELBA	7,40	2,03	27%	7,00	8,20	-1,20
D16	CEMAR	7,27	2,31	32%	6,70	8,40	-1,70
D01	AES SUL	7,13	1,19	17%	6,90	7,60	-0,70
D04	BANDEIRANTE	7,07	1,14	16%	7,00	7,25	-0,25
D18	CEMIG	7,00	1,20	17%	7,20	6,60	0,60
D48	ELETROPAULO	7,00	1,31	19%	7,00	7,00	0,00
D33	COSERN	7,00	2,09	30%	6,88	7,25	-0,38
D50	EMG (ENERGIA DE MINAS GERAIS)	6,86	2,14	31%	6,78	7,00	-0,22
D15	CELTINS	6,85	1,95	28%	6,56	7,50	-0,94
D03	AMPLA	6,54	1,56	24%	6,56	6,50	0,06
D60	LIGHT	6,46	1,61	25%	6,89	5,50	1,39
D51	ENERSUL	6,38	1,19	19%	6,11	7,00	-0,89
D14	CELPE	6,38	2,18	34%	6,00	7,25	-1,25
D54	ESCELSA	6,38	2,18	34%	6,00	7,25	-1,25
D53	ENE. PARAÍBA	6,33	2,31	36%	6,38	6,25	0,13
D55	ENE. SERGIPE	6,25	2,34	37%	6,25	6,25	0,00
D32	COPEL	6,14	0,77	13%	6,10	6,25	-0,15
D17	CEMAT	5,77	1,74	30%	5,56	6,25	-0,69
D11	CELESC	5,36	1,55	29%	5,00	6,25	-1,25
D19	CEPISA	5,00	1,22	24%	5,00	5,00	0,00
D10	CEEE	4,93	1,73	35%	4,60	5,75	-1,15
D13	CELPA	4,92	1,12	23%	4,88	5,00	-0,13
D20	CERON	4,85	1,72	35%	4,89	4,75	0,14
D09	CEB	4,80	1,32	28%	5,00	4,40	0,60
D12	CELG	4,71	1,59	34%	4,60	5,00	-0,40
D08	CEAL	4,31	1,11	26%	4,33	4,25	0,08
D46	ELETOACRE	4,09	1,97	48%	4,00	4,25	-0,25
D02	AME	3,64	1,45	40%	3,44	4,00	-0,56

Observações: (1) As colunas Média Especialistas, Desvio Padrão e Coeficiente de Variação consolidam as respostas de todos os especialistas. (2) A coluna Média Distribuidoras consolida as respostas de funcionários que formam o corpo técnico das empresas de distribuição. (3) A coluna Média Consultores consolida as respostas de profissionais sem vínculo com empresas de distribuição. (4) A coluna Dif Distrib. e Consult. consolida a diferença entre a coluna Média Distribuidoras e a coluna Média Consultores.

A Tabela 10 revela que algumas DMUs despertam percepções muito diversificadas no público de especialistas como um todo. É o caso da AME (coeficiente de variação igual a 40%) e da ELETROACRE (48%) Mas, de uma forma geral, os desvios relativos à média atingiram 27% do valor desta, o que pode ser considerado aceitável.

A análise da Tabela 10 também revela que algumas DMUs são consideradas mais eficientes por técnicos das empresas do setor do que por profissionais externos. O maior exemplo disso é a LIGHT. Já em outras empresas, como a CEMAR, ocorre o oposto. As diferenças, que não são tão significativas em termos absolutos, também não são significativas em termos comparativos. A Correlação de Spearman entre as ordens das médias de técnicos e profissionais externos é de 0,88.

Tabela 11 – Ordenamento das DMUs conforme Pesquisa com Especialistas

Pos	Ordenação por Especialistas	Média Esp.	Ordenação por Distribuidoras	Média Dis.	Ordenação por Consultores	Média Con.
1	RGE	8,4	RGE	8,2	CPFL PAULISTA	8,8
2	CPFL PAULISTA	8,3	CPFL PAULISTA	8,1	RGE	8,6
3	PIRATININGA	7,8	ELEKTRO	7,8	COELCE	8,5
4	COELCE	7,8	PIRATININGA	7,6	CEMAR	8,4
5	ELEKTRO	7,5	COELCE	7,4	COELBA	8,2
6	COELBA	7,4	CEMIG	7,2	PIRATININGA	8,2
7	CEMAR	7,3	COELBA	7,0	AES SUL	7,6
8	AES SUL	7,1	BANDEIRANTE	7,0	CELTINS	7,5
9	BANDEIRANTE	7,1	ELETROPAULO	7,0	BANDEIRANTE	7,3
10	CEMIG	7,0	AES SUL	6,9	CELPE	7,3
11	ELETROPAULO	7,0	LIGHT	6,9	COSERN	7,3
12	COSERN	7,0	COSERN	6,9	ESCELSA	7,3
13	EMG (ENERGIA DE MINAS GERAIS)	6,9	EMG (ENERGIA DE MINAS GERAIS)	6,8	ELEKTRO	7,2
14	CELTINS	6,8	CEMAR	6,7	ELETROPAULO	7,0
15	AMPLA	6,5	CELTINS	6,6	EMG (ENERGIA DE MINAS GERAIS)	7,0
16	LIGHT	6,5	AMPLA	6,6	ENERSUL	7,0
17	ENERSUL	6,4	ENE. PARAÍBA	6,4	CEMIG	6,6
18	CELPE	6,4	ENE. SERGIPE	6,3	AMPLA	6,5
19	ESCELSA	6,4	ENERSUL	6,1	CELESC	6,3
20	ENE. PARAÍBA	6,3	COPEL	6,1	CEMAT	6,3
21	ENE. SERGIPE	6,3	CELPE	6,0	COPEL	6,3
22	COPEL	6,1	ESCELSA	6,0	ENE. PARAÍBA	6,3
23	CEMAT	5,8	CEMAT	5,6	ENE. SERGIPE	6,3
24	CELESC	5,4	CELESC	5,0	CEEE	5,8
25	CEPISA	5,0	CEPISA	5,0	LIGHT	5,5
26	CEEE	4,9	CEB	5,0	CELG	5,0
27	CELPA	4,9	CERON	4,9	CELPA	5,0
28	CERON	4,8	CELPA	4,9	CEPISA	5,0
29	CEB	4,8	CEEE	4,6	CERON	4,8
30	CELG	4,7	CELG	4,6	CEB	4,4
31	CEAL	4,3	CEAL	4,3	CEAL	4,3
32	ELETROACRE	4,1	ELETROACRE	4,0	ELETROACRE	4,3
33	AME	3,6	AME	3,4	AME	4,0

Observações: (1) A coluna Pos indica a posição das DMUs, em ordem decrescente de eficiência conforme os especialistas; (2) A nomenclatura das colunas segue o padrão estabelecido na Tabela 11.

A Tabela 11 comprova a alta correlação supracitada: os ordenamentos produzidos pelos dois segmentos de especialistas se assemelham, assim como a distância entre média de eficiência de duas DMUs quaisquer tem quase o mesmo valor nominal em ambos os ordenamentos, o que consolida a coleta e sugere que, de um modo geral, técnicos do setor e profissionais externos têm uma visão muito parecida sobre a eficiência das companhias.

O ordenamento apresentado na coluna Ordenação de Especialistas é um parâmetro a ser seguido pelos modelos que busquem representar a eficiência do setor. Assim sendo, modelos DEA com este objetivo devem ter alta correlação com os dados do resultado da pesquisa com especialistas.

4.3 Resultados da triangulação

A triangulação foi utilizada para identificar se os modelos DEA propostos refletem a visão dos especialistas no setor. A Tabela 12 apresenta os primeiros resultados nesse sentido.

Tabela 12 – Análise de correlação dos modelos DEA com os resultados da Pesquisa com Especialistas

Modelo	Correl. Especialistas	Correl. Distribuidoras	Correl. Consultores
1	0,802	0,787	0,751
2	0,869	0,885	0,755
3	0,057	0,018	0,125
4	0,509	0,488	0,505
5	0,697	0,713	0,596
6	0,748	0,751	0,670
7	0,807	0,813	0,717
8	0,805	0,821	0,699
9	0,790	0,769	0,751
10	0,844	0,828	0,793
11	0,755	0,761	0,668
12	0,336	0,351	0,271
13	0,806	0,784	0,772
14	0,846	0,830	0,793
15	0,801	0,787	0,748
16	0,781	0,766	0,731
17	-0,054	-0,021	-0,116
18	0,762	0,791	0,635
19	0,675	0,697	0,569
20	0,551	0,542	0,513
21	0,595	0,552	0,625
22	0,615	0,589	0,615
23	0,826	0,798	0,807
24	0,832	0,813	0,790
25	0,538	0,494	0,577
26	0,536	0,500	0,556
27	0,567	0,517	0,606
28	0,535	0,494	0,561
29	0,798	0,762	0,791
30	0,748	0,740	0,695
31	0,156	0,156	0,147
32	0,467	0,479	0,406
33	0,454	0,428	0,456
34	0,796	0,814	0,689
35	0,800	0,795	0,726
36	0,850	0,810	0,843
37	0,832	0,794	0,822
38	0,913	0,872	0,907
39	0,873	0,828	0,878
40	0,912	0,870	0,907
41	0,862	0,814	0,874
42	0,909	0,886	0,867
43	0,913	0,891	0,868
44	0,870	0,843	0,838
45	0,906	0,884	0,863

Observações: (1) A nomenclatura das colunas é análoga à utilizada na Tabela 8. (2) A seta indica o modelo com a maior correlação. (3) Foram usadas 3 casas decimais excepcionalmente, para ser possível diferenciar melhor a performance de cada modelo.

A Tabela 12 aponta o Modelo 43, proposto por Bogetoft e Lopes como contribuição à Nota Técnica nº 407/2014 da ANEEL, como o modelo que melhor exprime a visão dos especialistas como um todo. Esse modelo também se destaca como o que melhor exprime a visão dos técnicos das distribuidoras, e tem bom desempenho no objetivo de exprimir a visão do profissionais externos. Entretanto, o modelo mais assertivo para representar os profissionais externos é o Modelo 40, que corresponde a um dos modelos propostos pela ANEEL na Nota Técnica nº 192/2014. Esses modelos têm características em comum, como a inserção de variáveis que exprimem qualidade como produtos negativos; o uso de rede, mercado ponderado e consumidores como produtos – ainda que segregados de formas diferentes – e a utilização de OPEX com correção de salários como insumo único. Aparentemente, essas características vão se consolidando como a melhor opção para retratar o setor elétrico nacional.

4.3.1 Análise de produtos, insumos e retorno de escala

Foi realizada uma análise envolvendo os modelos 1 a 35, que utilizaram a mesma base de dados. Esses modelos foram segregados de três formas diferentes, a primeira conforme os produtos utilizados, a segunda conforme os insumos utilizados e a terceira conforme o regime em escala utilizado. O parâmetro de comparação foi o modelo base da ANEEL da NT nº 294/2011, precursor dos modelos posteriores. A NT nº 407/2014, por exemplo, se baseia no mesmo insumo, OPEX, mas com correção de salários; se baseia nos mesmos produtos – redes, mercado e consumidores, mas com a rede segregada em três diferentes produtos e a adição de variáveis qualitativas; e também utiliza NDRS como regime de escala.

O Quadro 4 mostra os grupos de modelos formados e suas características. O objetivo da análise é validar se as características utilizadas pela ANEEL, quando comparadas com outras alternativas, produzem resultados mais condizentes com a visão dos especialistas.

Quadro 4 – Grupos de modelos afins

Nome do Grupo	Características
Prod Aneel	Modelos cujos produtos são exatamente: Rede Total, Mercado Ponderado e Número de Consumidores, conforme NT 194/2011
Prod Alternativos	Demais modelos.
insumo OPEX	Modelos cujo insumo é exatamente OPES, conforme NT 194/2011
insumo IUIEX	Modelos cujo insumo é exatamente IUIEX
insumo OPEX + CAPEX	Modelos cujos insumo são exatamente: CAPEX e OPEX.
NDRS	Modelos cujo regime de escala é exatamente NDRS, conforme NT 194/2011
VRS	Modelos cujo regime de escala é exatamente VRS
CRS	Modelos cujo regime de escala é exatamente CRS

Para cada grupo, foram gerados escores de eficiência para todas as empresas. Esses escores correspondem à média dos escores de cada modelo que compõe cada grupo. Os escores dos grupos foram comparados com os resultados da pesquisa com especialistas, e os resultados foram apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Análise de consistência dos produtos, insumos e regime de escala do modelo da NT nº 294/2011

Correlação	Especialistas	Distribuidoras	Consultores
Média Prod Aneel	0,79	0,77	0,73
Média Prod Alternativos	0,82	0,80	0,76
Média insumo OPEX	0,85	0,86	0,77
Média insumo TOTEX	0,61	0,58	0,61
Média insumo OPEX + CAPEX	0,04	0,04	0,03
Média NDRS	0,81	0,80	0,73
Média VRS	0,73	0,72	0,70
Média CRS	0,71	0,67	0,73

Observações: (1) Tonalidade azul ressalta valores próximos de 1; (2) Tonalidade vermelha ressalta valores próximos de 0; (3) Tonalidade branca mostra valores intermediários.

A Tabela 13 revela que, em termos de insumos, a base proposta pela NT nº 294/2011 parece sólida. O uso de OPEX como insumo parece refletir a visão não apenas de especialistas em geral, como também de técnicos das distribuidoras e de profissionais externos.

Chama a atenção a baixa correlação dos modelos com OPEX e CAPEX, o que pode ser explicado pelas características de DEA. Na medida em que esses modelos não possuem restrição de pesos para insumos, DEA pode alocar pesos apenas para CAPEX em empresas que praticamente não investiram e transformá-las em eficientes pelo baixo consumo de CAPEX, distorcendo os resultados.

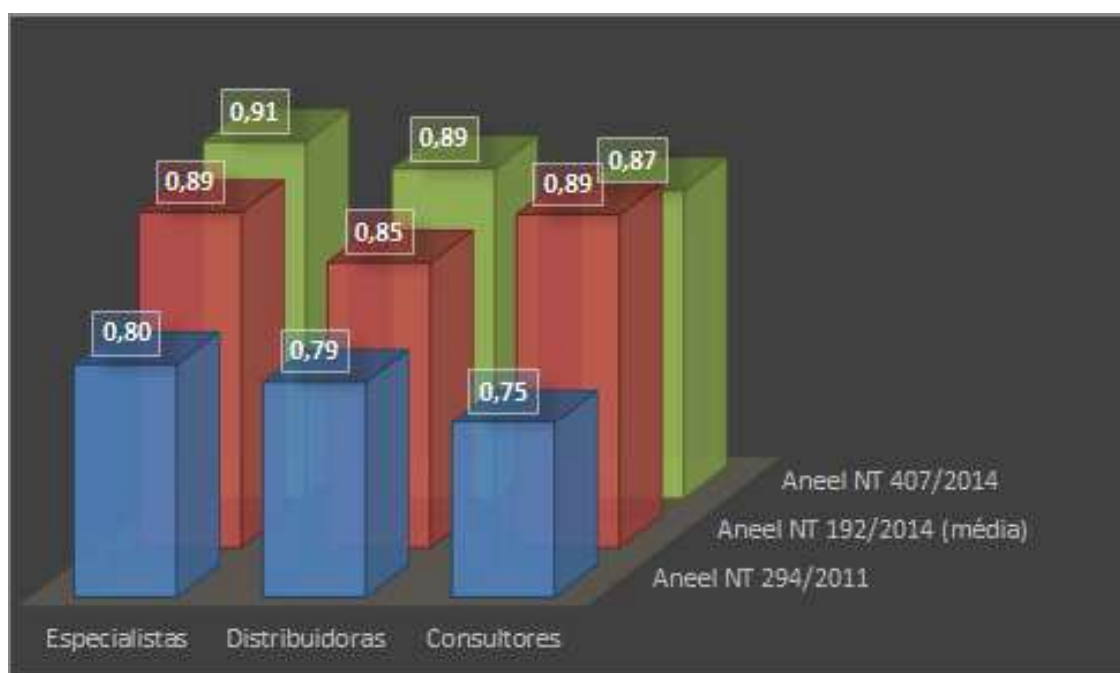
A Tabela 13 também sugere que os modelos baseados em NDRS são uma escolha acertada, pois são os que melhor refletem a opinião de especialistas em geral e dos técnicos das distribuidoras. A visão dos profissionais externos também é bem retratada pelo NDRS, mas sem tanta ênfase. Chama a atenção o fato de que o modelo VRS, considerado mais adequado pela academia, não representa com tanta força a opinião dos especialistas como os demais. Talvez pelo fato de que este tipo de regime de escala admita a presença de retornos decrescentes de escala com o aumento do porte, o que em geral os especialistas não acreditam ser o caso do setor.

Por fim, a Tabela 13 revela que, embora os modelos que utilizam os produtos da ANEEL, na NT nº 294/2011, tenham correlação forte com a visão dos especialistas, os demais são ainda mais representativos. Este seria o principal espaço para evolução do modelo da ANEEL. Importante notar que a própria ANEEL caminha nesse sentido, pois as principais evoluções presentes nas Notas Técnicas nº 192/2014 e nº 407/2014 foram a alteração e inclusão de produtos no modelo.

4.3.2 Evolução dos modelos da ANEEL

Foram analisados os modelos da ANEEL presentes nas Notas Técnicas nº 294/2011, nº 192/2014 e nº 407/2014. O objetivo dessa análise foi comparar os escores produzidos pelos modelos dessas notas técnicas com os resultados da pesquisa com especialistas.

Figura 8 – Análise dos modelos da ANEEL, em comparação com a visão dos especialistas



Observações: (1) Os dados do modelo Aneel NT 192/2014 (média) foram construídos a partir da correlação da visão dos especialistas com a média dos escores de eficiência das empresas dos seis modelos da referida NT. (2) Cor azul se refere à análise da NT 294/2011, cor vermelha se refere à da NT 192/2014, cor verde se refere à da NT

A Figura 8 revela que, a cada nova Nota Técnica, a ANEEL tem obtido maior êxito em refletir a visão dos especialistas em geral. A Correlação de Spearman entre a visão dos especialistas e os modelos da ANEEL saltou de 0,8 a 0,91. Se o primeiro resultado já indicava

uma correlação forte, o segundo mostra uma modelagem bastante sólida, 13% mais alinhada com a visão dos especialistas.

O mesmo fenômeno pode ser observado quando se analisa apenas a visão dos técnicos das distribuidoras. Contudo, ao analisar a visão do segmento de profissionais externos, a NT nº 407/2014 representou um retrocesso para a nossa análise com relação à NT nº 192/2014 como um todo. Este aspecto se agrava, na medida em que se considera que a NT nº 192/2014 apresentou seis modelos, enquanto a NT nº 407/2014 apresentou apenas um como solução mais definitiva. Uma análise que envolva todos os modelos da NT nº 192/2014 (Tabela 14) mostra que houve modelos na NT nº 192/2014 com resultados superiores aos da NT nº 407/2014 na tentativa de representar não só a visão dos profissionais externos, como também a dos especialistas em geral.

Tabela 14 – Análise dos modelos propostos pela ANEEL, com quebra da NT nº 192/2014 por modelo proposto

Modelo	Especialistas	Distribuidoras	Consultores
Aneel NT 294/11	0,802	0,787	0,751
Aneel NT 192/2014 Modelo 1	0,850	0,810	0,843
Aneel NT 192/2014 Modelo 2	0,832	0,794	0,822
Aneel NT 192/2014 Modelo 3	0,913	0,872	0,907
Aneel NT 192/2014 Modelo 4	0,873	0,828	0,878
Aneel NT 192/2014 Modelo 5	0,912	0,870	0,907
Aneel NT 192/2014 Modelo 6	0,862	0,814	0,874
Aneel NT 407/2014	0,909	0,886	0,867

Observações: (1) Tonalidade azul ressalta valores próximos de 1. (2) Tonalidade vermelha ressalta valores próximos de 0. (3) Tonalidade branca mostra valores intermediários.

Como na NT nº 192/2014, a ANEEL chega a apresentar a média dos escores de eficiência das empresas nos diferentes modelos para fins de ordenamento, as análises que sucederam imediatamente o Gráfico 9 continuam válidas. Entretanto, fica palpável que, dentre seus próprios modelos propostos, o modelo atual da ANEEL até a data de redação deste trabalho, embora bom, não é o melhor.

Também foi realizado o mesmo tipo de análise com as contribuições do NESP que sucederam as Notas Técnicas nº 294/2011 e nº 407/2014; a primeira em parceria com o Dr. Rajiv Banker, da Temple University, USA, a segunda com o Dr. Peter Bogetoft, da Copenhagen School of Business, Dinamarca. O resultado está descrito na Tabela 15.

Tabela 15 – Análise das contribuições do NESP em comparação com as Notas Técnicas da ANEEL que as precederam

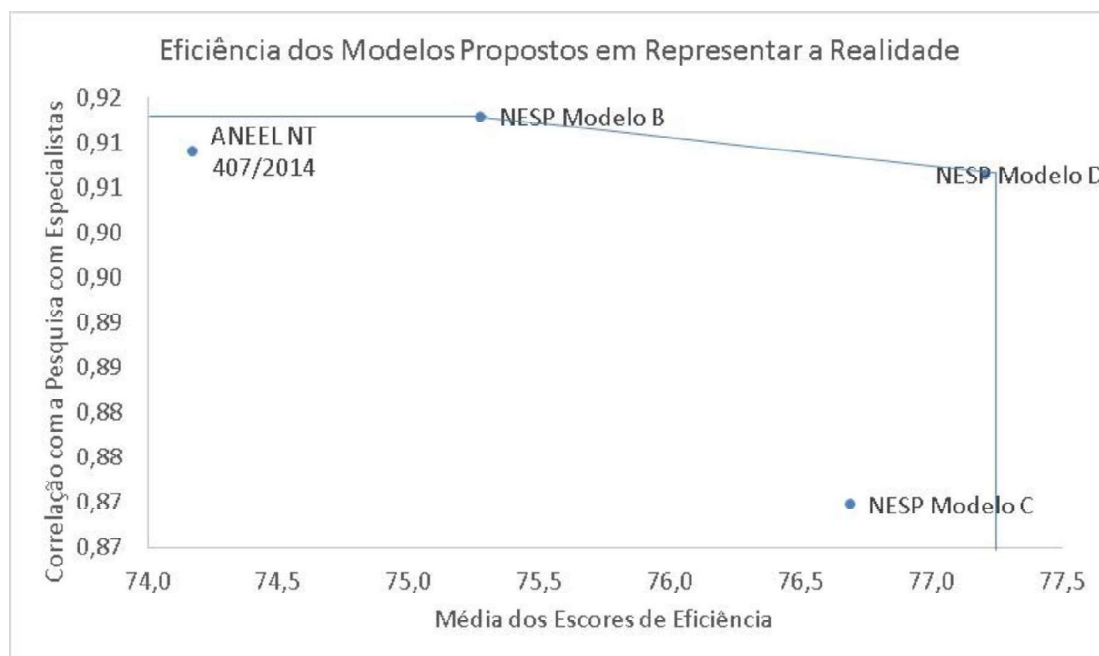
Modelos	Especialistas	Distribuidoras	Consultores
Aneel NT 294/2011	0,802	0,787	0,751
Banker	0,869	0,885	0,755
Aneel NT 407/2014	0,909	0,886	0,867
Bogetoft & Lopes Modelo B	0,913	0,891	0,868
Bogetoft & Lopes Modelo C	0,870	0,843	0,838
Bogetoft & Lopes Modelo D	0,906	0,884	0,863

Observações: (1) Tonalidade azul ressalta valores próximos de 1; (2) Tonalidade vermelha ressalta valores próximos de 0; (3) Tonalidade branca mostra valores intermediários.

Conforme a Tabela 15, é possível perceber que as contribuições do NESP têm trazido avanços nos esforços para se refletir a realidade do setor de distribuição. Assim como o modelo proposto por Banker (2011) apresentaram resultados com maior correlação com a pesquisa com especialistas em todos os segmentos possíveis, em comparação com a NT n° 294/2011, o mesmo ocorreu com o modelo B proposto por Bogetoft e Lopes (2014), desta vez tendo a NT n° 407/2014 como comparação.

Algumas publicações sobre DEA por vezes insinuam que um modelo capaz de representar corretamente um setor é um modelo com alta média dos escores de eficiência das DMUs em análise. Seguindo esse raciocínio, foram confrontados os quatro últimos modelos, tendo em vista não somente a pesquisa com especialistas, mas também a média do setor. Essa análise procurou não especificar nenhum dos dois quesitos como o mais relevante, mas sim tratá-los como se ambos o fossem, utilizando a mesma lógica de um modelo DEA com esses critérios como produtos e o insumo unitário. O Gráfico 10 mostra essa análise, revelando uma fronteira de eficiência que categoriza esses modelos entre fronteirios e não fronteirios.

Figura 9 – Modelos eficientes na representação do setor



A Figura 9 mostra que os Modelos B e D do NESP podem ser considerados eficientes, cada um por se destacar em um dos critérios. O Modelo da NT nº 407/2014 não pode ser considerado eficiente e seu *benchmarking* é o Modelo B, que está relativamente próximo no gráfico e o supera tanto na correlação com a Pesquisa com Especialistas como também na média dos escores de eficiência das DMUs. A conclusão da análise do Gráfico 9 aponta na mesma direção da conclusão da análise da Tabela 15: as modelagens do NESP são mais eficientes como um todo para melhor representar a eficiência das distribuidoras de energia elétrica do Brasil.

Embora algumas das diferenças numéricas apresentadas neste trabalho possam não ser significativas – no Gráfico 10, a diferença entre os pontos NESP Modelo B e ANEEL NT 407/2014 no eixo y é de apenas 0,4% - ressalta-se a importância em termos numéricos de qualquer resultado em suas casa decimais, pois os resultados das modelagens da Aneel impactam no preço da tarifa cobrada pelas distribuidoras e na própria viabilidade financeira de seus negócios.

5 CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou as seguintes conclusões:

- A metodologia proposta neste trabalho se apresenta como um rico caminho para validar resultados obtidos através do uso de técnicas de *benchmarking*, sobretudo Data Envelopment Analysis;

- A visão de especialistas que trabalham ou estudam o setor de distribuição sobre a eficiência das empresas do setor pode ser refletida com sucesso utilizando-se *Data Envelopment Analysis*;

- A visão dos técnicos que trabalham nas empresas do setor de distribuição sobre a eficiência destas é muito próxima da visão dos profissionais que estudam o setor, sendo eles pesquisadores de *Data Envelopment Analysis* ou consultores que atuam no setor;

- A visão dos especialistas que trabalham ou estudam no setor de distribuição sugere que a base do modelo DEA proposto pela ANEEL para identificar a eficiência das empresas do setor de distribuição – representada pela seleção de OPEX como insumo; rede, mercado e consumidores como produtos; NDRS como regime de escala – é uma base sólida e está no caminho certo;

- A ANEEL vem progressivamente aprimorando seus modelos em torno da base supracitada e obtendo resultados mais apurados para representar a eficiência do setor de distribuição brasileiro;

- As contribuições do Núcleo de Eficiência, Sustentabilidade e Produtividade (NESP) da Faculdade de Ciências Econômicas da UFMG, em geral, oferecem soluções ainda mais robustas para refletir a visão dos especialistas, contribuindo para o desenvolvimento da regulação no Brasil.

Como sugestões para trabalhos futuros tem-se:

- Expandir a amostra de especialistas;

- Expandir o estudo para todas as empresas de distribuição, e não somente às que compuseram o Grupo 1 da NT nº 294/2011 – a NT nº 407/2014 propôs agrupar todas as empresas em um único grupo para aplicação de DEA;

- Expandir o estudo, desta vez levando em consideração modelos que incluam variáveis ambientais;

- Expandir o questionário com especialistas para obter uma visão da eficiência da empresa que aborde não apenas o custo operacional como também o custo de capital, e comparar os resultados da pesquisa com os das metodologias utilizadas para mensurar custo operacional e custo de capital eficientes.

6 REFERENCIAL

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 265/2010-SRE/ANEEL, de 25 de Agosto de 2010.** Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/> >. Acesso em: 03 de Janeiro de 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 101/2011-SRE/ANEEL, de 19 de Abril de 2011.** Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/> >. Acesso em: 10 de Setembro de 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 294/2011-SRE/ANEEL, de 26 de Outubro de 2011.** Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/> >. Acesso em: 15 de Outubro de 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 192/2014-SRE/ANEEL, de 06 de Junho de 2014.** Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/> >. Acesso em: 15 de Outubro de 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 407/2014-SRE/ANEEL, de 04 de Dezembro de 2014.** Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/> >. Acesso em: 02 de Fevereiro de 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 66/2015-SRE/ANEEL, de 24 de Abril de 2015.** Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/> >. Acesso em: 04 de Maio de 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Desafios na definição da Base de Remuneração de Ativos.** Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/texto_discussao3.pdf >. Acesso em: 05 de Fevereiro de 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Parte I – Energia no Brasil e no mundo. In: ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil.** Brasília, 2008. p. 17-36. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap1.pdf >. Acesso em: 01 de Abril de 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Submódulo 2.6 – Perdas de Energia.** 2011. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/arquivos/Excel/Proret_Subm%C3%B3dulo%202.6.pdf >. Acesso em: 03 de Maio de 2015.

AMATO, FÁBIO. Aneel divulga lista de empresas com interesse em renovar concessões. **Globo.** 16 de Outubro de 2012. Disponível em: < <http://g1.globo.com/economia/noticia/2012/10/aneel-divulga-lista-de-empresas-com-interesse-em-renovar-concessoes.html> >. Acesso em: 22 de Abril de 2015.

APPOLINÁRIO, Fabio. **Dicionário de metodologia científica:** um guia para a produção do conhecimento científico. São Paulo: Atlas, 2004.

ARNOLD, Victor L. et al. New uses of DEA and statistical regressions for efficiency evaluation and estimation—with an illustrative application to public secondary schools in Texas. **Annals of Operations Research**, v. 66, n. 4, p. 255-277, 1996.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Visão Geral do Setor**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 02 de Abril de 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO. **Setor elétrico recua pela primeira vez desde 2001 e agrava crise da indústria**. Disponível em: <<http://www.abegas.org.br/Site/?p=46536>>. Acesso em: 3 de Abril de 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5891**: Regras de arredondamento na numeração decimal. Rio de Janeiro, 1977.

AZEVEDO, C. E. F. *et al.* A estratégia de triangulação: objetivos, possibilidades, limitações e proximidades com o pragmatismo. In: ENCONTRO DE ENSINO E PESQUISA EM ADMINISTRAÇÃO E CONTABILIDADE (ANPAD), 5., 2013, Brasília. **Anais...** Brasília/DF: EnEPQ, 3 de novembro de 2013. Disponível em: <http://www.anpad.org.br/diversos/trabalhos/EnEPQ/enepq_2013/2013_EnEPQ5.pdf>. Acesso em: 12 de março de 2015.

BAKER, Kenneth R. Linear Programming: Data Envelopment Analysis. **Optimization Modeling with Spreadsheets, Second Edition**, p. 175-210, 2011.

BANKER, Rajiv D.; CHANG, Hsihui. A simulation study of hypothesis tests for differences in efficiencies. **International Journal of Production Economics**, v. 39, n. 1, p. 37-54, 1995.

BANKER, Rajiv D.; CHARNES, Abraham; COOPER, William Wager. Some models for estimating technical and scale inefficiencies in data envelopment analysis. **Management science**, v. 30, n. 9, p. 1078-1092, 1984.

BANKER, Rajiv D.; NATARAJAN, R. **Statistical tests based on DEA efficiency scores, Handbook of Data Envelopment Analysis**. 2004.

BANKER, Rajiv. June 2011. **Report on ANEEL's Proposal for Electricity Distribution Tariff Regulation Technical Note No. 101/2011**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/040/contribuicao/rajiv_banker_and_ana_lopes_report.pdf>. Acesso em: 10 de Janeiro de 2015.

BELLINGIERI, Julio Cesar. A economia no período militar (1964-1984): crescimento com endividamento. **Revista Hispeci & Lema, Bebedouro-SP**, v. 8, p. 12-17, 2005.

BOGAN, Christopher E.; ENGLISH, Michael J. **Benchmarking, aplicações práticas e melhoria contínua**. São Paulo: Makron Books, 1997.

BOGETOFT, Peter; OTTO, Lars. **Benchmarking with DEA, SFA, and R**. Springer Science & Business Media, 2010.

BOGETOFT, Peter. **Performance benchmarking: Measuring and managing performance**. Springer Science & Business Media, 2013.

BOGETOFT, Peter. 2014. **Comments on the Brazilian benchmarking model for energy distribution regulation fourth cycle of tariff review—NT 192/2014**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 06 de Março de 2015.

BOUGNOL, Marie-Laure; DULA, Jose H. Validating DEA as a ranking tool: An application of DEA to assess performance in higher education. **Annals of Operations Research**, v. 145, n. 1, p. 339-365, 2006.

BRASIL. Medida Provisória n. 579, de 11 de setembro de 2012. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm>. Acesso em: 03 de Fevereiro de 2014

BRUNETTA, Marlon Rodrigo. Avaliação da eficiência técnica e de produtividade usando análise por envoltória de dados: um estudo de caso aplicado a produtores de leite. 2004.

BUENO, Daiane de Fátima dos Santos *et al.* A Utilização da Análise por Envoltória de Dados na Liberação de Crédito em uma Agência Bancária no Rio Grande do Sul. In: SEGeT—SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA, 7., 2011, Resende. **Anais...** Resende: SEGet, 19 de outubro de 2011. Disponível em: <<http://www.aedb.br/seget/arquivos/artigos11/47414572.pdf>>. Acesso em: 15 de Março de 2015.

CALÔBA, Guilherme Marques; LINS, Marcos Pereira Estellita. Análise da Eficiência das Distribuidoras de Gás Natural Brasileiras Utilizando Análise Envoltória de Dados. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 37., Gramado, 2005. **Anais...** Gramado: SBPO, 27 de novembro de 2005.

CAMPBELL, Donald T.; FISKE, Donald W. Convergent and discriminant validation by the multitrait-multimethod matrix. **Psychological bulletin**, v. 56, n. 2, p. 81, 1959.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Setor Elétrico**. Disponível em: <http://www.cee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_afzLoop=419340618081239#%40%3F_afzLoop%3D419340618081239%26_adf.ctrl-state%3Djcfph4ag0_4>. Acesso em: 04 de Outubro de 2014.

CAMPBELL, Donald T.; SCHWARTZ, Richard D.; SECHREST, Lee. **Unobtrusive measures: Nonreactive research in the social sciences**. Chicago: Rand McNally, 1966.

CANAL ENERGIA. **BNDES desembolsa R\$ 19 bilhões para o setor em 2014**. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Noticiario.asp?id=105631>>. Acesso em 25 de março de 2015.

CAVES, Douglas W.; CHRISTENSEN, Laurits R.; DIEWERT, W. Erwin. The economic theory of index numbers and the measurement of input, output, and productivity. **Econometrica: Journal of the Econometric Society**, v. 50, n. 6, p. 1393-1414, 1982.

CERETTA, Paulo Sergio. Investigação empírica da eficiência no setor de alimentos. **Gestão & Produção**, v. 6, n. 3, p. 162-169, 1999.

CHARNES, Abraham; COOPER, William W. Programming with linear fractional functionals. **Naval Research logistics quarterly**, v. 9, n. 3-4, p. 181-186, 1962.

CHARNES, Abraham; COOPER, William W.; RHODES, Edwardo. Measuring the efficiency of decision making units. **European journal of operational research**, v. 2, n. 6, p. 429-444, 1978.

CHARNES, Abraham (Ed.). **Data Envelopment Analysis: Theory, Methodology, and Applications: Theory, Methodology and Applications**. Springer Science & Business Media, 1994.

COELLI, Tim *et al.* **Una introducción a las medidas de eficiencia para reguladores de servicios públicos y de transporte**. Bogotá: Alfaomega, 2003.

COHEN, Jacob. Statistical power analysis. **Current Directions in Psychological Science**, v. 1, n. 3, p. 98-101, 1992.

CORREIO DO BRASIL. **Custo da energia para a indústria irá subir quase 90% em três anos, diz Firjan**. Disponível em: <<http://correiodobrasil.com.br/meio-ambiente/energia/custo-da-energia-para-a-industria-ira-subir-quase-90-em-tres-anos-diz-firjan/744185/>>. Acesso em: 16 de Dezembro de 2014.

COUTINHO, Paulo; OLIVEIRA, A. Determinação da taxa de retorno adequada para concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil. **Brasília: Relatório Final Fubra**, 2002.

D'ARAUJO, Roberto Pereira. **A MP 579: Impacto sobre as empresas estatais**. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/eventos/USP_Roberto8nov.pdf>. Acesso em 13 de Fevereiro de 2015.

DA SILVA, Marcelo Squinca. A estatização do setor de energia elétrica: embates entre entreguistas e tupiniquins no centro diretivo do Segundo Governo Vargas (1951-54). **Mediações-Revista de Ciências Sociais**, v. 10, n. 1, p. 157-164, 2005.

DE CASTRO, Nivalde J. et al. O processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e os Impactos da MP 579. 2013.

DE MORAES PEDROSO, Marcel et al. Eficiência Relativa da Política Nacional de Procedimentos Cirúrgicos Eletivos de Média Complexidade. **RAC-Revista de Administração Contemporânea**, v. 16, n. 2, p. 237-252, 2012.

DE SOUZA, Antonio Ricardo. Uma nova forma de articulação entre o Estado, o mercado (concessionárias) e os usuários de serviços públicos no Brasil: em análise a criação das agências reguladoras e o seu novo marco regulatório do setor público de infra-estrutura. **Uniciências**, v.9, n. 1, 2014.

- EFRON, Bradley; TIBSHIRANI, Robert J. **An introduction to the bootstrap**. CRC press, 1994.
- FARRELL, Michael James. The measurement of productive efficiency. **Journal of the Royal Statistical Society**, Series A (General), v. 120, n. 3, p. 253-290, 1957
- FAUSTO, Boris. **História do Brasil**. Editora da Universidade de São Paulo, 1994.
- GARCIA, Pauli Adriano de Almada; MELO, P. F.; SCHIRRU, R. Aplicação de um modelo fuzzy DEA para priorizar modos de falha em sistemas nucleares. **Pesquisa Operacional**, v. 29, n. 2, p. 383-402, 2009.
- GIANNAKIS, Dimitrios; JAMASB, Tooraj; POLLITT, Michael. Benchmarking and incentive regulation of quality of service: an application to the UK electricity distribution networks. **Energy Policy**, v. 33, n. 17, p. 2256-2271, 2005.
- GOLDENBERG, José; PRADO, Luiz Tadeu Siqueira. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. **Tempo social**, v. 15, n. 2, p. 219-235, 2003.
- GOMES, Eliane *et al.* Gestão de auto-estradas: análise de eficiência das auto-estradas federais brasileiras com portagens. **Revista Portuguesa e Brasileira de Gestão**, v. 11, n. 2-3, p. 55-62, 2012.
- GROWITSCH, Christian; JAMASB, Tooraj; POLLITT, Michael. Quality of service, efficiency and scale in network industries: an analysis of European electricity distribution. **Applied Economics**, v. 41, n. 20, p. 2555-2570, 2009
- GROWITSCH, Christian; JAMASB, Tooraj; WETZEL, Heike. **Efficiency effects of quality of service and environmental factors: experience from Norwegian electricity distribution**. EWI Working Paper, 2010.
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Censo Demográfico 2010**. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censo2010/default.shtm>>. Acesso em: 28 de Março de 2015.
- JAMASB, Tooraj; POLLITT, Michael. Benchmarking and regulation: international electricity experience. **Utilities Policy**, v. 9, n. 3, p. 107-130, 2000.
- JAMASB, Tooraj; POLLITT, Michael. International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities. **Energy Policy**, v. 31, n. 15, p. 1609-1622, 2003.
- JAMASB, Tooraj; NEWBERY, David MG; POLLITT, Michael G. Core indicators for determinants and performance of the electricity sector in developing countries. **World Bank Policy Research Working Paper**, n. 3599, 2005.
- KASSAI, Silvia. **Utilização da análise por envoltória de dados (DEA) na análise de demonstrações contábeis**. 318 f. Tese (Doutorado em Contabilidade e Controladoria) –

Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Departamento de Contabilidade e Atuária, Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, 2002.

KAYO, Eduardo Kazuo; SECURATO, José Roberto. Método Delphi: fundamentos, críticas e vieses. **Cadernos de pesquisa em Administração**, v. 1, n. 4, p. 51-61, 1997.

LETA, Fabiana Rodrigues *et al.* Métodos de melhora de ordenação em DEA aplicados à avaliação estática de tornos mecânicos. **Investigação Operacional**, v. 25, n. 2, p. 229-242, 2005.

LEVIN, J. **Estatística aplicada a ciências humanas**. São Paulo: Harbra, 1985.

LEVINE, Robert M. **Pai dos pobres?: o Brasil e a era Vargas**. Editora Companhia das Letras, 2001.

LINS, Marcos Estellita *et al.* O uso da Data Envelopment Analysis (DEA) para avaliação de hospitais universitários brasileiros. **Ciência & Saúde Coletiva**, v. 12, n. 4, p. 985-998, 2007.

LMDM CONSULTORIA. **Contribuições CP 011/2013**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/LMDM%20CONSULTORIA%20CP%20011_2013.pdf>. Acesso em: 20 de Abril de 2015.

LOPES, Ana Lúcia Miranda *et al.* **Avaliação do desempenho de carteiras de ações selecionadas pelo modelo de Data Envelopment Analysis-DEA**. Disponível em: <https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CB0QFjAA&url=http%3A%2F%2Ficase.itarget.com.br%2Ffra%2Farquivos%2Fapm%2F24.doc&ei=KfgrVYX7K4XdsATdk4GYDw&usg=AFQjCNHIYp1P40TGvcejmAErgV2_4wOPCQ&sig2=px25_L6c6MeNUgQmwQAzkQ&bvm=bv.90491159,d.cWc>. Acesso em: v. 2, 2009.

LUGOBONI, Leonardo Fabris; ZITTEI, Marcus Vinicius; PAULINO, Adriana de Toledo. A importância da sustentabilidade para as empresas do setor de energia elétrica: utilização de relatório de sustentabilidade com base no Gri - Global Reporting Initiative. Fórum Internacional EcoInovar, 3., 2014. **Anais...** Santa Maria: 3 de Setembro de 2014. Disponível em: <<http://ecoinovar.com.br/cd2014/arquivos/artigos/ECO137.pdf>>. Acesso em: 28 de Abril de 2015.

MACEDO, Marcelo Alvaro da Silva; SANTOS, Rodrigo Melo; SILVA, Fabrícia de Farias da. Desempenho organizacional no setor bancário brasileiro: uma aplicação da Data Envelopment Analysis. **RAM - Revista de Administração Mackenzie**, v. 7, n. 1, p. 11-44, 2006.

MALHOTRA, N. **Pesquisa de marketing: uma orientação aplicada**. 3. ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.

MELLO, João Carlos Correia Baptista Soares *et al.* Análise de envoltória de dados no estudo da eficiência e dos benchmarks para companhias aéreas brasileiras. **Pesquisa Operacional**, v. 23, n. 2, p. 325-345, 2003.

MELLO, João Carlos Correia Baptista Soares; GOMES, Eliane Gonçalves. Eficiências aeroportuárias: uma abordagem comparativa com análise de envoltória de dados. **Revista de Economia e Administração**, v. 3, n. 1, p. 15-23, 2004.

MEZA, Lidia Angulo *et al.* Avaliação do ensino nos cursos de pós-graduação em Engenharia: um enfoque quantitativo de avaliação em conjunto. **ENGEVISTA**, v. 5, n. 9, p. 41-49, dez. 2003.

NEUBERG, Leland Gerson. Two issues in the municipal ownership of electric power distribution systems. **The Bell Journal of Economics**, v. 8, n. 1, p. 303-323, 1977.

OLIVEIRA, Nielmar. Consumo de energia elétrica cresceu 3,5% em 2013. **Agência Brasil**. Publicado em 29 de Janeiro de 2014. Disponível em: <<http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2014-01/consumo-de-energia-eletrica-cresceu-35-em-2013>>. Acesso em: 15 de Março de 2014 .

PEANO, C. de R. Regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela Aneel. **São Paulo**, 2005.

PEÑA, Carlos Rosano. Um Modelo de Avaliação da Eficiência da Administração Pública através do Método Análise Envoltória de Dados (DEA). **Revista de Administração Contemporânea**, Curitiba, Paraná, v. 12, n. 1, p. 83-106, 2008.

PESSANHA, José Francisco Moreira; SOUZA, Reinaldo Castro; LAURENCEL, Luiz da Costa. Um modelo de Data Envelopment Analysis para o estabelecimento de metas de continuidade do fornecimento de energia elétrica. **Pesquisa Operacional**, v. 27, n. 1, p. 51-83, 2007.

PESSANHA, José Francisco Moreira; SOUZA, Reinaldo Castro; LAURENCEL, Luiz da Costa. Usando DEA na avaliação da eficiência operacional das distribuidoras do setor elétrico brasileiro. In: CONGRESSO LATINO-IBEROAMERICANO DE INVESTIGACION DE OPERACIONES Y SISTEMAS, 12., 2004, Ciudad de La Havana (Cuba). **Proceedings...** Ciudad de La Havana (Cuba). Disponível em: <<http://professorjf.webs.com/claio2004.PDF>>. Acesso em: 03 de Abril de 2015.

PÉRES, Vitor M.; CAMPOS, Marcus VB; LIANG, Thon Lean S. Smart Grid: A Chance for Brazilian Electric Distribution. **Journal INNOVER**, v. 1, n. 4, p. 106-118, 2015.

PIRES, José CL; PICCININI, Marício S. A regulação dos setores de infra-estrutura no Brasil. **A economia brasileira nos anos**, v. 90, p. 217-260, 1999.

PIRES, José Claudio Linhares. **Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro**. BNDES, Area de Planejamento, Departamento Econômico-DEPEC, 2000.

PIRES, José Claudio Linhares; GIAMBIAGI, Fabio; SALES, André Franco. **As perspectivas do setor elétrico após o racionamento**. BNDES, Área de Planejamento, Gerência Executiva de Análise Econômica-GEANE, 2002.

PINDYCK, Robert; RUBINFELD, Daniel. **Economic models and economic forecasting**. Berkeley: McGraw-Hill, 1991.

RAY, Subhash C.; DESLI, Evangelia. Productivity growth, technical progress, and efficiency change in industrialized countries: comment. **The American Economic Review**, p. 1033-1039, 1997.

RIBEIRO, Victor Dutra. **Análise técnico-econômica de um sistema híbrido de geração na rede elétrica da Ilha do Fundão**. 2014. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

RICCIARDI, Alex. **O enigma do alto preço da energia**. Portal o Setor Elétrico. Disponível em: <<http://www.osetoelettrico.com.br/web/component/content/article/57-artigos-e-materias/928-o-enigma-do-alto-preco-da-energia.html>>. Acesso em: 01 de Outubro de 2012

REZENDE, Sônia Maria de; PESSANHA, José Francisco Moreira; AMARAL, Roberta Montello. Cross evaluation of electric distribution utilities. **Produção**, n. AHEAD, v. 24, n. 4, p. 820-832, 2014.

ROCHA, Katia; BRAGANÇA, Gabriel Fiuza de; CAMACHO, Fernando. Remuneração de capital das distribuidoras de energia elétrica: uma análise comparativa. **Ipea**, p. 249-288, 2007.

SALGADO, Lucia H.; MOTTA, Ronaldo S. Marcos regulatórios no Brasil: o que foi feito e o que falta fazer. Rio de Janeiro: Ipea, 2005.

SATO, André Kiyoshi Coutinho. Transmissão de potência em corrente contínua e em corrente alternada: estudo comparativo. 2013. 90 f. Trabalho de conclusão de curso (bacharelado - Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2013.

SAURIN, Valter; LOPES, Ana Lúcia Miranda; COSTA JÚNIOR, Newton C.A da. Eficiência e valor: uma abordagem com base na análise envoltória de dados (DEA) aplicada às empresas do setor elétrico no Brasil. **Revista de Economia e Administração**, v. 9, n. 2, p. 170-190, abr./jun. 2010.

SENRA, Luis Felipe Araújo de Castro *et al.* Estudo sobre métodos de seleção de variáveis em DEA. **Pesquisa Operacional**, v. 27, n. 2, p. 191-207, 2007.

SICILIANO, Alexandre. Regulação incentivada: simplificação ou complicação na supervisão de concessionárias de eletricidade. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 12, n. 23, p. 243-266, 2005.

SILVA, Bruno Gonçalves da. **Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo**. 2011. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

SIMAR, Leopold; WILSON, Paul W. Estimation and inference in two-stage, semi-parametric models of production processes. **Journal of econometrics**, v. 136, n. 1, p. 31-64, 2007.

SINTERGIA. **Boletim do Setor Elétrico**. Disponível em: <http://www.sintergia-rj.org.br/capa/boletins/thumbnails/2013_05_se_boletim_0.pdf>. Acesso em 07 de Outubro de 2013.

SOLLERO, Maria Karla Vervloet; LINS, Marcos Pereira Estellita. Avaliação de eficiência de distribuidoras de energia elétrica através da análise envoltória de dados com restrições aos pesos. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, n. 26, São João del Rei, 2004. **Anais...** São João del Rei: SBPO, 23 de novembro de de 2004. v. 36.

SOUZA, Paulo Cesar Tavares; WILHELM, Volmir Eugênio. Uma introdução aos modelos DEA de eficiência técnica. **Ciência e Cultura, Curitiba**, n. 42, p. 121-139, 2009.

STIGLER, George J.; FRIEDLAND, Claire. What can regulators regulate-the case of electricity. **JL & Econ.**, v. 5, p. 1, 1962.

TULKENS, H. The measurement of productive efficiency by FDH frontiers. **Louvain-la-Neuve**, Université Catholique de Louvain, 1990.

VALOR ECONÔMICO. **TCU diz que custo da MP 579 já chegou a R\$ 61 bi**. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/brasil/3719332/tcu-diz-que-custo-da-mp-579-ja-chegou-r-61-bi>>. Acesso em: 05 de Novembro de 2014.

VEJA, edição nº2416. São Paulo: Março, 2015

WALVIS, Alida. **Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia**. 2014. 101 f. Dissertação (Mestrado em Finanças e Economia Empresarial) - Escola de Pós-Graduação em Economia, Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro. 2014.

WERNECK, Rogério L. Furquim. **Poupança estatal, dívida externa e crise financeira do setor público**. Pontifícia Universidade Católica de Rio de Janeiro, 1986.

XAVIER, S. S. et al. How Efficient are the Brazilian Electricity Distribution Companies?. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, p. 1-14, 2015.

ZANINI, Alexandre. **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**. 147 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), Rio de Janeiro, 2004.

