

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
FACULDADE DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS ADMINISTRATIVAS
CENTRO DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA EM ADMINISTRAÇÃO

MATHEUS LAMBERTUCCI CARDOSO

O DIÁLOGO ENTRE A AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA E SEUS
AGENTES: o caso do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro

Belo Horizonte

2018

MATHEUS LAMBERTUCCI CARDOSO

**O DIÁLOGO ENTRE A AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA E SEUS
AGENTES: o caso do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro**

Dissertação apresentada ao Centro de Pós-Graduação da Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Minas Gerais como requisito à obtenção do título de Mestre em Administração.

Área de concentração: Gestão de Operações e Logística.

Orientadora: Prof. Dr. Ana Lúcia Miranda Lopes

Belo Horizonte

2018

Ficha Catalográfica

C268d
2018 Cardoso, Matheus Lambertucci.
 O diálogo entre a agência nacional de energia elétrica e seus agentes
 [manuscrito] : o caso do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro
 / Matheus Lambertucci Cardoso. – 2018.
 123 f.: il. e tabs.

 Orientadora: Ana Lúcia Miranda Lopes.
 Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais,
 Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração.
 Inclui bibliografia (f. 117-123).

 1. Energia elétrica – Concessões – Teses. 2. Serviços públicos –
 Teses. 3. Energia elétrica – Consumo – Teses. I. Lopes, Ana Lúcia
 Miranda. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Centro de Pós-
 Graduação e Pesquisas em Administração. III. Título.

CDD: 333.79



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 **MATHEUS LAMBERTUCCI CARDOSO**, REGISTRO N° 648/2018. No dia 23 de abril de 2018, às 9:00 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 23 de abril de 2018, para julgar o trabalho final intitulado "**O Diálogo entre a Agência Nacional de Energia Elétrica e seus agentes: O Caso do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro**", requisito para a obtenção do **Grau de Mestre em Administração**, linha de pesquisa: **Gestão de Operações e Logística**. 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, 23 de abril de 2018.

NOMES

ASSINATURAS

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

Prof. Dr. Tiago Alves Schieber de Jesus.....
(CAD/CEPEAD)

Prof^a. Dr^a. Sandra de Sousa Xavier.....
(IFG-IF GOIANO) GO

RESUMO

O setor de energia elétrica nacional passa por uma das maiores crises financeiras da sua história. Isso pode ser comprovado pelo crescimento acelerado, de mais de 10% ao ano, das dívidas das empresas. Somado a isso, o consumidor brasileiro enfrenta, todo final de mês, uma conta de luz cara e bem acima do padrão de poucos anos atrás, 60% menor do que o atual. Num momento onde uma crise econômica afeta todo o país, economizar é necessário. Reavaliar processos, muitas vezes custosos e pouco eficientes, é um primeiro passo na busca pela eficiência nos serviços públicos. Dentre as funções desempenhadas pelo estado, a regulação de serviços públicos necessita de mecanismos que permitam o equilíbrio de interesses entre agentes e principal, e, tendo o setor de transmissão de energia elétrica como um setor regulado, reavaliar tais processos de regulação, constantemente, é também necessário. Em função disso, este trabalho estuda o funcionamento da relação entre o regulador do setor de transmissão energia elétrica brasileiro e seus agentes, buscando apresentar como o diálogo entre ambas as partes tem funcionado ao longo dos anos e se tem trazido retorno para todos os investimentos feitos na sua manutenção. Para a análise dos dados foi utilizada a metodologia de Análise do Conteúdo. Como resultados, fica evidente que a falta de planejamento e desrespeito frente aos ciclos de discussão, por parte do regulador, podem ter impactos negativos na saúde do setor e na manutenção da modicidade tarifária para o consumidor final. Além disso, conclui-se que regulador e agentes precisam estreitar as suas relações para atingirem com mais agilidade o objetivo de se construir modelos regulatórios ótimos.

Palavras-chave: regulação de serviços públicos; transmissão de energia elétrica; conflitos de agência; renovação das concessões; tarifa de energia.

ABSTRACT

The national electricity sector is going through one of the biggest financial crises in its history. This can be evidenced by the accelerated growth, of more than 10% per year, in the companies' debts. Added to this, the Brazilian consumer faces, every end of the month, an expensive electricity bill and well above the standard of a few years ago, 60% lower than the current one. At a time when an economic crisis affects the entire country, saving is necessary. Reassessing processes, which are often costly and inefficient, is a first step in the search for efficiency in public services. Among the functions performed by the state, the regulation of public services requires mechanisms that allow the balance of interests between agents and principal, and, with the electricity transmission sector as a regulated sector, constantly reassessing such regulatory processes is also necessary. As a result, this paper studies the functioning of the relationship between the regulator of the Brazilian electricity transmission sector and its agents, seeking to present how the dialogue between both parties has worked over the years and has brought a return on all investments made. in its maintenance. For data analysis, the Content Analysis methodology was used. As a result, it is evident that the regulator's lack of planning and disrespect for discussion cycles can have negative impacts on the health of the sector and on the maintenance of low tariffs for the final consumer. Furthermore, it is concluded that the regulator and agents need to strengthen their relationships to more quickly achieve the objective of building optimal regulatory models.

Keywords: regulation of public services; electric power transmission; agency conflicts; renewal of concessions; energy tariff.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ABRATE	Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica
AC	Análise de Conteúdo
AD	Análise do Discurso
ANACE	Associação Nacional dos Consumidores de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
COLS	Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos
CRTP	Ciclo de Revisão Tarifária Periódica
DEA	<i>Data Envelopment Analysis</i>
DIEESE	Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos
DMU	<i>Decision Making Units</i> ou Unidades Tomadoras de Decisão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ETT	Empresa Típica de Transmissão
FIRJAN	Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
MME	Ministério de Minas e Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
NT	Nota Técnica
O&M	Operação e Manutenção
OPEX	<i>Operating expense</i>
PV	Parcela Variável
RAP	Receita Anual Permitida
RBNI	Rede Básica Novas Instalações
RT	Receita Total
SIN	Sistema Interligado Nacional
SFA	Análises de Fronteira Estocástica
SRE	Secretaria de Regulação Econômica
TOTEX	<i>Total expense</i>

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: escores de eficiência obtidos e normalização pela mediana.....	36
Tabela 2: Área de atuação da CTEEP (esquerda) e ELETRONORTE (direita).....	38
Tabela 3: Escores de eficiência obtidos pelo modelo DEA com restrição aos pesos.....	40
Tabela 4: escores de eficiência ajustados por qualidade.....	41
Tabela 5: índice salarial calculado pela ANEEL em cima dos dados do RAIS.....	42
Tabela 6: Eficiência normalizada pelo terceiro quartil e individualizada para os contratos de concessão do 3CRTP.....	45

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: variáveis de produto utilizadas na Primeira Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica brasileiras.....	36
Quadro 2: unidades modulares representativas de insumos e produtos.....	39
Quadro 3: variáveis de produto apresentadas pelo regulador na nota técnica de abertura do 3CRTP.....	43
Quadro 4: esquema representativo das etapas de pesquisa do trabalho baseado na metodologia de análise de conteúdo de Bardin (2004).....	54
Quadro 5: Relação entre agentes e suas contribuições e as respostas e adoção das sugestões por parte do regulador na Primeira Revisão Tarifária Periódica da transmissão.....	58
Quadro 6: Relação entre agentes e suas contribuições e as respostas e adoção das sugestões por parte do regulador na Segunda Revisão Tarifária Periódica da transmissão.....	64
Quadro 7: Relação entre agentes e suas contribuições e adoção das sugestões por parte do regulador ao longo da primeira e segunda revisões tarifárias periódicas da transmissão.....	73
Quadro 8: Relação entre agentes e suas contribuições e adoção das sugestões por parte do regulador ao longo da primeira e segunda revisões tarifárias periódicas da transmissão e o processo de renovação das concessões de 2012.....	76
Quadro 9: Relação entre agentes e suas contribuições e adoção das sugestões por parte do regulador ao longo da primeira, segunda e terceira revisões tarifárias periódicas da transmissão e o processo de renovação das concessões de 2012.....	83
Quadro 10: Contribuições feitas por agentes no 3CRTP compiladas de acordo com a metodologia de Bardin (2004).....	90
Quadro 11: Contribuições dos agentes ao longo do 1CRTP, 2CRTP e 3CRTP e suas devidas categorizações finais.....	97

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Variação da tarifa de energia elétrica no brasil no período de jan/13 a jun/15.....	15
Figura 2: a divisão do setor elétrico brasileiro.....	30
Figura 3: área de atuação da CTEEP (esquerda) e ELETRONORTE (direita).....	37
Figura 4: Categorização final de conteúdo das contribuições do 1CRTP, 2CRTP, 3CRTP, de acordo com a metodologia proposta por Bardin (2004).....	96

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	Introdução Geral.....	12
1.2	Objetivos.....	16
	<i>1.2.1 Objetivo Geral.....</i>	<i>16</i>
	<i>1.2.1 Objetivos Específicos.....</i>	<i>16</i>
1.3	Justificativa.....	17
1.4	Delimitação da Pesquisa.....	19
2	REFERENCIAL TEÓRICO.....	21
2.1	Regulação de Serviços Públicos.....	21
	<i>2.1.1 Conflitos de interesse.....</i>	<i>23</i>
	<i>2.1.2 Regulação por incentivos.....</i>	<i>25</i>
	<i>2.1.3 Metodologias de benchmarking.....</i>	<i>26</i>
2.2	O Setor de Energia Elétrica Brasileiro.....	29
	<i>2.2.1 Do nascimento aos dias atuais.....</i>	<i>29</i>
	<i>2.2.2 A divisão em setores e a transmissão de energia elétrica.....</i>	<i>31</i>
	<i>2.2.3 Recortes da legislação brasileira a respeito da regulação de serviços públicos e do setor de energia elétrica.....</i>	<i>33</i>
	<i>2.2.4 Regulação do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro.....</i>	<i>35</i>
	<i>2.2.5 Notas técnicas referentes aos custos operacionais da transmissão.....</i>	<i>37</i>
	<i>2.2.5.1 Primeira Revisão Tarifária Periódica (2007).....</i>	<i>38</i>
	<i>2.2.5.2 Segunda Revisão Tarifária Periódica (2009).....</i>	<i>39</i>
	<i>2.2.5.3 Renovação Antecipada das Concessões (2012).....</i>	<i>41</i>
	<i>2.2.5.4 Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (2017).....</i>	<i>44</i>
3	METODOLOGIA.....	49
4	DESENVOLVIMENTO.....	58
4.1	Análise das Revisões Tarifárias e Renovação.....	58
	<i>4.1.1 Propostas e Contribuições da Primeira Revisão Tarifária (2007).....</i>	<i>58</i>
	<i>4.1.1.1 Audiência pública nº 007/2006 – SRE/ANEEL.....</i>	<i>58</i>
	<i>4.1.1.2 Contribuições, Respostas e Adoção.....</i>	<i>59</i>
	<i>4.1.1.3 Impactos das contribuições.....</i>	<i>63</i>
	<i>4.1.2 Propostas e Contribuições da Segunda Revisão Tarifária (2009).....</i>	<i>65</i>

4.1.2.1	Audiência Pública nº 068/2008 – SRE/ANEEL.....	65
4.1.2.2	Contribuições, Respostas e Adoção.....	66
4.1.2.3	Impactos das contribuições.....	72
4.1.3	<i>A Renovação das Concessões de 2012.....</i>	78
4.1.4	<i>Propostas e Contribuições da Terceira Revisão Tarifária (2017).....</i>	85
4.1.4.1	A evolução do modelo regulatório proposto a partir do 3CRTP.....	85
4.1.4.2	As contribuições dos agentes no 3CRTP.....	92
4.2	Categorização do Conteúdo.....	98
4.2.1	<i>Críticas à falta de homogeneidade entre empresas comparadas.....</i>	107
4.2.2	<i>Questionamentos e cautela frente ao benchmarking e à metodologia DEA.....</i>	108
4.2.3	<i>Desagregação e diferenciação de variáveis.....</i>	109
4.2.4	<i>Discussões e adoção de variáveis ambientais.....</i>	110
4.2.5	<i>Discussões e relevância da variável qualidade.....</i>	111
4.2.6	<i>Discussões e adoção da normalização de resultados.....</i>	112
4.2.7	<i>Discussões e adoção das restrições aos pesos.....</i>	112
5	CONCLUSÕES.....	114
	REFERENCIAS.....	120

1 INTRODUÇÃO

1.1 Introdução Geral

Há 46 anos a economia brasileira iniciava um intenso processo de crescimento. Entre 1970 e 2004 o tamanho da economia quadruplicou. Nesse mesmo período, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), apontou que a quantidade de habitantes do país havia dobrado (de 93 milhões para 185 milhões) e que o consumo de energia elétrica não havia apenas duplicado ou quadruplicado, mas crescido 1.000% (de 39,7 TWh para 375,2 TWh) (EPE, 2008).

Esse crescimento expressivo continuou a partir de 2004. Entre os anos de 2004 e 2014 o consumo de energia elétrica no país cresceu a uma média de 4% ao ano (EPE, 2014), enquanto, no mesmo período, o PIB real cresceu a uma média de 3,5% ao ano (IPEA, 2016). Com o avanço do uso de novas tecnologias, as projeções de aumento de consumo de energia elétrica continuam positivas, de acordo com a EPE (2015) o crescimento do consumo entre 2015 e 2019 deve ser, em média, de 3,6% ao ano.

O setor de energia elétrica brasileiro ganhou os holofotes da mídia em um período em que o consumidor brasileiro viu, em junho de 2013, a sua tarifa de energia atingir um patamar 18% menor, referente ao período equivalente anterior, porém, em junho de 2015, o valor passou a ser 42% maior referente ao mesmo período. Assim, ao longo de 24 meses o consumidor viu a sua conta de luz aumentar cerca de 60% (DIEESE, 2015). Comportamento, esse, que se tornou a principal manchete dos principais meios de comunicação.

O próprio Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos (DIEESE), vinculado ao Governo Federal brasileiro, apontou que essa flutuação se deu em função de três fatores principais: a “polêmica” Renovação das Concessões do setor de energia elétrica de 2013 (Lei no. 12.783/2013), realizada pelo Governo Federal por meio da Medida Provisória 579/2012 que afetou todo o setor elétrico, a crise hídrica sofrida pelo país no período e a revisão tarifária extraordinária de 2015 (DIEESE, 2015).

Para piorar esse cenário, a tarifa de energia elétrica deve fechar 2017, em média, 7,17% mais cara (os dados finais ainda não foram formalizados pelo governo), isso devido às falhas na “polêmica” renovação das concessões, que não remunerou corretamente a depreciação dos ativos das empresas transmissoras. A “conta” será paga pelo consumidor e é da ordem de R\$62,2 bilhões a serem quitados ao longo de oito anos (ANEEL, 2017).

Quando se fala em renovação de concessões e revisão tarifária, o primeiro termo que se remete é o da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. A ANEEL é uma autarquia vinculada ao MME e foi criada, por meio da Lei nº 9.427/1996 e Decreto nº 2.335/1997, para regular o setor de energia elétrica brasileiro. Dessa maneira, o órgão é responsável por regular todos os processos envolvidos desde a geração, a transmissão e a distribuição de energia, fiscalizando políticas e diretrizes do governo, estabelecendo tarifas, realizando a intermediação entre agentes do setor e desses agentes com os consumidores finais e promovendo atividades de outorgas de concessão (ANEEL, 2016).

Em se tratando de regulação, Train (1991) traz a questão das dificuldades encontradas por reguladores e regulados na busca de um modelo que otimize a relação entre ambos. Ainda, de acordo com o autor, um modelo geral ideal está longe de ser desenvolvido, e em função disso surge uma série de problemas que são tratados pela literatura como conflitos entre principal (regulador) e agente (empresa regulada). Sobre essa dinâmica, Jensen e Mekling (1976) afirmam:

“We define an agency relationship as a contract under which one or more persons (the principal(s)) engage another person (the agent) to perform some service on their behalf which involves delegating some decision making authority to the agent. If both parties to the relationship are utility maximizers, there is good reason to believe that the agent will not always act in the best interests of the principal. The principal can limit divergences from his interest by establishing appropriate incentives for the agent and by incurring monitoring costs designed to limit the aberrant activities, of the agent”
(JENSEN; MEKLING, 1976, p. 4).

Tendo em vista o comportamento do agente de nem sempre agir em interesse do principal, em função de estar sempre à procura de maximizar os seus resultados, é necessário que o principal crie mecanismos que permitam o monitoramento do agente, gerando, assim, custos de agência

ou regulação. Cabe ao regulador criar mecanismos que incentivem o agente a agir conforme os seus interesses (JENSEN; MEKLING, 1976). Berg e Tschirhart (1988) apontam que, no ambiente regulatório, o agente seria a empresa, responsável por definir preços e capacidades que irão atender aos objetivos do principal, o regulador.

Burns *et al* (2006) apontam que a principal dificuldade da regulação está na assimetria de informações. Os reguladores não conseguem saber qual o nível ótimo de custos, pois possuem menos acesso às informações práticas do que os agentes que executam o serviço. Dessa maneira, os agentes conseguem melhor gerenciar os seus custos para, assim, obterem melhores resultados financeiros. O gerenciamento desses custos pode ser para mais ou para menos, surgindo, com isso, o risco moral de o agente buscar maximizar os seus resultados em detrimento dos interesses do principal.

O setor de transmissão de energia elétrica é responsável por fazer o transporte de energia elétrica entre as usinas geradoras e as centrais distribuidoras, sendo essas as responsáveis por levar a energia aos centros de consumo. O sistema é composto por linhas de transmissão e subestações que se classificam como ativos irrecuperáveis (de alto custo) e que necessitam de muito tempo para trazerem retorno para o investimento feito na sua aquisição e manutenção. Para que o negócio de transmissão de energia elétrica seja economicamente viável é necessário que existam ganhos de escala para justificar os altos investimentos em ativos e manutenção necessários, e, para isso, considera-se que esse setor é um monopólio natural. Em função disso, existe a necessidade de regulá-lo, objetivando simular, para as empresas reguladas, as condições de um mercado competitivo, não monopolista (PESSANHA *et al*, 2010).

A ANEEL, por ser órgão regulador do setor elétrico brasileiro, também regula a transmissão de energia. A própria Agência define que é de sua responsabilidade garantir a modicidade tarifária para o consumidor final, ao mesmo tempo remunerando a concessionária de forma que ela garanta a manutenção e operação de seus ativos com a qualidade exigida, garantindo, também, a devida remuneração para o capital investido (NT nº 049/2007 - SRE/ANEEL).

Para que isso ocorra, a ANEEL realiza revisões tarifárias periódicas que ocorrem de 4 em 4 anos, além de renovações de concessões atreladas ao período de finalização daquelas vigentes. Na ocorrência das audiências, a ANEEL coloca à apreciação dos agentes do setor e à população uma minuta de norma, para críticas e alterações. Dessa maneira, ao final das audiências públicas

é criada uma nota técnica final que sintetiza o referente processo de revisão ou renovação apresentando as novas regras as quais as concessionárias estarão sujeitas (ANEEL, 2016).

Os processos de revisão tarifária e renovação das concessões sempre geram muita discussão dentro do setor de energia elétrica. Na aproximação das audiências públicas todos os agentes do setor se mobilizam para contribuir, buscando defender os seus interesses. As empresas do setor de energia elétrica investem em equipes ou contratam consultorias que produzam insumos para essas audiências (ABRADEE, 2016).

A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) possui um projeto próprio que se utiliza desses recursos voltados para a regulação: Projeto Estratégico de P&D de Metodologias de Revisão Tarifária Periódica das Distribuidoras de Energia Elétrica: análises críticas e novas proposições (PD-6600-1301/2013) (ABRADEE, 2016). Porém, o maior gasto ainda se concentra nas consultorias contratadas pelas empresas para dar apoio aos processos de audiências públicas. Todos os custos com consultorias que geram insumos para as audiências públicas da ANEEL são diretamente incorporados aos custos da empresa e, conseqüentemente, à tarifa do consumidor final.

Muita atenção tem sido trazida para a regulação do setor elétrico em função das flutuações do preço da tarifa de energia elétrica e da instabilidade econômica que o setor tem passado. Em setembro de 2012 os agentes do setor tomaram conhecimento da proposta do Governo de renovação antecipada das concessões de geração e transmissão de energia causando verdadeiro pânico na bolsa de valores de São Paulo – BM&FBOVESPA. Em dois dias (10 a 12/9) as empresas do setor tiveram o seu valor de mercado reduzido em 28 bilhões de reais, afetando também as ações de empresas de outros setores regulados como portos, estradas e saneamento com quedas nas ações em 15%, 7% e 11%, respectivamente.

Como se isso não bastasse, a renovação antecipada das concessões não seguiu o processo comum da Agência. O novo modelo criado e imposto durante a Renovação não foi avaliado por audiência pública prévia. Dessa maneira, questiona-se: por que essa grande mudança no modelo regulatório não seguiu o protocolo padrão de consulta aos agentes do setor?

Tendo em vista o cenário de investimentos das empresas reguladas em contribuir com as audiências públicas da ANEEL e a atual crise econômica do setor, este trabalho busca estudar

o processo que tange as audiências públicas e validar se elas têm trazido valor para os modelos desenvolvidos. Dessa maneira, será possível verificar se os custosos processos de estudos e preparação para as audiências públicas estão realmente trazendo resultados para o desenvolvimento de um modelo ótimo de regulação e para a sociedade.

Um similar foi apresentado por Fares e Keyaerts e Meeus (2017), que estudaram a atuação do regulador italiano e estadunidense na concepção das políticas de incentivos necessários ao setor de transmissão. Os autores verificaram se as ações do regulador estavam realmente trazendo frutos para a criação de um setor mais eficiente e competitivo. Como pode ser observado, poucos estudos são realizados nesse sentido, e, dessa maneira, o presente estudo dá continuação a uma perspectiva inovadora de estudos para o setor. Este trabalho adotará uma abordagem qualitativa para a análise dos dados, por meio da Análise de Conteúdo de Bardin (2004). Estudos qualitativos dentro do setor de energia elétrica brasileiro são raros, o que motiva tal escolha metodológica.

Para que seja feita a validação proposta, serão analisados todos os modelos de regulação dos custos das empresas de transmissão de energia elétrica a partir de 2007, analisando, também, as contribuições feitas pelos agentes do setor nas audiências. Dessa maneira, esse trabalho busca responder à seguinte pergunta de pesquisa: em que medida a ANEEL incorpora as contribuições enviadas pelos agentes do setor durante os processos de audiências públicas para a construção de um modelo ótimo de regulação?

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Analisar se as contribuições feitas pelos agentes do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro, nas audiências públicas da ANEEL, foram consideradas pelo regulador na construção dos modelos de regulação do setor de 2007 até os dias atuais.

1.2.2 Objetivos específicos

- Estudar a evolução dos modelos regulatórios adotados pela ANEEL, a partir de 2007, para o cálculo dos custos operacionais eficientes das empresas do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro;
- Estudar as contribuições feitas pelos agentes da sociedade em todas as audiências públicas realizadas pelo Regulador, a partir de 2007;
- Indicar adoção de contribuições na construção dos modelos em cada ano e ao longo dos anos;
- Categorizar conteúdo das contribuições e evoluções dos modelos;
- Inferir a respeito do impacto do diálogo proporcionado pelas contribuições e audiências públicas na construção de um modelo ótimo de regulação;
- Sugerir melhorias que auxiliem na construção de um melhor diálogo entre o principal e seus agentes no setor de transmissão de energia elétrica brasileiro.

1.3 Justificativa

O setor de energia elétrica brasileiro passa pela segunda maior crise econômica de sua história. Com intensas flutuações nos preços das tarifas, o consumidor brasileiro se deparou com um breve momento de redução em sua conta de luz que logo se transformou em um aumento de 60% (ver Figura 1). Em um período que o país luta para controlar a alta de sua inflação, em março de 2015, mês em que o IPCA atingiu a marca de 1,32% (uma das mais altas no ano), 53,8% desse aumento foi em função da flutuação na conta de luz residencial (DIEESE, 2015).

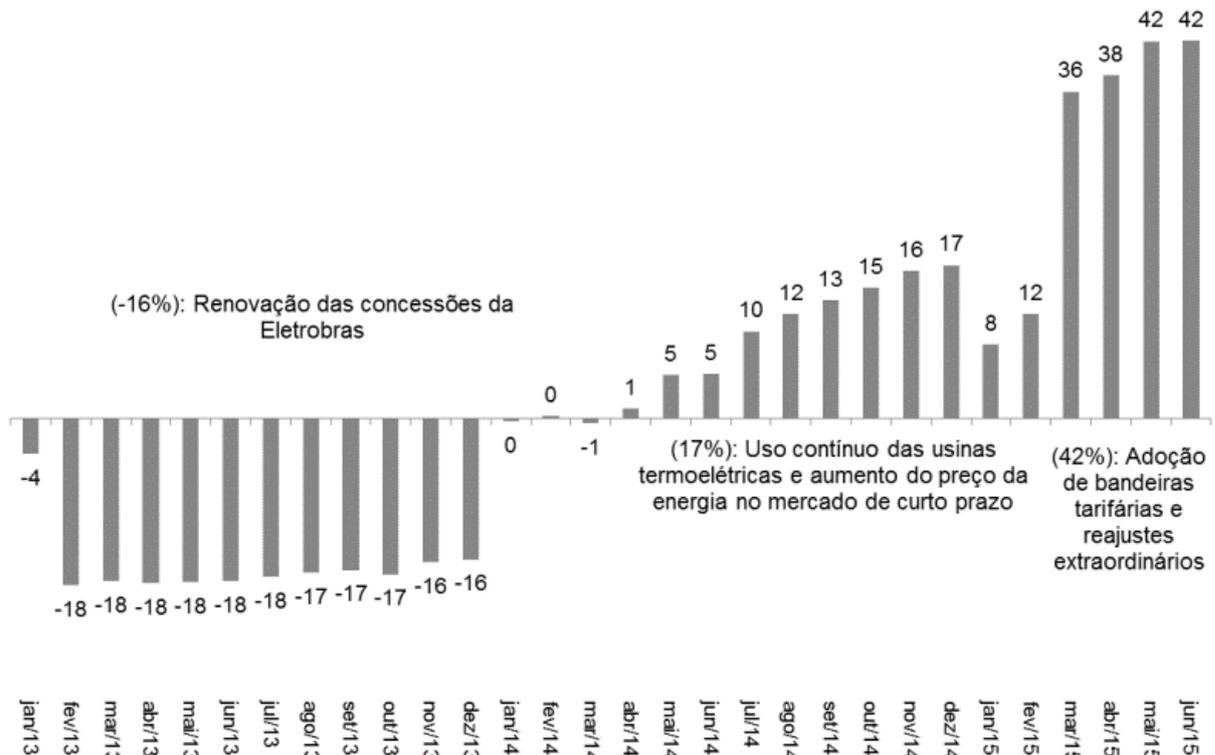


Figura 1: Variação da tarifa de energia elétrica no Brasil no período de jan/13 a jun/15.

Fonte: Nota Técnica nº 147 – DIEESE (2015)

Como se não bastasse, o mercado ainda espera que a tarifa de energia elétrica continue em alta até 2020 (ESTADÃO, 2015). Fato que pode ser comprovado pelo aumento médio da tarifa na ordem de 7,17% em 2017, resultante, em parte, de falhas no modelo regulatório da transmissão de energia elétrica.

Porém, ao contrário do que se espera, mesmo com o aumento das tarifas, o setor passa hoje por uma das piores crises financeiras de sua história. De acordo com a Secretaria de Energia e Mineração do Governo do Estado de São Paulo (2016) a dívida das empresas do setor cresceu 10,3% de 2014 para 2015, chegando à cifra de 177,08 bilhões de reais, sendo que de 2010 a 2014 o caixa das empresas do setor caiu de R\$ 49,11 bilhões para R\$ 39,25 bilhões.

Somado à crise econômica, o setor também tem passado por uma crise regulatória. Lopes (2013) e Pessanha *et al*(2010) apontaram uma série de falhas nos modelos criados pela ANEEL para a regulação dos custos nos setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, respectivamente. Os dois trabalhos apontam falhas metodológicas por parte da ANEEL na utilização da metodologia de *benchmarking Data Envelopment Analysis*– DEA que calcula os custos operacionais eficientes das empresas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Em tempos em que o país busca retomar o crescimento econômico, após dois anos de recessão (2015-2016), diminuir os custos faz parte do cotidiano dos cidadãos, empresas e governo. Porém, mesmo assim, o Brasil continua sendo o país com a energia mais cara do mundo para indústrias, de acordo com a Federação das Indústrias do Estado do Rio (FIRJAN), em pesquisa publicada pela Folha de São Paulo (2015). Isso somado às falhas encontradas nos modelos regulatórios, coloca-se, aqui, em questão, se os custos gerados para a manutenção do sistema de audiências públicas, revisões tarifárias e renovações de concessões, como citado anteriormente, têm trazido retornos para o país.

Dessa forma, o presente trabalho se justifica ao investigar se as audiências públicas realizadas pela ANEEL, para o setor de transmissão de energia elétrica, estão contribuindo para a construção de um modelo regulatório que permita atender os objetivos de promover a modicidade tarifária para o consumidor e a sustentabilidade econômica do setor. Os insumos gerados por esse trabalho podem ser utilizados para expandir a interpretação a respeito da eficiência de custos e processos da regulação por parte do governo brasileiro, além disso, os resultados podem ser utilizados para analisar se as agências regulatórias brasileiras respeitam o diálogo necessário entre Estado e agentes.

1.4 Delimitação da Pesquisa

Este estudo analisará o caso específico da transmissão de energia elétrica no Brasil. Para isso serão analisadas as audiências públicas que trataram das revisões tarifárias, somadas ao caso específico da renovação antecipada das concessões realizada em 2012. O motivo de escolha do setor de transmissão está no fato de ele ser pouco estudado pela literatura nacional, sendo que o foco das pesquisas está, geralmente, na geração e na distribuição.

O fato de escolher as revisões e a renovação antecipada das concessões se justifica em função de ser quando as grandes mudanças nos modelos que calculam custos operacionais do setor ocorrem e, muitas vezes, sofrem profundas alterações. Coincidentemente, todas as audiências públicas a serem estudadas ocorreram a partir de 2006, tendo os resultados publicados em 2007, sendo que apenas as audiências e notas técnicas que ocorreram e foram publicadas a partir desse período serão estudadas.

É importante, também, ressaltar que todos os documentos, modelos e metodologias analisadas estão relacionadas à regulação dos custos operacionais das empresas. Não será estudado neste trabalho as evoluções da regulação de outros custos e receitas do setor de energia elétrica, como a remuneração de ativos, por exemplo. Além disso, será analisada a evolução do modelo somente relacionada às questões que tratem do uso da metodologia de *benchmarking Data Envelopment Analysis* (DEA), a qual passou a ser adotada no setor no início dos ciclos de revisão tarifária periódica em 2006.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Inicialmente, o referencial teórico deste trabalho apresentará conceitos básicos sobre a regulação e o seu impacto sob as partes envolvidas no processo. O foco está nos conflitos gerados pela relação entre principal e agente que ocasiona o conflito de agência trabalhado historicamente através da literatura como a “Teoria da Agência”. Porém, o foco também permeia os meios encontrados pela literatura para contornar os impactos desses conflitos.

Em função da identificação de tais meios, serão apresentados os conceitos básicos a respeito da utilização de metodologias de *benchmarking* na regulação. Atrelado a isso, algumas metodologias específicas serão apresentadas e discutidas.

A partir da introdução do contexto histórico da regulação e suas metodologias, esse referencial teórico também busca apresentar a história sobre a regulação do setor de transmissão de energia elétrica no Brasil. O foco está em explicar como funciona o sistema regulatório e a relação entre o regulador (ANEEL) e as empresas reguladas.

Finalmente, serão apresentados os modelos regulatórios para os custos operacionais do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro a partir de 2006. O foco desta seção está na aplicação da metodologia de *benchmarking* DEA, a qual será discutida ao longo de todo o trabalho.

2.1 Regulação de Serviços Públicos

A regulação tem como objetivo garantir a estabilidade e a coerência entre os diferentes agentes de uma mesma economia, dada uma condição geográfica comum, sendo que para isso é necessário formular e cumprir uma série de normas e processos que garantam esses objetivos (NERY, 2012). Jensen e Meckling (1976) traduzem a relação de regulação como aquela existente entre o agente e o principal, sendo que, o segundo, impossibilitado de executar as suas responsabilidades em sua totalidade, delega ao primeiro parte de sua autoridade para que ele execute, em seu nome, a sua função. Berg e Tschirhart (1988) definem o principal como o regulador, aquele responsável por definir todas as regras os quais o agente, ou empresa regulada, estará sujeito.

Para Jamison *et al* (2004), as principais funções da regulação são quatro: prover estabilidade aos setores econômicos; proteger os consumidores de abusos de poder de mercado; resguardar consumidores e agentes de oportunismos políticos, reiterando aqui a importância da independência do principal; e, promover incentivos para que os prestadores dos serviços busquem a eficiência e façam os investimentos necessários. Além disso, é necessário que o sistema funcione de maneira descentralizada, permitindo que todos os agentes consigam participar dinamicamente na construção dos melhores modelos de regulação em conjunto com o Principal (BOYER, 1986).

Em relação à regulação setorial, como é o caso da transmissão de energia elétrica no Brasil, e em diálogo com os autores anteriormente citados nessa seção, Nery (2012) enaltece a importância da regulação em promover a sustentabilidade econômica dos setores, confira abaixo:

“A regulação de um setor visa, portanto, à sua capacidade continuada para promover os ajustes finos que serão exigidos durante todo o período de crescimento da macroeconomia, enquanto ele se habilita para formular e propor saídas e soluções alternativas necessárias nos períodos de crise, sustentando a continuidade da via de desenvolvimento econômico vigente, selecionada” (NERY, 2012, p. 27).

Tendo em vista todos esses benefícios, de acordo com Joskow (2005), nos últimos 20 anos a regulação de serviços de rede, como telecomunicações, gás natural, energia elétrica e ferrovias, foi fortalecida por meio de privatizações e concessões. Ainda, de acordo com o autor, uma expansão na mentalidade liberal fortaleceu esse movimento principalmente na Europa, América Latina, Austrália, Nova Zelândia e América do Norte. A mesma expansão é apontada por Jamison *et al* (2004) como iniciada a partir dos anos 80.

A prática regulatória é recente entre as funções desempenhadas pelo governo brasileiro. Foi a partir do Programa Nacional de Desestatização – PND, em 1995, com o fim do monopólio de empresas estatais em determinados setores, que se iniciou no Brasil o surgimento das agências reguladoras. A Lei de Concessões dos Serviços Públicos, Lei nº 8.987, também de 1995, regulamentou o mínimo necessário para o surgimento dos mecanismos regulatórios no Brasil. Foi a partir daí que foi possível o surgimento da Agência Nacional de Telecomunicações –

ANATEL, a Agência Nacional do Petróleo – ANP e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (DOILE, 2012).

2.1.1 Conflitos de interesse

Para Jamison *et al* (2004) a regulação, do ponto de vista do governo, objetiva trazer à população o bem-estar social referente à prestação de determinado serviço de caráter público. Dessa maneira, por exemplo, se tratando do setor de energia elétrica, é interessante para o estado que as concessionárias, além de entregarem energia para os grandes centros industriais e urbanos com qualidade e baixo custo, também distribuam energia às pequenas áreas rurais mais afastadas. O caso anterior, aplicado sob o ponto de vista das empresas reguladas, vai contra a busca por menores custos e maximização de lucros uma vez que, quanto menor a densidade urbana, maior os custos para se transportar a energia.

Tornando a situação um pouco mais delicada, é de conhecimento de ambas as partes que o agente sempre possuirá uma vantagem de informações frente ao principal, uma vez que ele atua no dia a dia da operação do serviço. Ambas essas desconexões (bem-estar social x lucratividade; e, assimetria de informações) levam ao conflito de interesses entre as partes envolvidas na regulação (BERG *et al*, 2004).

Jensen e Meckling (1976), anteriormente, já apontavam que é impossível que o principal confie plenamente na tomada de decisões ótimas por parte do agente. De acordo com os autores, os agentes nem sempre vão agir de forma que beneficiem os interesses do principal, e para isso é necessário que seja criado uma estrutura de regulação. Porém, a gestão dessa relação tem como consequência a geração de custos de agência, resultantes dos processos necessários para monitorar as ações do agente por parte do principal. Como resultados, existem esforços constantes, de ambas as partes, para que sejam criados contratos cada vez melhores para a relação anteriormente citada.

Nesse ponto, percebe-se na literatura que diferentes autores reforçam o que foi defendido como os dois principais conflitos gerados pela regulação por Jamison *et al* (2004). Alguns, por um lado, acreditam que o principal motivo está no conflito entre bem-estar social e a busca por maximização de lucros das empresas, outros já estão mais focados na questão da assimetria de informações.

De um lado, Train (1991) considera que o grande desafio da atividade regulatória é induzir as firmas que atuam em mercados não competitivos a agirem de modo compatível com objetivos sociais, estando alinhado com o que Jamison *et al* (2004) afirma ao falar de “bem-estar social”. Segundo ele, o regulador deve estabelecer métodos e incentivos para que, na busca por lucros, a firma também atinja resultados sociais.

Por outro lado, Burns *et al* (2006) definem regulação como um problema de informação. De acordo com os autores, em um mundo ideal, o regulador conseguiria obter todas as informações necessárias sobre demandas e custos de seu setor e, assim, poderia delegar à empresa regulada a responsabilidade de definir os preços de forma que pudesse maximizar os seus resultados alocando os ganhos de eficiência obtidos.

Porém, na prática não é isso o que acontece, os reguladores não sabem qual é o nível eficiente de custos das empresas. Em muitos casos, o regulador não possui nem ao menos acesso a todas as informações necessárias para realizar seus cálculos. Daí surge o problema da assimetria de informações, também apontado por Jamison *et al* (2004), onde os gerentes das empresas reguladas geralmente possuem mais informações e melhor entendimento sobre os custos de suas companhias, permitindo que tracem planos que ampliem seus lucros em detrimento do consumidor.

Percebe-se, então, que os dois pontos acima podem ser considerados assimetrias, sejam elas de interesses ou de informações (também inter-relacionadas). De acordo com Jamison *et al* (2004) existem três meios básicos de se lidar, e assim reduzir os impactos, das assimetrias acima citadas. É comum que os reguladores procurem desenvolver modelos que envolvam os três pontos a seguir (BERG *et al*, 2004).

Em primeiro lugar, o regulador precisa resolver a questão envolvendo o poder de mercado e o monopólio dos agentes instituindo pressões competitivas que provavelmente eles não possuem. Um dos meios para isso é a utilização de metodologias de *benchmarking*. Em seguida, é necessário que o principal consiga extrair informações das empresas e também do mercado, não apenas recebendo aquilo que foi declarado pelas concessionárias. E, finalmente, também objetivando amenizar os impactos do poder de mercado das empresas monopolistas, é criar

mecanismos de incentivos que levem as empresas a buscarem a eficiência em seus processos (JAMISON *et al*, 2004).

O regulador brasileiro utiliza, no setor de transmissão de energia elétrica, metodologias de *benchmarking* para a mensuração do custo operacional eficiente desde 2007. A partir delas, cria mecanismos de incentivos para diminuir as suas assimetrias. Nos pontos 2.1.2 e 2.1.3 serão discutidos como funcionam essas práticas. No desenvolvimento do trabalho tanto as metodologias de *benchmarking* quanto os incentivos utilizados serão também discutidos.

2.1.2 Regulação por incentivos

Coelli e Lawrence (2006) apontam expansão intensa na linha de estudos de regulação, principalmente voltados para metodologias de incentivos, desde Littlechild (1983). Porém, antes disso, Jensen e Meckling (1976) já propunham que o principal (como, por exemplo, o regulador), pode limitar as divergências entre seu interesse e o dos agentes estabelecendo incentivos.

Joskow (2005) aponta que a recente modernização na regulação de mercados teve o seu foco voltado para a implementação de metodologias de regulação por incentivos. Tais metodologias seriam uma alternativa para a tradicional taxa de retorno aplicada a partir dos custos do serviço. De acordo com o autor, a expectativa seria de que mecanismos de incentivos levassem as empresas a buscarem pela redução de custos, pela introdução de novos produtos ou serviços, estimularem investimentos e melhores preços para serviços de infraestrutura em redes.

Jamison e Berg (2012), citados anteriormente, ficam alinhados com o que propõe Joskow (2005), tendo a regulação econômica baseada em incentivos como uma forma de, utilizando mecanismos de recompensas e penalidades, induzir a empresa monopolista a alcançar metas demandadas pelo regulador, não deixando de lado a realização dos objetivos empresariais.

Ainda de acordo com Jamison e Berg (2012), existem quatro mecanismos básicos de regulação: taxa de retorno, *price cap*, *revenue cap*, e *yardstick competition*. Os três primeiros caracterizam-se pelo uso de taxas fixas para a definição dos preços e receitas das empresas reguladas, já a *yardstick regulation*, utilizando-se de *benchmarking*, acaba se tornando uma técnica provedora de insumo para a definição de valores utilizados no *price cap* ou *revenue cap*. Levando em

consideração a utilização desses mecanismos básicos de regulação, é necessário que sejam agregados aos modelos regulatórios algumas metodologias de *benchmarking* responsáveis pelo cálculo dos preços ou receitas referentes a modelos de *price cap* e *revenue cap*, respectivamente.

Para Burns *et al* (2006) a melhor forma de melhorar o processo regulatório está na transparência de informações entre o regulador e o agente, tal posicionamento vai de acordo com o que Joskow (2005) alerta. De acordo com ele, a regulação por incentivos só será eficiente caso rotinas de coleta de dados, regras de contabilidade, troca de informações e auditorias forem feitas de maneira responsável.

Joskow (2005) apresenta em seus estudos o amplo uso de regulação por incentivos nos mercados de transmissão e distribuição de energia elétrica, tendo esse movimento iniciado no mercado regulado do Reino Unido. O modelo brasileiro de regulação das empresas de transmissão de energia leva em conta em sua composição metodologias de *benchmarking* assim como se utiliza do mecanismo de *revenue cap* para o cálculo da receita das empresas.

A regulação por *revenue cap* implica na definição de uma receita limite para o agente. Assim, o regulador determina qual a receita correta a ser repassada às suas concessionárias, levando em consideração os custos operacionais e de manutenção dos serviços prestados, assim como a depreciação e a remuneração correta referente aos custos de capital (JAMISON, 2007).

Um dos desafios da atividade regulatória é oferecer para as mais diferentes concessões os mesmos retornos e riscos em cima do capital investido. Sistemas maduros e bem desenvolvidos que permitam criar projetos dedicados para cada concessão e que não levem ao desequilíbrio entre concessões são difíceis de serem encontrados, porém é possível citar os casos de sucesso dos EUA e Itália. Ambos os países foram felizes em implementar mecanismos de incentivos dedicados para suas concessionárias do setor de transmissão de energia elétrica, o que proporcionou, inclusive na expansão dos investimentos em infraestrutura, como citado anteriormente (KAYEARTS; MEEUS, 2017).

2.1.3 Metodologias de *benchmarking*

Kemfert *et al* (2016) analisaram a evolução do planejamento do desenvolvimento dos setores de geração e transmissão de energia elétrica alemães, comparando como ambos os setores estão se planejando para a demanda futura de energia do país. De acordo com os autores a utilização de *benchmarking* pode ser uma forma de guiar a tomada de decisão para investimentos na expansão de energia elétrica, além de apontar o caminho para a decisão a respeito da expansão de redes.

Bogetoft e Otto (2011) apontam dois grupos nos quais as metodologias de *benchmarking* podem se distinguir. No primeiro, tem-se, de um lado, abordagens paramétricas onde é necessário que determinados parâmetros de produção sejam previamente definidos. No segundo, têm-se as abordagens não-paramétricas as quais não necessitam, antecipadamente, da definição de uma função de produção. Já no segundo grupo, tem-se a distinção entre modelos determinísticos, onde todo possível ruído é eliminado e, assim, qualquer variação nos dados é considerada informação relevante para a mensuração da eficiência das empresas avaliadas, e, por outro lado, modelos estocásticos nos quais é feita uma antecipada provisão de ruídos aleatórios nos dados observados, ou seja, considera-se que parte da ineficiência é ruído e identifica-se, assim, a estrutura subjacente, eliminando os elementos aleatórios presentes.

Quatro metodologias se destacam dentro da literatura específica de *benchmarking*: *Data Envelopment Analysis* – DEA (ou Análise Envoltória de Dados, em tradução livre), uma metodologia não-paramétrica e determinística, desenvolvida por Charnes, Cooper e Rhodes (1978); *Corrected Ordinary Least Squares* – COLS (ou Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos, em tradução livre), paramétrica e determinística, desenvolvida por Aigner e Chu (1968), Greene (1990) e Lovell (1993); *Stochastic Frontier Analysis* – SFA (ou Análises de Fronteira Estocástica, em tradução livre), paramétrica e estocástica, desenvolvida por Aigner, Lovell e Schmidt (1977), e Meeusen e Van Den Broeck (1977); e *Stochastic Nonparametric Envelopment of Data* – StoNED, semi-paramétrica, desenvolvida por Kuosmanen (2007) e Kuomasnen e Kortelainen (2007).

Jamasb e Pollitt (2001) identificaram o uso predominante das metodologias DEA e SFA no *benchmarking* regulatório internacional, visto que ambas permitem a utilização de múltiplos insumos e produtos, e possibilitam avaliações abrangentes. Segundo Bogetoft e Otto (2011), DEA é vantajosa por ter uma estrutura muito flexível, enquanto a SFA tem a vantagem de separar ruído e ineficiência.

DEA é a metodologia de *benchmarking* que tem sido utilizada pela ANEEL, desde 2007, para o cálculo do custo operacional eficiente das empresas de transmissão de energia elétrica (NT nº 383/2012 - SRE/ANEEL). DEA é uma metodologia de programação matemática, não-paramétrica, e de avaliação empírica da eficiência técnica relativa de unidades tomadoras de decisão (*Decision Making Units* – DMUs). Essa avaliação se dá por meio da comparação de quantidades de insumos *versus* produtos de todas as unidades tomadoras de decisão (DMUs) sem requerer, *a priori*, conhecimento sobre os preços ou pesos dos insumos utilizados e dos produtos alcançados por elas (CHARNES; COOPER; RHODES, 1978).

A metodologia DEA tem um histórico de utilização, pelo regulador brasileiro, no setor de transmissão e no setor de distribuição de energia. Na transmissão o regulador tem utilizado DEA para o cálculo do custo operacional eficiente das transmissoras desde 2007, tendo esta metodologia participado de três ciclos de revisão tarifária periódica, em 2007, 2009 e 2017 (Nota Técnica nº 182/2007 - SRE/ANEEL, Nota Técnica nº 274/2009 - SRE/ANEEL e Nota Técnica nº 160/2017 - SRE/ANEEL) e da renovação antecipada das concessões (NT nº 383/2012 e Lei 12.783/2012).

Pessanha *et al* (2004) consideram que uma das vantagens de DEA é a sua possibilidade de levar em consideração múltiplos insumos e produtos para a comparação entre as diferentes DMUs. Os autores também apontam que a metodologia já vem sendo amplamente utilizada por reguladores internacionais e é considerada uma das mais capazes de abranger todas as variáveis necessárias para a regulação do setor elétrico.

Já Macedo *et al* (2006) aponta que um dos principais benefícios do uso da metodologia está no fato de ser possível indicar, para as unidades/empresas ineficientes, quais pontos devem ser melhorados para se tornarem eficientes. O regulador brasileiro também listou vantagens que motivaram a escolha dessa metodologia no cálculo dos custos das empresas de transmissão de energia elétrica, tais como: DEA não assume hipóteses a respeito de distribuições de probabilidade de algum termo, seja da variável dependente ou do erro; e, DEA não assume qualquer função de produção (NT nº 371/2008 - SRE/ANEEL).

Por outro lado, Lawrence *et al* (2017) apresenta uma diferente interpretação a respeito do uso de metodologias de *benchmarking* na transmissão. Ao analisar o modelo de *benchmarking* para

cálculo de produtividade de cinco empresas de transmissão de energia elétrica australianas, os autores constataram que o regulador australiano não utiliza de *benchmarking* para fazer ajustes de eficiência, mas sim somente para obter uma previsão de mudanças de produtividade futuras, utilizadas na avaliação das previsões de ganho de eficiência das transmissoras.

DEA não é novo na regulação dos serviços de transmissão e distribuição de energia no mundo. Em pesquisa realizada com 25 agências reguladoras de diferentes países, visando somente o setor de transmissão, Haney e Pollitt (2013) encontraram que 13 dos 25 respondentes utilizam alguma forma de *benchmarking*. Dos 13, Holanda, Finlândia, Portugal e Brasil mencionam usar o método de fronteira. Dos doze que não usam, cinco declararam na pesquisa estarem considerando utilizar alguma forma de *benchmarking* no futuro (Áustria, Lituânia, Polônia, Espanha e Costa Rica).

2.2 O Setor de Energia Elétrica Brasileiro

2.2.1 Do nascimento aos dias atuais

Com uma central termelétrica de 52kW, Campos, localizada no estado do Rio de Janeiro, foi, em 1883, a primeira cidade da América do Sul a oferecer o serviço de iluminação pública para a sua população. Ainda nesse ano foi construída a primeira usina hidrelétrica do país, em Diamantina-MG, dando início à exploração do potencial hidrelétrico brasileiro (DOILE, 2012) e também foi inaugurado o primeiro sistema de transporte público movido à energia elétrica, por meio dos bondes de Niterói-RJ (GOMES *et al*, 2002).

No início do século XX, com a eminente necessidade de se expandir a infraestrutura básica no país, diferentes empresas estrangeiras vieram para o Brasil e iniciaram os investimentos em maior escala no setor elétrico. Com o passar dos anos os investimentos perduraram e passaram também a ter participação do estado, como, por exemplo, em 1945, quando surgiu a CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco, uma empresa pública (DOILE, 2012).

A partir de 1963 o governo brasileiro criou a Eletrobrás, uma *holding* que gerenciava a maioria dos ativos de transmissão e geração no país, enquanto grande parte da distribuição se concentrava nas mãos do capital privado. A Eletrobrás foi essencial para a criação de um

sistema centralizado nacional, garantindo a estabilidade para todo o sistema e políticas de subsídios, como, por exemplo, para a indústria (FERREIRA, 2000).

Após o período anterior, a primeira grande transformação ocorreu a partir de 1970 com a implementação da Lei nº 5.655/1971, que estabeleceu índices mínimos de retorno para os investimentos privados feitos no setor elétrico. Esses variavam entre 10% e 12%. Tal medida provocou uma verdadeira alavancagem do setor que teve seus investimentos aumentados. A Eletrobrás fortaleceu-se nessa época por meio de empréstimos externos e aumentou a sua participação no setor em esfera nacional. Para sustentar essas mudanças foi necessário “computar” a taxa de retorno do capital diretamente na tarifa dos consumidores finais (DOILE, 2012).

A partir de 1995, o então Presidente Fernando Henrique Cardoso iniciou o seu primeiro mandato já sinalizando as suas intenções de privatizar o setor elétrico brasileiro. Em seu discurso, o presidente afirmava que o setor necessitava de investimentos imediatos que não poderiam ser realizados em sua integridade pelo estado. Assim, por meio do Programa Nacional de Desestatização – PND iniciou-se um intenso processo de privatização do setor elétrico o qual guiou os investimentos no setor nos anos que seguiram (FERREIRA, 2000).

As mudanças impulsionadas por esse processo criaram a demanda de que o setor passasse por uma grande reestruturação. Assim foi formulado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RE-SEB, tendo como principal proposta a desverticalização das atividades do setor, resultando na divisão do mesmo entre geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2001).

O novo modelo era baseado na concorrência entre os agentes regulados e, ao mesmo tempo, a regulação e fiscalização se tornaram intensas por parte do Poder Público Federal. Algumas empresas, anteriormente verticalizadas, aquelas que exploravam o mercado de geração, transmissão e distribuição de energia, foram desverticalizadas e privatizadas num processo que ficou conhecido como a liberalização do mercado por meio da busca pela eficiência e, assim, a modicidade tarifária para o consumidor final (AZEVEDO; MATOS, 2012).

Todas essas mudanças demandaram o desenvolvimento de novas entidades de gestão do setor por parte do governo. Dessa maneira, em 1966, a ANEEL foi criada por meio da Lei nº

9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997 para regular o setor elétrico brasileiro. Outros órgãos também foram criados, como o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, “*todos com o objetivo de organizar o mercado e a estrutura do setor elétrico brasileiro*” (DOILE, 2012, p. 471). A ANEEL, junto com outros órgãos de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, ajudou a garantir o seu crescimento e a estabilidade nos próximos anos, tendo o modelo regulatório instaurado como o instrumento fundamental para o desenvolvimento do setor (DOILE, 2012).

Porém, a estabilidade não foi atingida com facilidade. A partir dos anos 2000 o setor encarou uma das maiores crises de sua história. Com a grande seca de 2001 os reservatórios das usinas hidrelétricas atingiram níveis críticos que colocaram o fornecimento de energia em risco para todo o país (GOMES *et al*, 2002).

Diante disso, foi necessário que o país começasse a diversificar as suas fontes primárias de produção de energia com o objetivo de, assim, reduzir a dependência dos recursos hídricos. Também, foi fundamental, nesse período, que o governo criasse mecanismos que garantissem a sustentabilidade do setor, garantindo o fluxo de investimentos, tendo em vista o crescimento constante do consumo e a necessidade de renovação tecnológica (GOMES *et al*, 2002).

O modelo institucional vigente, desde 2004, para o setor elétrico, incluindo a geração, transmissão e distribuição, tem como premissa a execução de três objetivos principais: (1) garantir a segurança do suprimento de energia elétrica; (2) promover a modicidade tarifária; e, (3) promover a inserção social por meio da universalização do atendimento. Além disso, um quarto objetivo adjacente busca promover a estabilidade da regulação no longo prazo, assegurando a estabilidade do marco regulatório (CAVALCANTI, 2012).

Mais recentemente, o setor passa por uma segunda crise, novamente devido a questões climáticas, e também em função de atos regulatórios não bem-sucedidos (DIEESE, 2015). O desafio do setor continua sendo de diversificar a sua matriz energética, assim como construir um modelo regulatório que traduza o ambiente e desafios do setor de maneira correta.

2.2.2 A divisão em setores e a transmissão de energia elétrica

Desde metade da década de 90, a partir do RE-SEB, o setor de energia elétrico brasileiro foi dividido em três esferas principais: geração, distribuição e transmissão. No mesmo período, como citado anteriormente, iniciou-se um intenso processo de privatização do setor, somado com o início do desenvolvimento de uma estrutura regulatória.

A geração de energia elétrica é responsável por produzir a eletricidade que será enviada para os sistemas de transmissão. O Brasil conta com um mercado de geração pulverizado composto por diferentes unidades geradoras espalhadas pelo país das mais diferentes matrizes energéticas (ABRADEE, 2016).

Nesse sistema, algumas unidades geradoras ofertam as suas produções diretamente no Mercado Atacadista de Eletricidade – MAE (FERREIRA, 2000), enquanto outras, como, por exemplo, as usinas hidrelétricas, possuem os seus preços regulados pela ANEEL, especialmente aquelas que aceitaram a renovação antecipada das concessões de 2013 (ABRADEE, 2016). Enquanto a produção das geradoras passava a ser negociada no mercado livre – ambiente no qual a oferta e a demanda regulam os preços, a distribuição e transmissão continuaram sendo regulamentadas (ANEEL, 2008).

A transmissão é responsável por levar a energia dos centros geradores até as unidades distribuidoras. Sendo que, a geração e a transmissão fazem parte do Sistema Interligado Nacional – SIN que conecta as redes das mais diferentes regiões do país buscando garantir estabilidade de oferta a todas as regiões. O SIN também contribui para uma melhor eficiência de todo o sistema de geração de energia elétrica, poupando reservatórios, em certas regiões, e aproveitando melhor outros, por exemplo. Em 2012, 97% de toda a energia transportada no país passou pelo sistema, tendo os 3% restantes focados em sistemas isolados localizados, principalmente, na região norte (CAVALCANTI, 2012).

Pode-se considerar, ainda, que o caso específico brasileiro da transmissão possui grande relevância em função da principal fonte de eletricidade do país ser oriunda de usinas hidrelétricas. Usinas essas geralmente localizadas distantes dos grandes centros consumidores em função das expressivas áreas alagadas, também sendo necessário levar em conta as proporções continentais do território brasileiro (ANEEL, 2008).

Já na ponta do processo, a distribuição de energia elétrica está voltada para transformar a eletricidade de alta tensão, vinda das linhas de transmissão, em baixa tensão e distribuí-la até os consumidores finais (ANEEL, 2008). Tanto a transmissão quanto a distribuição estão sujeitas a normas regulatórias diferentes por parte da ANEEL, principalmente devido ao fato da diferença na operação técnica e territorial de ambos os setores.

Confira na Figura 2, abaixo, uma ilustração prática de como se dá hoje a divisão do setor de energia elétrica brasileiro.

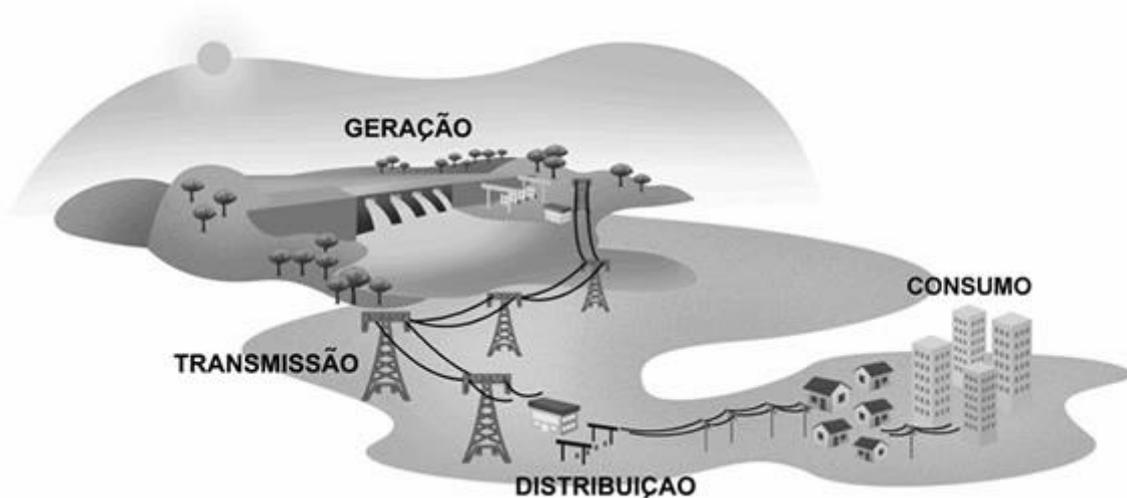


Figura 2: a divisão do setor elétrico brasileiro.

Fonte: ABRADDEE (2016).

2.2.3 Recortes da legislação brasileira a respeito da regulação de serviços públicos e do setor de energia elétrica

O Brasil ainda carece hoje de uma lei única que claramente realize as definições necessárias para as agências reguladoras, mesmo com o seu ganho expressivo de responsabilidade e relevância. Encontra-se, na pauta da Câmara dos Deputados, um Projeto Lei do Senado (PLS 52/2013) que dispõe sobre a gestão, a organização e o controle social das agências reguladoras. O projeto foi encaminhado à Câmara no final de 2016 e ainda não entrou em discussão no órgão (BRASIL, 2016).

A ausência de uma única lei que centralize essa pauta faz com que a pesquisa pelas obrigações do estado e direitos do cidadão estejam espalhadas em diversas leis. Esta divisão do referencial

teórico busca apresentar alguns recortes pertinentes dessas leis e da Constituição que, de alguma forma, contribuirão para o desenvolvimento desse trabalho.

A legislação brasileira trata da regulação de serviços públicos a partir de sua constituição. No capítulo VII, seção I, artigo 37, 3º parágrafo é demandada a criação de lei que valide a participação do usuário na administração pública. O parágrafo leva em consideração o direito de o cidadão reclamar a respeito da prestação dos serviços públicos, garantindo um canal de comunicação e sistemas que validem a qualidade dos serviços (BRASIL, 1988), veja o recorte abaixo:

“§ 3º A lei disciplinará as formas de participação do usuário na administração pública direta e indireta, regulando especialmente: (Redação dada pela Emenda Constitucional nº 19, de 1998)

I - as reclamações relativas à prestação dos serviços públicos em geral, asseguradas a manutenção de serviços de atendimento ao usuário e a avaliação periódica, externa e interna, da qualidade dos serviços; (Incluído pela Emenda Constitucional nº 19, de 1998)

II - o acesso dos usuários a registros administrativos e a informações sobre atos de governo, observado o disposto no art. 5º, X e XXXIII; (Incluído pela Emenda Constitucional nº 19, de 1998) (Vide Lei nº 12.527, de 2011)

III - a disciplina da representação contra o exercício negligente ou abusivo de cargo, emprego ou função na administração pública. (Incluído pela Emenda Constitucional nº 19, de 1998)” (BRASIL, 1988).

Mais adiante, na Carta Magna, o artigo 175 dispõe a respeito do regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, sendo que esse artigo, alguns anos mais tarde, acabou se tornando a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Em seu capítulo II, a Lei trata de determinações a respeito do “serviço adequado” o qual as concessionárias e o estado são obrigados a prestar.

É importante ressaltar aqui a obrigatoriedade da busca constante pela modicidade tarifária e modernidade das técnicas. Ainda dentro da Lei nº 8.987, no capítulo VII, artigo 29 a lei impõe

que o estado deve “estimular o aumento da qualidade, produtividade, preservação do meio-ambiente e conservação” além de “incentivar a competitividade” (BRASIL, 1995).

Avançando um pouco mais, a Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996 foi a responsável por instituir a ANEEL e por disciplinar o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica. Um parágrafo específico dessa Lei é importante para a análise que será realizada nesse trabalho. O parágrafo 3º do artigo 4º afirma a respeito da necessidade da realização de audiências públicas:

“O processo decisório que implicar afetação de direitos dos agentes econômicos do setor elétrico ou dos consumidores, mediante iniciativa de projeto de lei ou, quando possível, por via administrativa, será precedido de audiência pública convocada pela ANEEL” (BRASIL, 1996).

Um último recorte a ser referenciado trata-se do artigo 43 do Código Civil Brasileiro (Lei nº 10.406, de 10 de janeiro de 2002). O artigo atribui às pessoas de direito público interno as responsabilidades pelos atos de seus agentes que venham a causar danos a terceiros, garantindo, ao mesmo tempo, o direito regressivo em caso de danos, tanto em casos de culpa ou dolo (BRASIL, 2002).

2.2.4 Regulação do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro

A ANEEL tem missão de proporcionar, por meio da regulação, condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade. A Agência, desde a sua fundação em 1995, regula o setor de transmissão de energia elétrica. A interface realizada entre a ANEEL e os agentes do setor se dá, principalmente, por meio de revisões tarifárias e eventuais renovações de concessões (ANEEL, 2016).

Buscando modicidade tarifária e o equilíbrio econômico-financeiro das empresas, a ANEEL realiza revisões tarifárias periódicas, de quatro em quatro anos, momento em que a tarifa para o consumidor final ou a receita das empresas pode ser alterada para mais ou para menos, de acordo com as condições de desempenho das concessionárias (SAVOIA; MOREIRA, 2012).

Na ocasião da revisão tarifária das empresas brasileiras de energia elétrica é definida a Receita Anual Permitida (RAP) dessas empresas e, na maioria dos casos, isso ocorre com alguma mudança na metodologia de cálculo ou nos itens da modelagem. Dessa maneira, a regulação busca a transferência dos ganhos de eficiência das concessionárias para a sociedade, seguindo o seu dever de oferecer o melhor serviço ao preço mais baixo (NT nº 182/2007 - SRE/ANEEL). Nem sempre as alterações citadas ocorrem somente durante a revisão tarifária, alterações na metodologia e correções no modelo também podem ocorrer por meio de revisões extraordinárias, como foi o caso da renovação antecipada das concessões ocorrida em 2012.

Para a formulação dos modelos, dois componentes são essenciais para o cálculo da receita (RAP) das concessionárias de transmissão: os custos operacionais, representados pelos gastos com manutenção e operação dos ativos das empresas necessários para a execução do serviço; e, a remuneração dos ativos necessária para a prestação do serviço com a qualidade exigida, assegurando, também, a sustentabilidade econômica do negócio. A partir do reposicionamento tarifário a receita anual das concessionárias é recalculada (NT nº 116/2007 - SRE/ANEEL).

Esse modelo ficou vigente para as empresas de transmissão de energia elétrica brasileiras até a introdução da MP 579/2012, transformada na Lei 12.783/2013, que instituiu o “regime de operação e manutenção”, pelo qual os ativos não são mais remunerados, sendo incorporados ao estado mediante indenização, e a empresa tem como receita o custo de operação e manutenção eficiente de suas concessões.

Antes de cada revisão dos modelos regulatórios, a ANEEL inicia uma discussão com os agentes do setor buscando recolher os insumos que contribuam com o processo decisório. Processo decisório esse que deve respeitar os princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade, ampla publicidade e economia processual. Todos esses procedimentos fazem parte do Decreto nº 2335 de 6 de outubro de 1997 que constituiu a ANEEL. Confira abaixo a parte específica do decreto que trata a respeito das audiências públicas.

“Da Audiência Pública

Art. 21. O processo decisório que implicar efetiva afetação de direitos dos agentes econômicos do setor elétrico ou dos consumidores, decorrente de ato

administrativo da Agência ou de anteprojeto de lei proposto pela ANEEL, será precedido de audiência pública com os objetivos de:

- I - recolher subsídios e informações para o processo decisório da ANEEL;*
- II - propiciar aos agentes e consumidores a possibilidade de encaminhamento de seus pleitos, opiniões e sugestões;*
- III - identificar, da forma mais ampla possível, todos os aspectos relevantes à matéria objeto da audiência pública;*
- IV - dar publicidade à ação regulatória da ANEEL.*

Parágrafo único. No caso de anteprojeto de lei, a audiência pública ocorrerá após prévia consulta à Casa Civil da Presidência da República” (BRASIL, 1997, ANEXO I, CAPÍTULO V, SEÇÃO II).

Desde 2007, a ANEEL tem utilizado, em seus modelos de regulação de custos do setor de transmissão de energia elétrica, metodologias de *benchmarking* para comparar as empresas reguladas e metrificar a sua eficiência. Com relação aos custos de operação e manutenção, o regulador vem utilizando a metodologia DEA. No próximo tópico desse referencial será descrita a evolução dos modelos elaborados pela Agência ao longo dos anos e que se utilizaram da metodologia de *benchmarking* DEA.

2.2.5 Notas técnicas referentes aos custos operacionais da transmissão

Esta seção do referencial teórico reserva-se aos modelos regulatórios que tratam da mensuração dos custos operacionais das concessionárias de transmissão de energia elétrica brasileiras criados pela ANEEL a partir de 2007. Será repassado aqui, rapidamente, os pontos considerados relevantes para representar a evolução dos modelos desenvolvidos para que, no desenvolvimento do trabalho, os mesmos sejam analisados.

Desde 2007, quando foi realizada a primeira revisão tarifária do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro, até a data de elaboração desse trabalho, quatro eventos provocaram profundas alterações na metodologia de cálculo dos custos operacionais das concessionárias reguladas, as revisões tarifárias de 2007, 2009 e 2017 e a renovação das concessões de 2012. Abaixo cada uma delas será discriminada em detalhes.

Dois pontos de atenção devem ser previamente destacados. Primeiramente, a renovação das concessões de 2012 não foi precedida de audiência pública, apenas de publicação de nota técnica normativa. Este tema será melhor trabalhado ao longo deste estudo. Até a conclusão deste trabalho o Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (2017) não havia sido finalizado, e, dessa forma, foram trabalhados somente os documento preliminares da revisão, sem a avaliação da nota técnica normativa final.

2.2.5.1 Primeiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (2007)

A ANEEL organizou os dados das concessionárias analisadas nessa revisão na forma de painel ou *pool*, sendo os mesmos extraídos dos anos de 2003 até 2005. O modelo criado foi vigente durante o ciclo tarifário de 2005 até 2008. A metodologia de cálculo dos custos operacionais eficientes, das concessionárias de transmissão, utilizada foi DEA, considerando retornos não decrescentes de escala. Segundo o regulador, a imposição de retornos não decrescentes à escala implica que a escala de empresas maiores não poderá ser reduzida de forma a serem comparadas com empresas menores, por outro lado, firmas de menor escala podem ser comparadas com firmas de maior escala (Nota Técnica nº 182/2007 – SRE/ANEEL).

A variável de insumo escolhida pelo Regulador para esse caso foi o TOTEX, a soma dos custos operacionais e investimento. O Quadro 1 apresenta as variáveis de produto utilizadas (Nota Técnica nº 182/2007 – SRE/ANEEL).

Quadro 1: variáveis de produto utilizadas na Primeira Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica brasileiras.

Produto a Ser Representado	Variável de Produto
Linhas de Transmissão.	Comprimento de Rede (km).
Módulos de Manobra.	Somatória dos Módulos: EL, CT e IB.
Módulos de Equipamentos.	Quantidade de Transformadores.
	Capacidade de Transformação (MVA).

Fonte: Nota Técnica nº 182/2007 – SRE/ANEEL.

Após a execução do modelo, o regulador normalizou os resultados, obtidos por meio da utilização da metodologia de *benchmarking* DEA, de acordo com a mediana. Ainda foi decidido que a normalização deveria restringir o maior valor de eficiência em 100% e o menor em 80% (Nota Técnica nº 182/2007 – SRE/ANEEL). A Tabela 1 apresenta o resultado desse processo.

Tabela 1: escores de eficiência obtidos e normalização pela mediana.

Empresas	2005	2004	2003	Mediana	Mediana Normalizada
COPEL	93%	81%	100%	93%	100%
CEMIG	69%	91%	89%	89%	99%
CEEE	70%	75%	85%	75%	94%
CHESF	75%	73%	91%	75%	93%
ELETROSUL	73%	71%	81%	73%	93%
FURNAS	55%	65%	71%	65%	90%
CTEEP	43%	43%	50%	43%	82%
ELETRONORTE	34%	36%	41%	36%	80%

Fonte: Nota Técnica nº 182/2007 – SRE/ANEEL.

2.2.5.2 Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (2009)

Para o ciclo compreendido entre 2009 e 2012 a ANEEL, novamente, utilizou a metodologia de *benchmarking* DEA. Desta vez abriu mão da variável insumo TOTEX e utilizou somente os custos de operação e manutenção das linhas de transmissão. A principal evolução do modelo, nesse caso, foi em relação à utilização da metodologia DEA em dois estágios. Dessa maneira, variáveis ambientais foram agregadas ao modelo, no segundo estágio, com o objetivo de ajustar os valores de escores obtidos no primeiro estágio (Nota Técnica nº 274/2009 – SRE/ANEEL).

O objetivo de utilizar as variáveis ambientais foi, segundo o regulador, levar em consideração as peculiaridades de cada região de cada concessionária, permitindo uma melhor comparação entre as empresas. Para melhor ilustrar essa decisão, a Figura 3 demonstra a discrepância existente entre o grau de dispersão da área de atuação, uma das variáveis utilizadas no segundo estágio, de duas distintas empresas. Observe (à esquerda) a área de atuação da CTEEP, localizada somente no Estado de São Paulo e, em seguida, a área de atuação da ELETRONORTE, localizada na região norte (à direita) (Nota Técnica nº 274/2009 – SRE/ANEEL).

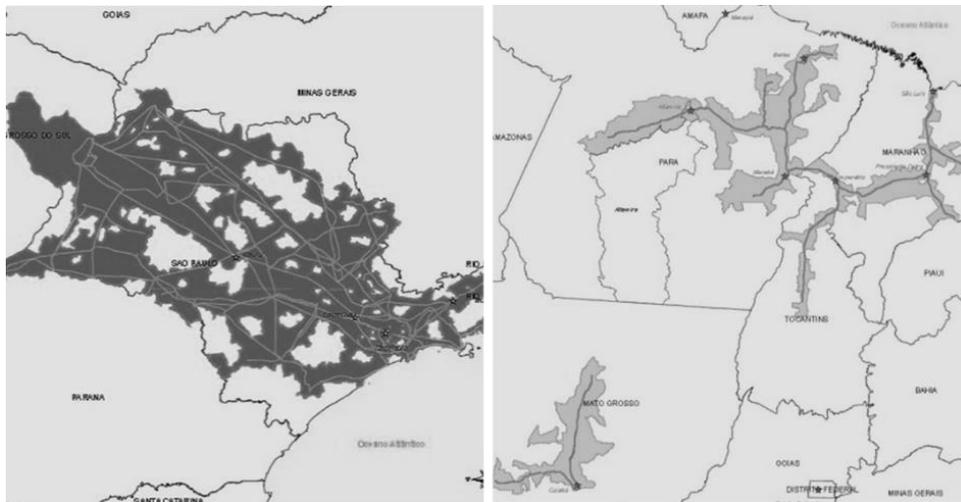


Figura 3: área de atuação da CTEEP (esquerda) e ELETRONORTE (direita).

Fonte: Nota Técnica nº 182/2007 – SRE/ANEEL.

A área de atuação da ELETRONORTE equivale aproximadamente a 310.000 km² e possui 7.784 km de rede, enquanto a CTEEP atua em uma área de aproximadamente 180.000 km² e possui 18.610 km de rede (Nota Técnica nº 274/2009 – SRE/ANEEL). Esse cenário aponta maiores custos de operação e manutenção para a ELETRONORTE, uma vez que o deslocamento necessário de suas equipes e materiais é maior.

As variáveis utilizadas no segundo estágio foram: remuneração média do trabalho, mensuradas de acordo com o local onde a concessionária atua; o nível de tensão das linhas de transmissão, sendo que linhas com tensões diferentes possuem custos diferentes e geralmente quanto maior a tensão, maiores são os custos com manutenção; e, dispersão das redes, como citado

anteriormente (Nota Técnica nº 396/2009 – SRE/ANEEL). A Tabela 3 apresenta o resultado da eficiência dos dois estágios no período.

Tabela 2: Área de atuação da CTEEP (esquerda) e ELETRONORTE (direita).

Empresa	Escore DEA 1º estágio	Resultado final DEA 2º estágio
CTEEP	100%	100%
COPEL	100%	95%
CEEE	73%	73%
ELETROSUL	53%	68%
CEMIG	70%	66%
FURNAS	51%	64%
ELETRONORTE	22%	55%
CHESF	55%	44%

Fonte: Nota Técnica nº 182/2007 – SRE/ANEEL.

2.2.5.3 Renovação Antecipada das Concessões (2012)

No final de 2012 o Ministério de Minas e Energia (MME), vinculado ao Governo Federal Brasileiro, propôs a antecipação da renovação de todas as concessões de geração e transmissão de energia elétrica que tinham vencimento até 2015. Coube à ANEEL propor um modelo para o cálculo das novas Receitas Anuais Permitidas (RAPs), o que mudou substancialmente as regras até então vigentes. Nesse momento, as empresas, por meio de uma medida provisória (MP 579/2012, transformada na Lei 12.783/2013), tiveram a opção de escolher entre renovar sua concessão, segundo novas regras, ou entregar sua concessão ao final do período de contrato para nova licitação (BRASIL, 2013).

O modelo, descrito na Nota Técnica 383/2012 – SRE/ANEEL propunha que a receita das empresas seria formada pelo custo operacional eficiente, calculado por DEA, não havendo mais remuneração de ativos totalmente depreciados. Vale aqui retornarmos ao quinto parágrafo da introdução desse trabalho, onde, em 2017, o estado precisou remunerar esses ativos, mediante decisão judicial. Quanto ao modelo de cálculo do custo operacional eficiente, as principais alterações estavam relacionadas ao abandono da metodologia DEA em dois estágios e, assim, das variáveis ambientais e com a diferença salarial à conta de “Pessoal” no OPEX, ou custo

operacional, não sendo mais o TOTEX, como foi no caso da Primeira Revisão Tarifária (Nota Técnica nº 383/2012 - SRE/ANEEL).

Dessa forma, a variável de insumo continuou sendo única, o OPEX (custo operacional). Porém, as variáveis de produto aumentaram em quantidade devido à desagregação da variável Comprimento de Rede (Km) em níveis de tensão, conforme ilustrado no Quadro 2.

Quadro 2: unidades modulares representativas de insumos e produtos.

Tipo	Descrição	Desagregação
Insumos	OPEX	Contas de Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros, Seguros, Tributos e Outros
Produtos	Linhas de Transmissão	Comprimento de Rede (Km) - 600 à 765kV
		Comprimento de Rede (Km) - 440 à 525kV
		Comprimento de Rede (Km) - 325kV
		Comprimento de Rede (Km) - 230kV
		Comprimento de Rede (Km) - 138kV
		Comprimento de Rede (Km) - 69 à 88kV
	Módulos de Manobra	Somatória dos Módulos: EL, CT e IB
	Módulos de Equipamento	Quantidade de Transformadores
Capacidade de Transformação (MVA)		

Fonte: NT nº 383/2012 – SRE/ANEEL.

Pela primeira vez foram introduzidas restrições aos pesos no modelo. Esse tipo de restrição é conhecido, na literatura, como *Assurance Region Type I* (Thompson, Singleton, Thrall e Smith, 1986). Com essa medida o regulador buscou impedir que os pesos das variáveis relacionadas aos quilômetros de linha em cada tensão assumissem valor nulo, ao mesmo tempo em que as tensões mais elevadas e, conseqüentemente, de custo mais elevado de operação e manutenção, tivessem pesos maiores do que as tensões mais baixas (Nota Técnica nº 383/2012 – SRE/ANEEL). O resultado médio desse modelo foi de 51%. A Tabela 3 mostra os resultados.

Tabela 3: Escores de eficiência obtidos pelo modelo DEA com restrição aos pesos.

Empresa	Escore de eficiência (%)
CEEE	58,3
CEMIG	61,5
CHESF	36,7
COPEL	45,5
CTEEP	96,0
ELETRONORTE	26,7
ELETROSUL	46,9
FURNAS	39,3

Fonte: Nota Técnica nº 383/2012 – SRE/ANEEL.

O regulador, considerando que quanto maior a razão entre a Parcela Variável (PV) e a Receita Total (RT) maior a indisponibilidade do sistema e menor a qualidade da energia transmitida, usa este resultado como forma de ajustar os escores de eficiência obtidos por DEA. Para tanto, calculou para cada empresa a razão entre a PV e sua RT. A PV refere-se à parcela a ser deduzida da receita da transmissora em função da não prestação adequada do serviço público de transmissão (NT nº 383/2012 – SRE/ANEEL).

Segundo o Instituto Acende Brasil (2015), os contratos de concessão de transmissão preveem uma PV que é deduzida da RAP em função do nível de indisponibilidade das instalações de transmissão. Para este cálculo decide, porém, dividir as empresas em grupos de acordo com seus resultados de PV/RT e que os 49%, que seriam necessários para elevar a média para 100%, seriam atribuídos somente à empresa que tivesse o melhor valor deste. As demais empresas receberiam 39%, 29%, 19% e 10%, respectivamente (NT nº 383/2012 – SRE/ANEEL). O resultado final deste ajuste pela qualidade está sintetizado na Tabela 4.

Tabela 4: escores de eficiência ajustados por qualidade.

Empresa	Eficiência obtida por DEA (%)	Ajuste por qualidade (%)	Escore de eficiência final (%)
CEEE	58,3	19	77,3
CEMIG	61,5	29	90,5
CHESF	36,7	19	55,7
COPEL	45,5	39	84,5
CTEEP	96	39	135,0
ELETRONORTE	26,7	19	45,7
ELETROSUL	46,9	49	95,9
FURNAS	39,3	10	49,3

Fonte: Nota Técnica nº 383/2012 – SRE/ANEEL.

2.2.5.4 Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (2017)

Para a primeira revisão tarifária após a renovação das concessões, o regulador retomou o processo padrão de audiências públicas. No caso, foi publicada a Nota Técnica nº 160/2017 – SRE/ANEEL, retificada pela Nota Técnica nº 164/2017 – SRE/ANEEL, abrindo, então, as discussões a respeito do terceiro ciclo. Como citado anteriormente, até o encerramento deste trabalho ainda não havia sido finalizada a audiência pública com a publicação de uma nota técnica normativa, e, em função disso somente serão analisados os documentos de abertura da audiência pública.

Como insumo para a construção do modelo proposto, o regulador utilizou novamente o OPEX ou custos operacionais, nesse caso com os anos de referência de 2013 a 2016. Uma normalização de custos foi feita na conta de pessoal e serviços, antes da aplicação do modelo. Para a normalização foram utilizados dados do RAIS – Relação Anual de Informações Sociais criado e mantido pelo Ministério do Trabalho e Emprego (MTb) que leva em consideração a variação de salários entre regiões do país tendo o nordeste como base. Confira na Tabela 5 como se deu tal tratativa.

Tabela 5: índice salarial calculado pela ANEEL em cima dos dados do RAIS.

Região	Índice Salarial (%)
CO	106,54
NE	100,00
N	110,91
SE	123,54
S	110,86

Fonte: Nota Técnica nº 160/2017– SRE/ANEEL.

Algumas alterações foram feitas nas variáveis de produto utilizadas para a metodologia DEA. Primeiramente, o regulador alterou a desagregação da variável extensão de rede (Km) por nível de tensão. Na Nota Técnica nº 383/2012 – SRE/ANEEL foram considerados seis níveis de tensão, de 69kV até 765kV, lembrando que quanto maior os níveis de tensão mais caros são os custos de manutenção e construção dos ativos necessários. Já na Nota Técnica nº 160/2017– SRE/ANEEL reduziu a quantidade de níveis de tensão para somente dois, maior ou igual a 230kV ou menor do que 230Kv.

Já as variáveis Módulos de Manobra, Quantidade de Transformadores e Capacidade de Transformação (MVA) foram mantidas da Renovação para o 3CRTP. Houve apenas uma mudança na nomenclatura dessas duas últimas variáveis para Equipamentos de Subestação e Potência total de equipamentos de subestação, respectivamente (Nota Técnica nº 160/2017– SRE/ANEEL).

Finalmente, uma nova variável foi adicionada ao modelo DEA, a Qualidade. Com essa variável o regulador buscou considerar no modelo uma variável que pudesse punir e favorecer concessionárias de acordo com a qualidade dos serviços prestados. Para o cálculo dos valores dessa variável o regulador levantou o valor médio da potência total interrompida de cada empresa (Nota Técnica nº 160/2017– SRE/ANEEL). Confira no Quadro 3 o resumo de todas as variáveis de produto utilizadas pelo regulador.

Quadro 3: variáveis de produto apresentadas pelo regulador na nota técnica de abertura do 3CRTP.

Variáveis	Descrição
Extensão de Rede: Tensão \geq 230 kV e tensão $<$ 230 kV.	Considera extensão total das redes e ajuste para circuito duplo.
Potência total de equipamentos de subestação.	Soma das potências de transformadores, reatores, banco de capacitores série e paralelo, compensadores síncronos e estáticos, conversoras e bancos de filtros, etc. (MVA + Mvar).
Equipamentos de subestação.	Soma das unidades de equipamentos principais e considera ajuste para bancos de transformadores e reatores monofásicos.
Módulos de manobra.	Soma das unidades modulares de manobra (entradas de linha, conexões de equipamentos e interligações de barramentos).
Qualidade.	Valor médio da potência total interrompida (produto negativo no modelo com uso da metodologia DEA).

Fonte: Nota Técnica nº 160/2017– SRE/ANEEL.

As restrições aos pesos, como apresentadas na Renovação das Concessões, foram mantidas, como metodologia, no 3CRTP. O regulador, porém utilizou-se de outra justificativa para alegar a adoção dessas restrições. De acordo com a Agência a total liberdade de escolha de pesos por parte da metodologia DEA, pode, em alguns casos, conduzir a resultados pouco intuitivos. Assim, as restrições aos pesos assumiriam o papel de *trade-off* tanto para insumo quanto produtos (Nota Técnica nº 160/2017– SRE/ANEEL).

Retomando o 2CRTP, a ANEEL reintroduziu a discussão a respeito das variáveis ambientais e a possível necessidade de se adotar um segundo estágio de DEA, para a melhor tradução do ambiente do setor de transmissão, no uso da metodologia. Confira abaixo um recorte da Nota Técnica nº 160/2017– SRE/ANEEL onde o próprio regulador trata do assunto.

“A condução de uma análise de segundo estágio pode ser uma boa alternativa para testar e validar premissas da influência de variáveis ambientais no resultado do estudo de eficiência, eventualmente corrigindo o resultado do primeiro estágio” (Nota Técnica nº 160/2017 – SRE/ANEEL).

Ainda nessa mesma nota técnica, o regulador levanta uma série de fatores ambientais que poderiam ser consideradas variáveis do segundo estágio, como: tipo e porte da vegetação, queimadas, clima, incidência de raios, relevo, declividade, tipo de acesso às instalações, coincidência ou proximidade de traçados de linhas do mesmo agente, densidade espacial das instalações, dentre outras. Porém, a própria Agência sinalizou que a adoção de um segundo estágio necessitaria de estudos mais aprofundados a respeito dos ativos de cada transmissora, tendo em vista que os dados que possui em mãos não seriam suficientes para tal análise (Nota Técnica nº 160/2017– SRE/ANEEL).

Buscando aumentar a base de empresas comparadas na análise em painel da metodologia DEA, o regulador incluiu entre as empresas contratadas novas concessões licitadas, *holdings* e contratos das empresas renovadas em 2012. No caso das *holdings*, a Agência agrupou empresas existentes em empresas artificiais para criar novas *Decision Making Units* (DMUs) ou unidades tomadoras de decisão, levando em consideração as outras empresas as quais eram de propriedade das concessionárias principais. O objetivo de tal ação seria englobar todos os custos de cada *holding* em uma mesma DMU, tendo em vista que, muitas vezes, as empresas principais assumem custos de suas subsidiárias que levam as primeiras à ineficiência frente a custos administrativos (Nota Técnica nº 160/2017– SRE/ANEEL).

Além disso, o regulador adicionou, pela primeira vez, a concessionária CELG, do estado de Goiás, ao grupo de empresas comparadas. É importante ressaltar que a CELG é uma concessionária significativamente menor do que as outras as quais está sendo comparada, com um custo operacional informado para o ano de 2016 96,78% menor do que o de FURNAS, a maior concessionária comparada e 75,58% menor do que a segunda menor concessionária, a CEMIG (Nota Técnica nº 164/2017– SRE/ANEEL).

Após o cálculo, utilizando-se da metodologia DEA, o regulador ainda corrigiu os resultados por meio de uma normalização utilizando o terceiro quartil do conjunto de resultados, no caso 85,9% (Nota Técnica nº 160/2017– SRE/ANEEL). Após tal tratativa os níveis de eficiência foram apresentados na Nota Técnica nº 164/2017– SRE/ANEEL, os quais são representados na Tabela 6.

Tabela 6: Eficiência normalizada pelo terceiro quartil e individualizada para os contratos de concessão do 3CRTP.

Concessionária	Eficiência Normalizada e Individualizada para o Contrato de Concessão (%)
CEMIG-GT CC 006/1997	106,26
CTEEP CC 059/2001	104,14
CEEE-GT CC 055/2001	99,43
CELG G&T CC 063/2001	84,24
FURNAS CC 062/2001	64,60
COPEL-GT CC 060/2001	56,42
CHESF CC 061/2001	44,35
ELETROSUL CC 057/2001	43,56
ELETRONORTE CC 058/2001	32,96

Fonte: Nota Técnica nº 164/2017– SRE/ANEEL.

A partir desses resultados, verifica-se uma variação de até 73,3% de eficiência entre uma concessionária e outra. Além disso, com o modelo o regulador reduziu os custos operacionais regulatórios de R\$ 2.526.688,00 para R\$ 1.900.118,00, uma variação de R\$ 626.569,00 (Nota Técnica nº 160/2017 – SRE/ANEEL).

3 METODOLOGIA

Esta pesquisa, de acordo com Révillion (2003), possui caráter exploratório, uma vez que o objetivo, aqui, é observar se o regulador do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro tem exercido seu papel de dialogar com a sociedade na busca pela construção de um modelo ideal de regulação. Todo esse estudo contribuirá por familiarizar melhor a literatura a respeito dos métodos da regulação do setor de energia elétrica brasileiro.

Utilizando Guerra (2006), infere-se que este trabalho se trata de uma pesquisa qualitativa, tendo em vista que:

“(...) a pesquisa qualitativa, ‘no melhor dos casos, designa uma variedade de técnicas interpretativas que têm por fim descrever, decodificar, traduzir certos fenômenos sociais que se produzem mais ou menos naturalmente’”
(extraído de COLBARI, 2014).

De acordo com Creswell (2007), a pesquisa qualitativa trabalha questões das quais os dados emergem por meio de coletas feitas no ambiente específico da pesquisa. No caso desta pesquisa, é estudado o ambiente do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro, envolvendo principalmente o regulador e as contribuições feitas por agentes do setor. Sendo a análise dos dados feita indutivamente a partir de particularidades para temas gerais, abrindo espaço para interpretações, que serão oriundas das contribuições feitas pela comunidade e pela literatura da área.

Creswell (2007), assim, enaltece a importância da pesquisa qualitativa e de seu viés interpretativo permitindo que o autor do trabalho faça uma interpretação dos dados coletados do ambiente, levando, assim, à criação de um cenário pessoal. Dessa maneira, ainda de acordo com Creswell (2007), essa pesquisa se qualifica como qualitativa uma vez que serão analisados dados gerais fornecidos pelo regulador brasileiro e pela sociedade a partir dos quais serão feitas análises a respeito dos modelos adotados.

Seguindo as ponderações de Godoy (1995), essa pesquisa também pode ser enquadrada como uma pesquisa documental, uma vez que dará tratamento analítico a materiais que ainda foram pouco estudados, que no caso desse trabalho foram as notas técnicas e contribuições dos agentes no âmbito das audiências públicas realizadas pela ANEEL. Poucos trabalhos acadêmicos

analisaram as metodologias implementadas nos processos de revisão tarifária e renovação das concessões do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro, sendo encontrados somente três publicações a respeito desse específico tema, Pessanha *et al* (2004), Pessanha *et al* (2010) e Cardoso *et al* (2017). Conclui-se, então, que essa é uma área que carece de estudos.

Ainda sobre o caso brasileiro, este trabalho está propondo uma interpretação complementar para outros estudos qualitativos, sendo que quase todos os estudos publicados até o momento que criticaram o modelo adotado utilizaram-se de críticas e interpretações próprias, não citando ou levando em questão as contribuições feitas pelos agentes do setor nas contribuições feitas.

Creswell (2007) coloca como benefícios do uso da pesquisa documental o fato do pesquisador obter a linguagem dos participantes, facilidade de acesso atemporal do pesquisador e qualidade dos dados. Tendo em vista o caráter documental desse trabalho e a análise do conteúdo presente nesses documentos, sendo eles notas técnicas da ANEEL e contribuições feitas por empresas reguladas e sociedade durante as audiências públicas, é pertinente afirmar que esse trabalho precisará se embasar, mesmo que não aprofundadamente, dentro das premissas metodológicas da Análise de Discurso (AD), tão comum em pesquisas qualitativas. Referenciar o uso da AD para esse trabalho se mostra pertinente tendo em vista que, segundo Souza e Carrieri (2012) a AD tem ganhado cada vez mais relevância dentro de estudos organizacionais empíricos, no Brasil e mundo.

Tendo em vista os estudos a respeito de mercados regulados e metodologias de *benchmarking* tanto na literatura brasileira quanto internacional, nota-se claramente a predominância de pesquisas quantitativas. Fato esse esperado, tendo em vista que estamos tratando aqui de metodologias de cálculo de eficiência, receitas e tarifas. Porém, a necessidade de estudos qualitativos nessa linha emerge cada vez mais, movimento que tem sido acompanhado desde a década de 60 com um maior ganho de relevância de abordagens interpretativas que vão além das propostas positivistas e exclusivamente quantitativas (SOUZA; CARRIERI, 2014).

A Análise de Discurso tem ganhado, desde o período anteriormente citado, legitimidade como uma fonte direcionadora para criação de metodologias empíricas e robustas que dão respaldo às análises qualitativas que ajudem a evidenciar a construção de sentido em discursos oriundos de contextos sociais e organizacionais. A partir da análise de materiais na forma de falas ou

texto a AD busca compreender a realidade que permeia os mesmos, identificando assim processos de coleta e análise de dados (SOUZA; CARRIERI, 2014).

Além das características anteriores citadas a respeito da AD, é importante ressaltar o seu caráter macroanalítico que ajuda a justificar o uso da mesma como orientação epistemológica desta pesquisa (SOUZA; CARRIERI, 2014). Dessa maneira, é importante o uso da AD como forma de acessar a realidade, como afirmado por Souza e Carrieri (2014):

“No nível epistemológico, o pesquisador pode assumir a existência de uma realidade social única, verdadeira, e, portanto, precedente à refração discursiva. Contudo, tal realidade só poderia ser acessada a partir dos discursos, ou seja, para apreendê-la e compreendê-la seria necessário estudar o nível discursivo, mesmo que ele forneça uma visão sempre incompleta e distorcida do real” (SOUZA; CARRIERI, 2014).

Utilizando das quatro grandes categorias das abordagens da AD, segundo Philips e Hardy (2002), infere-se que essa pesquisa realizará uma análise sociolinguística, focando, por meio de uma abordagem interpretativa no nível textual dos documentos que serão analisados. De maneira complementar a categorização de Philips e Hardy (2002), esta pesquisa também se classificaria dentro da abordagem estruturacional da AD de Heracleous (2006). Isso devido à forma como essa abordagem vê o discurso, como funcional e intencional, fazendo representações de como o mundo age em cima do mesmo.

Ao mesmo tempo, a estrutura do discurso é vista como padrões e processos estáveis, sendo esses responsáveis por criarem eventos superficiais e observáveis (SOUZA; CARRIERI, 2014). Tudo isso pode ser traduzido em cima do padrão de comportamento esperado da ANEEL, sendo que esses levam, constantemente, à formação de discussões a respeito de tais processos, criando os anteriormente citados “eventos superficiais e observáveis”.

Baseando-se nos conceitos de Faria (2001), essa pesquisa realizará uma análise dos níveis inter e intradiscursivos do conteúdo. De um lado, tem-se o discurso proposto pelo governo brasileiro frente às obrigações da ANEEL e das agências reguladoras como um todo por meio de leis e até mesmo da Constituição. Do outro lado, temos o discurso dos agentes, representados, nesse trabalho, como as contribuições feitas pelos mesmos em audiências públicas do setor.

Dessa maneira, de um lado tem-se o intradiscurso, sendo este aquele reproduzido pelo governo e a ANEEL, e do outro lado se manifesta o interdiscurso, aquele que leva em oposição ou a favor ao intradiscurso, representando aqui, neste trabalho, pelas contribuições, interpretações e críticas dos modelos e processos adotados pelo Regulador. É importante também analisar que a própria estratégia de silenciamento, em alguns casos, porém aplicável ao caso deste trabalho, pode se configurar como um discurso, o da omissão, podendo representar uma ideologia praticada, porém não defendida pela instituição (SOUZA; CARRIERI, 2014).

Dessa maneira, a investigação realizada será por meio de uma teoria embasada na realidade, onde, de acordo com Creswell (2007), o autor parte das interações das informações coletadas dentro de um estudo, envolvendo múltiplos estados de coleta de dados. No caso desse trabalho, as interações serão entre os modelos nacionais de regulação do setor de transmissão de energia elétrica e as contribuições feitas pelos agentes e envolvidos do setor.

Os múltiplos estados de coleta estão também relacionados às diferentes audiências públicas de onde os dados serão coletados. O autor coloca duas características básicas desse método, como: a utilização e a comparação de categorias emergentes e a amostra teórica como sendo parte de diferentes grupos objetivando maximizar as similaridades e as diferenças de informação (CRESWELL, 2007).

Porém, é importante ressaltar que esse trabalho não necessariamente seguirá as premissas fundamentais da AD, mas sim em cima do discurso. Estudar e considerar a metodologia da AD é fundamental para melhor acompanhar o desenvolvimento deste trabalho. Assim, tem-se que o objetivo é estudar a forma como os discursos do regulador e da sociedade conversam e para isso a metodologia da Análise de Conteúdo (AC) será utilizada e referenciada nos próximos parágrafos.

Complementarmente, vale explicitar que a corrente filosófica utilizada na elaboração desse trabalho foi a pragmática. O pragmatismo foi escolhido em função das suas características, como: concepções de ações e consequências em contrapartida de condições antecedentes; foco no problema de pesquisa em contrapartida ao método e sistemas de filosofia e de realidade; e, da concessão de que a verdade é aquilo que funciona no momento e pode ser notado claramente (CRESWELL, 2007). O caráter da pesquisa será explicativo, com o intuito de se verificar as

hipóteses levantadas. O delineamento será *ex-post-facto*, caracterizado pela coleta de dados já existentes (GIL, 1991).

Tendo em vista todo o material a respeito da pesquisa qualitativa, anteriormente citado nessa metodologia, as afirmações feitas por Denzin e Lincoln (1994) *apud* Colbari (2014) ganham forte sentido. Os autores consideram o pesquisador como um “*bricoleur*” pelo fato do mesmo trabalhar com diferentes materiais empíricos buscando construir um panorama de interpretação levando o leitor a compreender a realidade do fenômeno estudado. Essa possibilidade de múltiplas “colagens” da pesquisa qualitativa vai muito além de somente informações, mas também metodologias. Todas essas características contribuem para uma melhor flexibilidade no tratamento de dados necessário por essa pesquisa.

Para a análise dos dados será utilizada a proposta de Bardin (2004) *apud* Colbari (2014) por meio da metodologia de Análise de Conteúdo (AC). Confira abaixo a definição dada pela autora para a metodologia:

“(...) designa-se sob o termo análise de conteúdo: um conjunto de técnicas de análise das comunicações visando obter, por procedimentos sistemáticos e objetivos de descrição do conteúdo das mensagens, indicadores (quantitativos ou não) que permitam a inferência de conhecimentos relativos às condições de produção/recepção (variáveis inferidas) destas mensagens” (BARDIN, 2004, p. 37).

Grzybovski e Mozzato (2011) apontam que há um uso e ganho de legitimidade crescente da metodologia de Análise de Conteúdo na administração, e para isso apresentam uma série de referências, principalmente referente à aplicação de métodos qualitativos, enquanto Bardin (2004) apresenta mais sua aplicabilidade nos campos da psicologia, por exemplo. Grzybovski e Mozzato (2011), ao citar Bauer e Gaskell (2008), afirmam que materiais textuais escritos são os mais comuns de serem analisados dentro da perspectiva da AC, uma vez que podem “ser manipulados pelo pesquisador na busca por respostas às questões de pesquisa” (GRZYBOVSKI; MOZZATO, 2011, p. 734).

Dentro da análise de conteúdo podem ser analisados materiais como:

“Textos escritos (documentos oficiais, livros, jornais, documentos pessoais); falas, relatos e depoimentos em geral; voz e imagem (rádio, televisão, cartazes, sinais, símbolos, etc.); comunicação não verbal (gestos, posturas, vestuário, etc.); material especialmente gerado para a pesquisa aplicada ou acadêmica (discussão em grupos, relatos de reuniões, histórias de vida, biografias, autobiografias, diversas modalidades de entrevistas, etc.)” (BARDIN, 2004, apud COLBARI, 2014).

A prática de aplicar a AC pode ser executada de diferentes formas. É possível que o pesquisador se utilize de métodos quantitativos para calcular, por exemplo, a frequência do uso de certas expressões ou palavras dentro de determinada linha de conteúdo, ou, por outro lado, podem ser utilizados aspectos qualitativos ao evidenciar a presença ou ausência de um conjunto de características em determinado conteúdo (BARDIN, 2004, apud COLBARI, 2014). No caso deste trabalho, se fala, especificamente, do uso da segunda aplicação anteriormente citada, por ser uma pesquisa qualitativa. Desta maneira, Bauer (2002) apud Colbari (2014) considera a AC uma técnica híbrida.

Colbari (2014) aponta quatro propriedades as quais a pesquisa que se utiliza da AC deve seguir para atingir o rigor científico necessário da metodologia. A primeira é a objetividade, a qual enaltece a importância da pesquisa seguir normas preestabelecidas e claras, a segunda é a sistematicidade que evidencia principalmente a etapa da pesquisa onde o pesquisador deve desenvolver a categorização do objeto analisado, em seguida, duas categorias se apresentam podendo ser elas utilizadas em conjunto ou individualmente. A primeira é a dimensão quantitativa, a qual não será utilizada neste trabalho onde são realizados cálculos de frequência e análise estatística de dados em textos; a segunda, dimensão utilizada neste trabalho, é a qualitativa onde será identificada a presença ou ausência de temas, significados, etc.

Bardin (2004) divide os processos da análise de conteúdo em três principais: 1) a pré-análise; 2) a exploração do material; e, 3) o tratamento dos resultados: a inferência e a interpretação. Durante a primeira fase a pesquisa tem o seu foco voltado para a organização e estudo dos documentos. A fase posterior caracteriza-se pela categorização das informações reunidas na primeira etapa. Finalmente, a última fase tem o seu foco na análise dos resultados, sendo feita nela a condensação e o destaque de informações relevantes para a pergunta de pesquisa. Este é o momento ideal para serem feitas intuições, reflexões e críticas.

A primeira fase deste trabalho será aquela na qual o material a ser analisado (ou o *corpus* da análise) será constituído. Serão incorporados materiais já existentes, onde serão analisados 4 processos que incorreram em profundas alterações na metodologia de cálculo do custo operacional das empresas do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro. São esses processos os três ciclos de revisão tarifária em 2007, 2009 e 2017, além da Renovação Antecipada das Concessões de 2012. Serão analisadas as notas técnicas de abertura e finais da ANEEL, mediante disponibilidade, referentes a cada um dos processos de revisões e renovação, além das contribuições feitas por agentes do setor nas audiências públicas, novamente, mediante disponibilidade (VALA, 1986; BAUER, 2002, apud COLBARI, 2014).

A triagem do material coletado seguirá as recomendações de Bauer e Aarts (2002) apud Colbari (2014), nas quais os autores definem três critérios a serem seguidos: relevância, homogeneidade e sincronicidade. Todo o material está disponível no site oficial da ANEEL (<http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>) de onde serão extraídas tanto as notas técnicas oficiais quanto as contribuições de todos os agentes participantes do setor. A análise seguirá a ordem cronológica das publicações (notas técnicas e audiências), com o objetivo de, assim, demonstrar a evolução do modelo.

A segunda fase, considerada uma das etapas mais importantes da AC, é a construção de um sistema de categorias. De acordo com Vala (1986) apud Colbari (2014) existem três formas de este processo acontecer: antecipadamente com o apoio do referencial teórico; a *posteriori* do conteúdo coletado, sendo esse o caso deste trabalho; e, surgir a partir da combinação dos dois processos anteriores. Como esse trabalho é pioneiro em estudos qualitativos de AD e AC na regulação do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro, a categorização ocorrerá ao longo do seu desenvolvimento.

Entender melhor como funciona a categorização é fundamental para esse trabalho, principalmente devido ao seu pioneirismo em adotar a AC dentro dos estudos do setor de transmissão de energia elétrica, além disso em função desse estudo ser tratado a *posteriori*. Em função disso, para Hogenraad (1984) apud Colbari (2014):

“A categoria é um ‘certo número de sinais da linguagem que representam uma variável na teoria do analista’. ‘Nesse sentido, uma categoria é habitualmente composta por um termo chave que indica a significação central

do conceito que se quer apreender, e de outros indicadores que descrevem o campo semântico do conceito' (VALA, 1986, apud COLBARI, 2014).

Ainda se tratando das categorias, é muito importante a atenção dada ao valor e a legitimidade. Da mesma forma como apontado na triagem do material, Bardin (2004) *apud* Colbari (2014) sugere alguns critérios a serem seguidos na formulação dessas categorias: exaustão, tendo todos os registros enquadrados em alguma categoria; exclusividade, ou seja, uma categoria por registro; homogeneidade, buscando evitar misturar registros diferentes em mesmas categorias; objetividade, tendo as informações dispostas de forma clara; e, pertinência, sendo os objetivos da categoria de acordo com o registro.

Dessa maneira, o que está sendo proposto é uma redução dos materiais coletados em unidades de registro sendo elas depois classificadas de acordo com as categorias, criando uma lógica de ideias pertencentes a determinado discurso (BARDIN, 2004, *apud* COLBARI, 2014). As unidades de registro, de acordo com Bardin (2004) e Franco (2008) *apud* Colbari (2014) podem ser enquadradas em quatro categorias: palavras, temas (fragmentos), itens (um conteúdo total) e personagens.

Finalmente, a terceira etapa de tratamento de resultados consistirá em apontar as inconsistências entre os diferentes discursos existentes na relação entre ANEEL e agentes. Será utilizada a possibilidade de inferência defendida por Bardin (2004), sendo essa uma “operação lógica pela qual se admite uma proposição em virtude da sua ligação com outras proposições já aceitas como verdadeiras” (BARDIN, 2004, p. 34, *apud* COLBARI, 2014).

Colbari (2014) define o processo de inferência da AC em duas etapas, como por ser visto abaixo:

“A primeira etapa é a descrição analítica das características do texto; a seguinte remete à interpretação – à significação que o analista atribui a essas características. A inferência permite essa passagem do nível descritivo do primeiro momento de tratamento dos textos, em que o foco está na estocagem e na indexação dos dados, para o nível da interpretação, que extrai das descrições prévias a carga de significados psicológicos e culturais ou individuais e sociais” (COLBARI, 2014, p. 60).

Seguindo a proposta de Bardin (2004), o Quadro 4 ilustra de forma objetiva como se dará o desenvolvimento do trabalho seguindo a metodologia da AC. Após a análise dos materiais e categorização das unidades de registro é esperado que esse trabalho demonstre se o regulador do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro tem adotado e demonstrado a evolução de acordo com as contribuições de seus agentes e sociedade na elaboração dos modelos regulatórios.

Quadro 4: esquema representativo das etapas de pesquisa do trabalho baseado na metodologia de análise de conteúdo de Bardin (2004).

Etapa	Ação
Pré-Análise	Levantamento do conteúdo de todas as notas técnicas de abertura e normativas por parte do regulador e o cruzamento de suas propostas com aquilo que foi enviado pelos agentes em suas contribuições enviadas em audiência pública. Será demonstrado aqui, também, a evolução da adoção ou não das contribuições ao longo dos ciclos de revisão e renovação de contratos.
Exploração do Material	Categorização das temáticas de demandas e implementações por parte de agentes e Agência, respectivamente, com apontamento de comportamentos padrões.
Tratamento dos Resultados	Inferências a respeito dos impactos das contribuições e audiências públicas na construção de um modelo ótimo de regulação para o setor.

Fonte: elaborado pelo autor baseado na metodologia proposta por Bardin (2004).

4 DESENVOLVIMENTO

Seguindo as premissas da metodologia da Análise de Conteúdo de Bardin (2004) *apud* Colbari (2014), num primeiro momento foram analisadas as propostas e contribuições desenvolvidas para as revisões periódicas tarifárias e renovação das concessões. Para tal foram consultados 61 documentos oficiais disponibilizados pelo regulador, dentre eles 11 notas técnicas oficiais da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e 50 contribuições enviadas pelos agentes da sociedade.

Após a leitura e a análise de todos os documentos foi feito um cruzamento de dados, buscando trazer para a superfície padrões de conteúdo relacionados à regulação dos custos operacionais das empresas de transmissão de energia elétrica. Atrelado a isso, as informações em comum das contribuições foram alinhadas com as notas técnicas resultantes de cada audiência pública (em caso de sua ocorrência), identificando, assim, a adoção ou não das demandas.

Em seguida, ainda utilizando-se da metodologia proposta por Bardin (2004) *apud* Colbari (2014), foram desenvolvidas as categorizações de conteúdo referente a solicitações e propostas de modelos regulatórios. Finalmente, com a categorização realizada e a análise das adoções por parte do regulador, serão feitas inferências que tangibilizarão a conclusão deste trabalho.

4.1 Análise das Revisões Tarifárias e Renovação

A ordem de análise dos ciclos de revisão e renovação seguiu a cronologia do tempo. O motivo para tal escolha é mostrar, gradativamente, a evolução do modelo de regulação dos custos operacionais das concessionárias de transmissão de energia elétrica brasileiras. Assim, primeiramente será discutido o primeiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica (1CRTP), e, em seguida o segundo ciclo (2CRTP), a Renovação Antecipada das Concessões, e, finalmente, o terceiro ciclo (3CRTP).

4.1.1 Propostas e Contribuições da Primeira Revisão Tarifária (2007)

4.1.1.1 Audiência pública nº 007/2006 – SRE/ANEEL

A partir da audiência pública nº 007/2006 realizada em 12/07/2006 a ANEEL, pela primeira vez na regulação do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro, apresentava, em sua nota técnica introdutória para a audiência pública, o conceito de *benchmarking*. O Regulador propôs o uso de metodologias de *benchmarking* para a análise dos custos operacionais eficientes somente relacionados a custos de operação e manutenção técnica (O&M), deixando os custos administrativos e de pessoal para serem calculados levando em conta o parâmetro tradicional de avaliação de Empresa Típica de Transmissão (ETT) (Nota Técnica nº 068/2006–SRE/ANEEL).

O Regulador chamou a abordagem por meio de *benchmarking* de *top-down*, levando em consideração os benefícios da avaliação de concessões a partir de métricas de eficiência comparada. A partir daí a ANEEL passaria a regular a remuneração referente às despesas de O&M por meio do score de eficiência das empresas comparadas por metodologias de *benchmarking* (NT nº 068/2006– SRE/ANEEL).

Porém, percebe-se que o regulador se conteve em aprofundar na explicação de qual metodologia seria utilizada para a construção do modelo. Não obstante, o regulador não deixou claro como seria feito esse cálculo e não apresentou resultados na Nota Técnica 068/2006 – SRE/ANEEL a qual introduziu a discussão da audiência pública nº 007/2006. Nem mesmo no Anexo IV, referenciado como a Nota Técnica nº 064/2006 – SRE/ANEEL, responsável por explicitar a “Metodologia para Cálculo dos Custos Operacionais de Empresas de Transmissão Visando a Primeira Revisão Tarifária Periódica” (título da NT), o regulador expôs essas informações.

O documento anterior somente apresentou conceitos de regulação, *benchmarking* e citou possíveis metodologias para uso como Análise de Envoltória de Dados (DEA), Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos (COLS) e Análises de Fronteira Estocástica (SFA). O foco do documento esteve em onde seriam retiradas e como seria feito o cálculo das contas de custo (Nota Técnica nº 064/2006 – SRE/ANEEL).

4.1.1.2 Contribuições, Respostas e Adoção

A ausência de materiais que introduzissem melhor as metodologias de *benchmarking* para as empresas reguladas e sociedade impediram que as discussões da audiência pública fossem ricas no quesito de melhorar e aprimorar o modelo o qual seria implementado. Assim, as

contribuições focaram fortemente nos quesitos de estrutura de capital, custos de capital e base de remuneração. Porém, isso não impediu que alguns agentes levantassem pontos a respeito da discussão frente ao *benchmarking* regulatório e suas metodologias (Nota Técnica nº 49/2007 – SRE/ANEEL).

Para a análise das contribuições dessa revisão tarifária foram estudadas todas as 23 contribuições enviadas. Porém, somente 8 delas continham informações referentes aos custos operacionais das empresas de transmissão e que tratam da abordagem *top-down*, ou seja, aquela que lida com *benchmarking*. As 8 contribuições em conjunto resultaram em 7 propostas de melhorias no modelo apresentado, como pode-se verificar na Nota Técnica nº 182/2007 – SRE/ANEEL. Confira no Quadro 5 o resumo dessas contribuições e a adoção ou não das mesmas por parte do regulador.

Para melhor aproveitamento da análise, contribuições distintas textualmente, porém relacionadas contextualmente a uma mesma solicitação, foram condensadas em contribuições, como se pode conferir na coluna “Contribuições” do Quadro 5. Atrelado a isso, as respostas do regulador também foram condensadas, tendo essas ainda mais similaridades no quesito textual pelo fato do regulador ter repetido muitas delas em suas respostas. Finalmente, a adoção ou não de uma contribuição pode ser analisada por meio da existência ou não da solicitação na nota técnica oficial a qual foi regente no período da revisão. No caso dos custos operacionais das empresas de transmissão no Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (1CRTP) foi a Nota Técnica 182/2007 – SRE/ANEEL.

Quadro 5: Relação entre agentes e suas contribuições e as respostas e adoção das sugestões por parte do regulador na Primeira Revisão Tarifária Periódica da transmissão (continua).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Resposta da ANEEL	Adoção no 1CRTP
1.1	CTEEP; ABRATE; Neoenergia; Eletrosul.	São necessários mais estudos a respeito de metodologias de <i>benchmarking</i> para a proposta de análise de custos <i>top-down</i> .	A definição dos critérios e parâmetros específicos se dará na aplicação individual a cada empresa e será colocado em audiência.	Adotado parcialmente.
1.2	CTEEP; ABRATE; Energias do Brasil; ANACE; ABRATE; ELETRONORTE.	Devido às particularidades de cada concessionária, os modelos construídos devem ser individuais ou em grupos segregados.	Não houve concordância, tendo em vista que todas empresas participam do mesmo setor: transmissão.	Não adotado.
1.3	CTEEP; CEMIG; ANACE.	Ajustar conta salários de acordo com o porte e região de atuação da concessionária.	Será feito um estudo para calcular tais variações.	Não adotado.
1.4	CTEEP.	Prazo mínimo de 4 anos de convergência para adaptação em relação aos indicadores de eficiência.	A aplicação dos indicadores se dará somente em cima da Rede Básica de Novas Instalações (RBNI), assim será mantida implementação.	Não adotado.

Quadro 5: Relação entre agentes e suas contribuições e as respostas e adoção das sugestões por parte do regulador na Primeira Revisão Tarifária Periódica da transmissão (conclusão).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Resposta da ANEEL	Adoção no 1CRTP
1.5	CEMIG; Neoenergia.	Considerar quantidade de subestações ou quilometragem de linhas de transmissão como variável de produto.	Não será aplicado por ser essa revisão focada somente na RBNI.	Adotado.
1.6	Neoenergia.	Considerar níveis de tensão, capacidade de transformação como variável de produto.	A ANEEL entende que a proposta na forma como foi apresentada em Audiência Pública reflete o porte das empresas de transmissão.	Adotado parcialmente.
1.7	Neoenergia.	Considerar variáveis ambientais, como: geografia e ambiente da região, nível de infraestrutura do local de atuação.	A definição dos critérios e parâmetros específicos se dará na aplicação individual a cada empresa e será colocado em audiência.	Não adotado.

Fonte: Nota Técnica nº 49/2007 – SRE/ANEEL; Nota Técnica nº 182/2007 – SRE/ANEEL.

Bardin (2004) *apud* Colbari (2014), em sua proposta de metodologia para a Análise de Conteúdo (AC), sugere que o pesquisador já inicie o processo de organização das informações coletadas, ao longo da análise documental, a partir da primeira etapa, a pré-análise. Tal condensação de informações, como descrita no parágrafo anterior e evidenciada no Quadro 5, é um primeiro passo para a categorização do conteúdo (das contribuições) no desenvolver desse trabalho.

4.1.1.3 Impacto das contribuições realizadas

Interpretando o comportamento dos agentes, fica claro, ao analisar as contribuições 1.1, 1.2 e 1.4, a convergência no sentido da cautela frente à nova proposta metodológica do regulador para os custos operacionais. Como descrito anteriormente, a falta de informações sobre qual e como as metodologias de *benchmarking* seriam aplicadas se traduz na resistência dos agentes em adotá-las de imediato na primeira revisão.

Além disso, ao longo do Anexo I da Nota Técnica nº 49/2007 – SRE/ANEEL fica claro que a falta de análise prévia dos modelos de *benchmarking*, em conjunto com os agentes, abriu precedente para que o regulador tivesse de analisar individualmente a situação de custos de cada concessionária, como se se pode notar por meio das contribuições nº 1.1, 1.2 e 1.3 do Quadro 5. Tal comportamento se justifica pela insegurança dos agentes frente à implementação de uma metodologia a qual não foi referenciada nem discutida na audiência pública geral do setor. Ao longo desse trabalho fica claro que esse é um comportamento que se repete por parte do regulador.

Na contramão da ausência de planejamento e apresentação de dados por parte do regulador, é possível inferir a partir das contribuições nº 1.5, 1.6 e 1.7 que os agentes se anteciparam em auxiliar a ANEEL a construir um modelo que leve em conta todas as variáveis que contemplam ou que de alguma forma afetam os custos operacionais das concessionárias. Dentre as requisições feitas, algumas, futuramente se repetiram em outras revisões e renovação, e estão descritas e categorizadas mais à frente neste trabalho.

A Resolução Normativa nº 257 de 6 de março de 2007, a qual colocou em vigência a NT nº 49/2007 –SRE/ANEEL regeu o ciclo de revisão, somente trouxe *Data Envelopment Analysis* (DEA) e *Stochastic Frontier Analysis*(SFA) como possíveis metodologias para serem utilizadas

no *benchmarking* sem, novamente, entrar em detalhes de como seriam utilizadas. Além disso, a Resolução Normativa especificou o uso da abordagem *top-down* somente para novas instalações ou RBNI (Rede Básica Novas Instalações), que representavam somente 5,69% das instalações das concessionárias (Nota Técnica 182/2007 – SRE/ANEEL).

Foi essa aplicação do modelo de *benchmarking* para a RBNI que atendeu parcialmente a demanda dos agentes em relação à contribuição nº 1.1 do Quadro 5. Como forma de respeitar a cautela dos agentes, o regulador limitou a atuação da mudança de avaliação de custos somente para as novas instalações, amenizando o seu impacto.

Três meses após a publicação da nota técnica final do 1CRTP, a Nota Técnica nº 49/2007 – SRE/ANEEL, em 22 de Junho de 2007, a ANEEL publicou a Nota Técnica 182/2007 – SRE/ANEEL exclusivamente referente à metodologia de *benchmarking* dos custos operacionais das concessionárias. Essa nova Nota Técnica evidenciou toda a metodologia que seria aplicada no processo *top-down* de avaliação, a qual deveria ter sido submetido na audiência pública do 1CRTP.

A Nota Técnica 182/2007 – SRE/ANEEL trouxe toda a contextualização necessária para justificar a adoção de metodologias de *benchmarking*. Atrelado a isso o regulador ainda decidiu, neste documento, qual a metodologia que seria utilizada, nesse caso, DEA, em contrapartida da SFA antes avaliada na Resolução Normativa nº 257. A descrição da utilização da metodologia e o resultado da aplicação da mesma encontram-se no tópico 2.2.5.1 do referencial teórico deste trabalho.

A partir da análise da Nota Técnica 182/2007 – SRE/ANEEL verifica-se que a ANEEL manteve a sua posição de analisar as empresas do setor de transmissão de maneira conjunta, não atendendo as demandas de “clusterização” ou individualização de análises como representadas por meio da contribuição nº 1.2 do Quadro 5. Além disso, a aplicação foi imediata, também não atendendo a demanda da contribuição nº 1.4.

Ainda entre as contribuições negadas, tem-se a de ajuste de salários por região. No momento da publicação da Nota Técnica nº 49/2007 – SRE/ANEEL, indicou-se a abertura de um processo licitatório para a realização do estudo que permitiria o ajuste solicitado, porém em período de

90 dias a pesquisa não foi realizada e a Nota Técnica 182/2007 – SRE/ANEEL não faz referência a essa adoção.

Por outro lado, mesmo ao apresentar resistência às contribuições nº 1.5 e 1.6 ao longo da Nota Técnica nº 49/2007 – SRE/ANEEL, o Regulador adotou as variáveis que contemplam Km de Rede, Capacidade de Transformação e Quantidade de Subestações no modelo de *benchmarking*, deixando, ainda, de fora, nessa revisão, a desagregação da variável Km de rede por níveis de tensão. A demanda nº 1.7, referente à adoção de variáveis ambientais que afetam os custos operacionais também não foi trabalhada nessa primeira Revisão Tarifária.

4.1.2 Propostas e Contribuições da Segunda Revisão Tarifária (2009)

4.1.2.1 Audiência Pública nº 068/2008 – SRE/ANEEL

Se tornando mais complexa, a Segunda Revisão Tarifária Periódica (2CRTP) da transmissão ocorreu ao longo de 2009. A primeira audiência pública ocorreu em 12/02/2009, onde a ANEEL abriu o diálogo das discussões para os contratos das concessionárias. Porém, o primeiro encontro ao vivo e presencial não foi frutífero, não havendo a publicação de uma nota técnica normativa que tangibilizasse os resultados daquele encontro e da análise de contribuições (Nota Técnica nº 274/2009 – SRE/ANEEL).

Um dos motivos para a não publicação de uma nota técnica normativa está no fato da solicitação dos agentes de não ser dada sequência ao processo de revisão sem que fosse realizada uma descrição mais detalhada do método de definição dos custos operacionais por meio do uso de *benchmarking* (Nota Técnica nº 274/2009 – SRE/ANEEL). Ou seja, com a Nota Técnica 371/2008 – SRE/ANEEL o regulador estava seguindo o mesmo caminho da primeira revisão tarifária, não dando insumos suficientes para a análise. Porém, nesse caso, a ANEEL acatou o pedido e a audiência foi, temporariamente, paralisada.

Mais tarde, em 07/08/09 o regulador reabriu a audiência pública, dessa vez contemplando somente a modalidade de intercâmbio documental, sem a realização de um evento presencial. A reabertura tinha o foco absoluto de discutir o “*Benchmarking* dos Custos Operacionais das Concessionárias de Transmissão de Energia Elétrica”, título esse da Nota Técnica nº 274/2009

– SRE/ANEEL, a qual regeu a reabertura da audiência. Nessa ocasião, 12 contribuições foram registradas, as quais se referiam apenas ao *benchmarking* para o cálculo dos custos operacionais. Além disso, a audiência pôde, enfim, concluir-se com a publicação da Resolução Normativa nº 386 de 15 de Dezembro de 2009.

Tendo em vista o processo descrito acima, é notável a melhoria no nível de detalhe o qual a audiência pode entrar. O regulador disponibilizou previamente a base de dados, assim como a Nota Técnica nº 274/2009 – SRE/ANEEL em riqueza de detalhes metodológicos para que os agentes pudessem realizar suas próprias simulações. Já com conceitos de *benchmarking* enraizados, as discussões puderam, também, ser mais ricas.

4.1.2.2 Contribuições, Respostas e Adoção

As contribuições analisadas incluíram todas as 12 apresentadas para a Nota Técnica nº 274/2009 – SRE/ANEEL assim como as 8 apresentadas anteriormente nas discussões referentes à Nota Técnica 371/2008 – SRE/ANEEL. Todas as contribuições tiveram a sua adoção identificada por meio da Nota Técnica nº 394/2009 – SRE/ANEEL a qual sumarizou o resultado final da Audiência pública nº 068/2008. Os critérios de avaliação permaneceram os mesmos adotados para o 1CRTP. Confira no Quadro 6 a comparação entre contribuições, respostas e adoção por parte de agentes e regulador.

Quadro 6: Relação entre agentes e suas contribuições e as respostas e adoção das sugestões por parte do regulador na Segunda Revisão Tarifária Periódica da transmissão (continua).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Resposta da ANEEL	Adoção no 2CRTP
2.1	CEMIG / Quantum; ELETRONORTE; ABRATE / Prof. Francisco S. Ramos.	O método de Fronteira Estocástica (SFA) é mais adequado para a estimativa de eficiência em nosso setor e deveria ter sido, ao menos, considerado.	O tamanho da amostra pode não ser suficiente. SFA é menos flexível. Impossibilidade de considerar todas as variáveis relevantes na amostra, como as variáveis ambientais.	Não adotado.
2.2	ELETROSUL; FURNAS / PUC-Rio; ELETRONORTE; ABRATE / Ferreira & Madeira.	Não existe homogeneidade entre as unidades produtivas, como é requerido na metodologia DEA. Devem ser feitos agrupamentos de empresas em clusters.	A discrepância entre os parâmetros de eficiência não implica na existência de heterogeneidade e caso ela exista será corrigida pelas variáveis ambientais no segundo estágio.	Não adotado.
2.3	CEMIG / Quantum.	As empresas não deveriam ser comparadas em formato de painel (<i>pool</i>) considerando todos os anos. Mas sim deveriam ser comparadas de maneira independente para cada ano.	A aplicação em formato de <i>pool</i> é necessária devido ao número pequeno de empresas.	Não adotado.

Quadro 6: Relação entre agentes e suas contribuições e as respostas e adoção das sugestões por parte do regulador na Segunda Revisão Tarifária Periódica da transmissão (continuação).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Resposta da ANEEL	Adoção no 2CRTP
2.4	AFLUENTE.	Remoção da CTEEP nos anos 2006 a 2008, período em que a empresa passou do controle público para o privado, do grupo de empresas comparadas devido à forte descontinuidade dos indicadores de custos operacionais e físicos.	A CTEEP não se caracteriza como um <i>outlier</i> pelos motivos apresentados. Não se vê razão no argumento.	Não adotado.
2.5	CHESF; ABRATE / Prof. Francisco S. Ramos; ABRATE / Ferreira & Madeira.	O motivo da adoção do método de fronteira com retornos não decrescentes à escala não está evidenciado. Levando em consideração a heterogeneidade das empresas as escalas podem ser diferentes.	O método que considera retornos crescentes de escala é mais condizente com o setor de transmissão.	Não adotado.

Quadro 6: Relação entre agentes e suas contribuições e as respostas e adoção das sugestões por parte do regulador na Segunda Revisão Tarifária Periódica da transmissão (continuação).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Resposta da ANEEL	Adoção no 2CRTP
2.6	ELETROSUL; CTEEP / Mercados; CHESF.	Considerar variável de qualidade no 1º estágio de DEA.	Tema controverso. Como utilizamos no segundo estágio esse assunto foi coberto. Além disso, a variável possui baixo grau de significância estatística.	Não adotado.
2.7	FURNAS / PUC-Rio; ELETRONORTE.	Desagregar variável comprimento de rede por nível de tensão e aplicá-la no primeiro estágio de DEA.	A variável tensão foi considerada no segundo estágio. São necessários mais estudos para interpretar os pesos atribuídos à essas variáveis antes de implementá-las.	Não adotado.
2.8	CEMIG/Quantum.	Utilizar modelo de dados em painel (<i>pool</i>) no segundo estágio.	Já existe coerência nesse sentido devido ao uso dos dados em <i>pool</i> no primeiro estágio. Além disso, desconhecemos na literatura modelos de regressão truncada com dados em painel que possam a ser adotados.	Não adotado.

Quadro 6: Relação entre agentes e suas contribuições e as respostas e adoção das sugestões por parte do regulador na Segunda Revisão Tarifária Periódica da transmissão (continuação).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Resposta da ANEEL	Adoção no 2CRTP
2.9	FURNAS / PUC-Rio; ABRATE / Ferreira&Madeira.	A baixa correlação entre variáveis do segundo estágio com os produtos do primeiro mostra que a seleção das variáveis não foi pertinente.	Algumas relações guardam relação direta entre variáveis, como extensão de rede e área de atuação. Além disso, não é necessário que todas as variáveis ambientais estejam correlacionadas com os produtos. Tal falta de correlação pode ser positiva de acordo com a literatura estudada.	Não adotado.
2.10	ABRATE / Prof. Francisco S. Ramos.	Baixos valores de significância das variáveis do segundo estágio de DEA provocam questionamentos sobre a real importância das mesmas.	O modelo final contempla as variáveis mais justificadas do ponto de vista teórico e estatístico.	Não adotado.
2.11	FURNAS / PUC-Rio.	Considerar níveis de tensão e potência para as variáveis de Módulos, Número de Transformadores e Potência MVA.	O modelo final contempla as variáveis mais justificadas do ponto de vista teórico e estatístico.	Não adotado.

Quadro 6: Relação entre agentes e suas contribuições e as respostas e adoção das sugestões por parte do regulador na Segunda Revisão Tarifária Periódica da transmissão (conclusão).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Resposta da ANEEL	Adoção no 2CRTP
2.12	CHESF; ABRATE / Prof. Francisco S. Ramos.	Utilizar a média da base de salários do próprio setor para corrigir os resultados de DEA em um modelo de segundo estágio, não utilizando a média base de salários da cidade.	Não há garantias de que as empresas do setor elétrico praticam níveis de remuneração eficientes.	Não adotado.
2.13	FURNAS / PUC-Rio.	Aplicar a normalização presente na 1CRTP nos resultados encontrados pelo DEA.	As variáveis ambientais retiram a necessidade de se implementar uma normalização.	Não adotado.

Fonte: elaborado pelo autor com base na Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL.

Percebe-se, por meio de uma análise preliminar no Quadro 6, que o 2CRTP foi contemplado com mais contribuições do que no primeiro. Além disso, é evidente o maior grau de complexidade das contribuições. Enquanto no primeiro ciclo as empresas adotaram uma postura mais cautelosa frente às contribuições, fato que pode estar relacionado à ausência de insumos para aquela audiência, no 2CRTP isso não acontece.

É importante ressaltar a presença de diferentes empresas de consultoria e instituições de ensino atuando na elaboração das contribuições neste segundo ciclo. Concessionárias como CEMIG e CTEEP contrataram empresas privadas para fomentarem as suas contribuições. FURNAS, por outro lado, recorreu à uma instituição de ensino (Nota Técnica no 394/2009-SRE/ANEEL). Todas essas parcerias envolvem custos, como citado na justificativa deste trabalho.

4.1.2.3 Impactos das Contribuições

Dois pontos se destacam na análise desta audiência pública. Primeiramente o fato do regulador não ter alterado, em nenhum ponto, o modelo para o cálculo dos custos operacionais eficientes das empresas após a apresentação das contribuições. Em seguida, o fato das mudanças feitas pelo regulador entre o primeiro ciclo de revisões e o segundo refletirem parte das contribuições feitas pelos agentes no primeiro ciclo.

A contribuição nº 2.1, do Quadro 6, trouxe novamente uma preocupação frente à falta de aplicações e simulações de outros modelos por parte do regulador. Semelhante às contribuições nº 1.1 e 1.4 do 1CRTP do Quadro 5 os agentes ainda cobram que a ANEEL realize mais simulações e apresente resultados com o uso de diferentes metodologias antes de efetivamente propor um modelo fechado.

Ainda relacionado ao problema anterior, a contribuição nº 2.5, do Quadro 6, também demonstra-se motivada pela ausência de simulações de diferentes modelos de escala para a aplicação da metodologia DEA. O regulador careceu em explicar com detalhes os motivos para a escolha da escala não decrescente e, assim, motivados pela discrepância de escores de eficiências do modelo apresentado, os agentes levantaram esse ponto como uma justificativa para a heterogeneidade das concessionárias.

Ao longo da análise dos documentos é possível verificar que a contribuição 2.2 foi motivada por um fator: a discrepância dos escores de eficiência resultantes da aplicação do modelo proposto pela ANEEL. Como citado no referencial teórico deste trabalho, na seção 2.2.5.2, os escores de eficiência entre as empresas, mesmo após a aplicação do segundo estágio de DEA, variaram entre 44% e 100%. Isso levanta os seguintes questionamentos: é possível uma concessionária, localizada no mesmo país e no mesmo setor, ser 66% mais ineficiente que outra? Estaria o modelo proposto incompleto em sua função de traduzir as variáveis direcionadoras de custo do setor?

Levando em consideração a pergunta do parágrafo anterior, as concessionárias buscaram justificar essa discrepância atrelando isso a uma falha na escolha das *Decision Making Units* (DMUs) ou empresas comparadas. De acordo com os agentes não existe homogeneidade entre as concessionárias selecionadas para o modelo e, tendo isso como verdade, seria plausível descartar o trabalho da ANEEL, pois um dos pressupostos básicos de DEA, de acordo com Charnes, Cooper e Rhodes (1978), é a necessidade das DMUs comparadas terem a mesma tecnologia de produção, viabilizando sua comparação. Porém, fica claro que o regulador não concorda com essa suposição, tendo em vista que todas as empresas possuem escala considerável e estão atuando no mesmo setor, o de transmissão de energia elétrica brasileiro.

O questionamento anterior também foi feito ao longo do 1CRTP, na contribuição nº 1.2 representada do Quadro 5. Naquela ocasião os agentes ainda desconheciam os impactos da adoção da metodologia DEA na regulação dos custos de suas novas instalações, porém já se preocupavam com o fato do regulador tratar como homogêneo um mercado que na visão deles é heterogêneo (Nota Técnica nº 49/2007 – SRE/ANEEL). Em ambos os casos o regulador utilizou-se da mesma justificativa para não adotar uma análise clusterizada ou individualizada para as concessionárias (Nota Técnica nº 49/2007 – SRE/ANEEL; e, Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL).

Os agentes também realizaram, em função da apresentação dos dados prévia por parte do regulador, análises estatísticas de significância e correlação entre variáveis. As contribuições nº 2.9 e 2.10 do Quadro 6 demonstraram questionamentos frente à escolha das variáveis por parte do regulador. Em ambos os casos, a resposta do regulador desconsiderou tais análises como relevantes para a tomada de decisão frente à seleção de variáveis. Nesse caso, faltou, por parte dos agentes, FURNAS e ABRATE, a apresentação de referências metodológicas que

justificassem a exclusão das variáveis. O simples resultado estatístico apresentado não levou em consideração o fato de tais resultados serem ou não relevantes para a aplicação da metodologia DEA.

A maneira como o regulador trata das diferenças regionais entre os custos operacionais das empresas, no quesito da conta salário, demonstra-se também como um ponto de atenção e que não havia sido atingido, até aquele momento, um resultado satisfatório para os agentes. A contribuição nº 2.12 do Quadro 6 demonstra que a tentativa do regulador em solucionar a solicitação nº 1.3 do Quadro 5 não atendeu totalmente a demanda dos agentes. A escolha de comparar salários de acordo com a localidade aproximou mais essa conta da realidade individual de cada concessionária, porém, ainda assim, os agentes consideraram que a solução adotada não foi suficiente (Nota Técnica nº 49/2007 – SRE/ANEEL; e, Nota Técnica no 394/2009-SRE/ANEEL).

Não somente buscando levar em consideração as especificidades regionais de cada concessionária, os agentes buscaram enriquecer o modelo regulatório com variáveis que melhor traduzissem seus custos operacionais. Tal preocupação originou-se, ainda, no 1CRTP, com as contribuições nº 1.5, 1.6 e 1.7 do Quadro 5. O regulador evoluiu, nesse sentido, ao adotar as variáveis ambientais no segundo estágio de DEA, inclusive adotando todas as sugestões anteriormente citadas (Nota Técnica no 394/2009-SRE/ANEEL e Nota Técnica nº 182/2007 – SRE/ANEEL).

Como parte natural do processo de evolução, os agentes, novamente, no 2CRTP solicitaram o aumento do número de variáveis com a desagregação de algumas em mais variáveis, como pode ser observado nas contribuições nº 2.11, 2.7 e 2.6 do Quadro 6. Será possível observar que mais à frente, no desenvolvimento dos modelos pelo regulador ao longo dos anos, esse aumento de complexidade e detalhamento, em muitos casos, é acatado pelo regulador.

Percebe-se que a adoção do segundo estágio de DEA foi motivo de parte significativa das discussões do 2CRTP. Sendo abordado em 3 das 13 contribuições do Quadro 6, foi a primeira vez que o regulador trouxe a metodologia trabalhada por Simar, L., Wilson, P. W. (2007), Fried, H. O, Lovell, C. A. K, Schmidt, S. S.(2008), Haney e Pollit (2009), dentre outros autores.

Os motivos para a adoção do segundo estágio de DEA foram vários, entre eles o fato de que permite a consideração de variáveis ambientais na construção dos modelos regulatórios dos custos operacionais, além disso já é uma prática comum na regulação de setores de transmissão europeus, como os da Áustria, Grã Bretanha, Bélgica, Finlândia, Holanda, dentre outros (HANEY; POLLIT, 2009 e Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL). Ainda relacionado às suas vantagens, a metodologia permitiu que o regulador abandonasse a normalização dos escores adotadas no 1CRTP, esse tipo de abordagem *ad hoc* pode ser considerada negativa para os modelos que se utilizam de DEA, uma vez que corrigem os escores em cima de ajustes, muitas vezes, subjetivos (CARDOSO *et al*, 2017 e Nota Técnica nº 49/2007 – SRE/ANEEL).

Porém, mesmo com as vantagens e referências bibliográficas apresentadas nos dois últimos parágrafos, a contribuição nº 2.13 do Quadro 6 demonstra o desejo dos agentes em retornar com a normalização. A normalização favorece as concessionárias na medida em que reduziria a discrepância entre os escores, apresentada anteriormente, e beneficiaria o agente solicitante, FURNAS, quem teve o terceiro pior escore no modelo (Nota Técnica no 394/2009-SRE/ANEEL).

Mesmo com todas as negações em cima das contribuições feitas no 2CRTP, percebe-se que o regulador atendeu parte das contribuições do 1CRTP no ciclo seguinte. Das 7 contribuições do 1CRTP, 3 haviam sido adotadas ou parcialmente adotadas ao longo do próprio ciclo, porém, com o segundo ciclo somente duas dessas contribuições ainda não haviam sido adotadas. Confira no Quadro 7 a evolução das contribuições do 1CRTP ao longo dos ciclos analisados até o momento, em negrito estão as contribuições que tiveram mudança de status.

Quadro 7: Relação entre agentes e suas contribuições e adoção das sugestões por parte do regulador ao longo da primeira e segunda revisões tarifárias periódicas da transmissão (continua).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Adoção 1CRTP	Adoção 2CRTP
1.1	CTEEP; ABRATE; Neoenergia; Eletrosul.	São necessários mais estudos a respeito de metodologias de <i>benchmarking</i> para a proposta de análise de custos <i>top-down</i> .	Adotado parcialmente.	Adotado parcialmente.
1.2	CTEEP; ABRATE; Energias do Brasil; ANACE; ABRATE; ELETRONORTE.	Devido às particularidades de cada concessionária, os modelos construídos devem ser individuais ou em grupos segregados.	Não adotado.	Não adotado.
1.3	CTEEP; CEMIG; ANACE.	Ajustar conta salários de acordo com o porte e região de atuação da concessionária	Não adotado.	Adotado parcialmente.
1.4	CTEEP.	Prazo mínimo de convergência para adaptação em relação aos indicadores de eficiência de 4 anos	Não adotado.	Não adotado.
1.5	CEMIG; Neoenergia.	Considerar quantidade de subestações ou quilometragem de linhas de transmissão como item de classificação.	Adotado.	Adotado.
1.6	Neoenergia.	Considerar níveis de tensão, capacidade de transformação como item de classificação.	Adotado parcialmente.	Adotado (2º estágio).

Quadro 7 – Relação entre agentes e suas contribuições e adoção das sugestões por parte do regulador ao longo da primeira e segunda revisões tarifárias periódicas da transmissão (conclusão).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Adoção 1CRTP	Adoção 2CRTP
1.7	Neoenergia.	Considerar variáveis ambientais, como: geografia e ambiente da região, nível de infraestrutura do local de atuação.	Não adotado.	Adotado.

Fonte: elaborado pelo autor com base na Nota Técnica no 394/2009-SRE/ANEEL e Nota Técnica nº 182/2007 – SRE/ANEEL.

A partir da análise do Quadro 7 começa a transparecer que a resistência encontrada pelos agentes frente às suas contribuições durante as audiências públicas é parcialmente abandonada entre as revisões. Cabe, nesse ponto, o questionamento de se o modelo de audiências públicas realmente é efetivo para produzir discussões que geram resultados no curto prazo.

Finalmente, para concluir a análise dos resultados do 2CRTP, as contribuições nº 2.3, 2.4 e 2.8 do Quadro 6, pontuadas somente por um agente, cada uma, solicitavam correções ou tratativas de dados muito específicas. Porém, nos três casos o regulador apresentou uma justificativa metodológica para a não adoção dessas contribuições.

4.1.3 A Renovação das Concessões de 2012

Como referenciado na seção 2.2.5.3 deste trabalho, a Renovação Antecipada das Concessões foi um processo atípico da ANEEL e do Ministério de Minas e Energia. Em função disso, houve uma alteração na forma como os custos operacionais das empresas de transmissão de energia elétrica seriam calculados. Porém, para essa alteração não houve a abertura de audiência pública prévia, muito menos a possibilidade dos agentes enviarem contribuições (MP 579/2012 e Lei 12.783/2013).

Em função da não realização de audiência pública, para a continuidade da avaliação da evolução dos modelos regulatórios, somente será analisado as alterações resultantes da Nota Técnica nº 383/2012 - SRE/ANEEL, a qual foi a regente no período, que corresponderam às contribuições feitas no 1CRTP e no 2CRTP. Confira no Quadro 8 como se deu a evolução das contribuições frente a esse novo ciclo de revisão do modelo regulatório.

Quadro 8: Relação entre agentes e suas contribuições e adoção das sugestões por parte do regulador ao longo da primeira e segunda revisões tarifárias periódicas da transmissão e o processo de renovação das concessões de 2012 (continua).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Adoção 1CRTP	Adoção 2CRTP	Adoção Renovação Concessões
1.1	CTEEP; ABRATE; Neoenergia; Eletrosul.	São necessários mais estudos a respeito de metodologias de <i>benchmarking</i> para a proposta de análise de custos <i>top-down</i> .	Adotado parcialmente.	Adotado parcialmente.	Adotado parcialmente.
1.2	CTEEP; ABRATE; Energias do Brasil; ANACE; ABRATE; ELETRONORTE.	Devido às particularidades de cada concessionária, os modelos construídos devem ser individuais ou em grupos segregados.	Não adotado.	Não adotado	Não adotado
1.3	CTEEP; CEMIG; ANACE.	Ajustar conta salários de acordo com o porte e região de atuação da concessionária	Não adotado.	Adotado parcialmente.	Adotado parcialmente.
1.4	CTEEP.	Prazo mínimo de convergência para adaptação em relação aos indicadores de eficiência de 4 anos	Não adotado.	Não adotado.	Não adotado.
1.5	CEMIG; Neoenergia.	Considerar quantidade de subestações ou quilometragem de linhas de transmissão como item de classificação.	Adotado.	Adotado.	Adotado.
1.6	Neoenergia.	Considerar níveis de tensão, capacidade de transformação como item de classificação.	Adotado parcialmente.	Adotado (2º estágio).	Adotado.

Quadro 8: Relação entre agentes e suas contribuições e adoção das sugestões por parte do regulador ao longo da primeira e segunda revisões tarifárias periódicas da transmissão e o processo de renovação das concessões de 2012 (continuação).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Adoção 1CRTP	Adoção 2CRTP	Adoção Renovação Concessões
1.7	Neoenergia.	Considerar variáveis ambientais, como: geografia e ambiente da região, nível de infraestrutura do local de atuação.	Não adotado.	Adotado.	Não adotado.
2.1	CEMIG / Quantum; ELETRONORTE; ABRATE / Prof. Francisco S. Ramos.	O método de Fronteira Estocástica (SFA) é mais adequado para a estimativa de eficiência em nosso setor e deveria ter sido, ao menos, considerado.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.
2.2	ELETROSUL; FURNAS / PUC-Rio; ELETRONORTE; ABRATE / Ferreira & Madeira.	Não existe homogeneidade entre as unidades produtivas, como é requerido na metodologia DEA. Devem ser feitos agrupamentos de empresas em clusters.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.

Quadro 8: Relação entre agentes e suas contribuições e adoção das sugestões por parte do regulador ao longo da primeira e segunda revisões tarifárias periódicas da transmissão e o processo de renovação das concessões de 2012 (continuação).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Adoção 1CRTP	Adoção 2CRTP	Adoção Renovação Concessões
2.3	CEMIG / Quantum.	As empresas não deveriam ser comparadas em formato de painel (<i>pool</i>) considerando todos os anos. Mas sim deveriam ser comparadas de maneira independente para cada ano.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.
2.4	AFLUENTE.	Remoção da CTEEP nos anos 2006 a 2008, período em que a empresa passou do controle público para o privado, da base de dados devido à verificada forte descontinuidade dos indicadores de custos operacionais e físicos.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.
2.5	CHESF; ABRATE / Prof. Francisco S. Ramos; ABRATE / Ferreira & Madeira.	O motivo da adoção do método de fronteira com retornos não decrescentes à escala não está evidenciado. Levando em consideração a heterogeneidade das empresas as escalas podem ser diferentes.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.
2.6	ELETROSUL; CTEEP / Mercados; CHESF.	Considerar variável de qualidade no 1º estágio de DEA.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.

Quadro 8: Relação entre agentes e suas contribuições e adoção das sugestões por parte do regulador ao longo da primeira e segunda revisões tarifárias periódicas da transmissão e o processo de renovação das concessões de 2012 (continuação).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Adoção 1CRTP	Adoção 2CRTP	Adoção Renovação Concessões
2.7	FURNAS / PUC-Rio; ELETRONORTE.	Desagregar variável comprimento de rede por nível de tensão e aplicá-la no primeiro estágio de DEA.	N/A.	Não adotado.	Adotado.
2.8	CEMIG/Quantum.	Utilizar modelo de dados em painel (<i>pool</i>) no segundo estágio.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.
2.9	FURNAS / PUC-Rio; ABRATE / Ferreira & Madeira.	A baixa correlação entre variáveis do segundo estágio com os produtos do primeiro mostra que a seleção das variáveis não foi pertinente.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.
2.10	ABRATE / Prof. Francisco S. Ramos.	Baixos valores de significância das variáveis do segundo estágio de DEA provocam questionamentos sobre a real importância das mesmas.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.
2.11	FURNAS / PUC-Rio.	Considerar níveis de tensão e potência para as variáveis de Módulos, Número de Transformadores e Potência MVA.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.

Quadro 8: Relação entre agentes e suas contribuições e adoção das sugestões por parte do regulador ao longo da primeira e segunda revisões tarifárias periódicas da transmissão e o processo de renovação das concessões de 2012 (conclusão).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Adoção 1CRTP	Adoção 2CRTP	Adoção Renovação Concessões
2.12	CHESF; ABRATE / Prof. Francisco S. Ramos.	Utilizar a média da base de salários do próprio setor para corrigir os resultados no primeiro estágio no segundo, não utilizando a média base de salários da cidade.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.
2.13	FURNAS / PUC-Rio.	Aplicar a normalização presente na 1CRTP nos resultados encontrados pelo DEA.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.

Fonte: elaborado pelo autor com base na Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, Nota Técnica nº 182/2007 – SRE/ANEEL e Nota Técnica nº 383/2012 - SRE/ANEEL.

Dentre as 20 contribuições identificadas no 1CRTP e 2CRTP, somente duas sofreram alteração após a publicação da nota técnica normativa da renovação das concessões. Primeiramente, identifica-se o abandono de uma metodologia que foi o centro das discussões do 2CRTP, principalmente por parte do regulador, o uso da metodologia DEA em dois estágios para a consideração de variáveis ambientais no modelo regulatório. Com isso, a contribuição 1.7 do Quadro 5 e 6, a qual havia sido adotada no 2CRTP, deixa de ser considerada. Além disso, toda a discussão feita pelos agentes no 2CRTP a respeito do segundo estágio também é perdida, uma vez que deixa de ser utilizado.

Com a retirada do segundo estágio, para consideração de variáveis ambientais, o regulador trouxe a desagregação da variável comprimento de rede por nível de tensão para o primeiro estágio. Tal medida atendeu a demanda dos agentes ao longo do 2CRTP, referenciada como a contribuição 2.7 do Quadro 6 e 8.

Um dos maiores impactos da MP 579/2012, foi o fato de que na Nota Técnica normativa nº 383/2012 - SRE/ANEEL, as concessões foram renovadas e, com isso, os seus contratos. Nesse caso, a adoção da metodologia DEA para o cálculo dos custos operacionais deixou de ser exclusiva para as novas instalações da rede básica (RBNI's), sendo extensiva para todas as instalações, incluindo as novas e as existentes nos anos 2000 (Nota Técnica nº 383/2012 - SRE/ANEEL). Isso fez com que o impacto da metodologia se tornasse muito mais relevante para os agentes. Sem contar que ignorou totalmente a solicitação dos agentes no 1CRTP de execução de um prazo para adaptação em relação aos indicadores de eficiência de 4 anos (contribuição nº 1.4, Quadro 8).

A renovação das concessões foi um episódio polêmico na história da regulação do setor de transmissão de energia elétrica, grande parte de seus impactos foram evidenciados na justificativa deste trabalho. Além disso, alguns trabalhos, como o de Cardoso *et al* (2017) apresenta uma série de falhas na aplicação da metodologia DEA no modelo regulatório, Pessanha *et al*(2010) também fez críticas ao modelo do 2CRTP que foram mantidas na renovação das concessões.

Tendo em vista a contribuição 2.2 do Quadro 6, na qual os agentes apontavam a não homogeneidade das concessionárias comparadas, a diferença entre o escore de DEA mais elevado e o mais baixo era de 66%, já na renovação das concessões essa flutuação chegou a ser

de 89,3% (de 135% a 45,7%). Novamente, entra o questionamento feito ao longo da análise do 2CRTP desse trabalho: é possível que uma concessionária, localizada no mesmo país e no mesmo setor, seja quase 90% mais ineficiente que outra? Isso poderia afetar o entendimento sobre homogeneidade entre empresas?

4.1.4 Propostas e Contribuições da Terceira Revisão Tarifária (2017)

4.1.4.1 A evolução do modelo regulatório proposto a partir do 3CRTP

Como apresentado na seção 2.2.5.4 deste trabalho, o Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (3CRTP) foi um dos processos mais bem referenciados, por parte do regulador, referente à metodologia de cálculo dos custos operacionais eficientes das empresas de transmissão. A Agência, após não ter respeitado o processo de audiências públicas na Renovação das Concessões, retomou o diálogo com seus agentes, apresentando um modelo diferente daquele desenvolvido em 2012.

É importante ressaltar que a Renovação das Concessões, após a sua ocorrência e impactos, como apresentado na introdução, justificativa e seções 2.2.5.3 e 4.1.3 deste trabalho, motivou diferentes agentes a investir ainda mais em estudos a respeito do modelo regulatório adotado pela ANEEL. Como apresentado na introdução deste trabalho, as empresas investiram fortemente para demonstrar ao regulador as falhas do modelo a partir da ocorrência do 3CRTP. É importante lembrar que todos esses estudos incorrem em custos que são pagos pelo consumidor na tarifa de energia elétrica.

Em função disso, primeiramente, a partir da nota técnica de abertura do 3CRTP e exclusivamente a partir dela, pois até a elaboração deste trabalho não havia sido publicada a nota técnica final e normativa do 3CRTP, é possível verificar a evolução do modelo levando em conta as discussões que ocorreram ao longo dos dois primeiros ciclos de revisão e renovação das concessões. No Quadro 9 é demonstrada a evolução das contribuições levando em conta a nota técnica de abertura do 3CRTP. Novamente, os itens em negrito são aqueles que apresentaram mudanças entre uma revisão ou renovação e outra.

Quadro 9: Relação entre agentes e suas contribuições e adoção das sugestões por parte do regulador ao longo da primeira, segunda e terceira revisões tarifárias periódicas da transmissão e o processo de renovação das concessões de 2012 (continua).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Adoção 1CRTP	Adoção 2CRTP	Adoção Renovação Concessões	Adoção NT abertura 3CRTP
1.1	CTEEP; ABRATE; Neoenergia; Eletrosul.	São necessários mais estudos a respeito de metodologias de benchmarking para a proposta de análise de custos top-down.	Adotado parcialmente.	Adotado parcialmente.	Adotado parcialmente.	Adotado parcialmente.
1.2	CTEEP; ABRATE; Energias do Brasil; ANACE; ABRATE; ELETRONORTE	Devido às particularidades de cada concessionária, os modelos construídos devem ser individuais ou em grupos segregados.	Não adotado.	Não adotado.	Não adotado.	Não adotado.
1.3	CTEEP; CEMIG; ANACE	Ajustar conta salários de acordo com o porte e região de atuação da concessionária	Não adotado.	Adotado parcialmente.	Adotado parcialmente.	Adotado parcialmente.
1.4	CTEEP	Prazo mínimo de convergência para adaptação em relação aos indicadores de eficiência de 4 anos	Não adotado.	Não adotado.	Não adotado.	Não adotado.
1.5	CEMIG; Neoenergia	Considerar quantidade de subestações ou quilometragem de linhas de transmissão como item de classificação.	Adotado.	Adotado.	Adotado.	Adotado.

Quadro 9: Relação entre agentes e suas contribuições e adoção das sugestões por parte do regulador ao longo da primeira, segunda e terceira revisões tarifárias periódicas da transmissão e o processo de renovação das concessões de 2012 (continuação).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Adoção 1CRTP	Adoção 2CRTP	Adoção Renovação Concessões	Adoção NT abertura 3CRTP
1.6	Neoenergia	Considerar níveis de tensão, capacidade de transformação como item de classificação.	Adotado parcialmente.	Adotado (2º estágio).	Adotado.	Adotado.
1.7	Neoenergia	Considerar variáveis ambientais, como: geografia e ambiente da região, nível de infraestrutura do local de atuação.	Não adotado.	Adotado.	Não adotado.	Não adotado.
2.1	CEMIG / Quantum; ELETRONORTE; ABRATE / Prof. Francisco S. Ramos	O método de Fronteira Estocástica (SFA) é mais adequado para a estimativa de eficiência em nosso setor e deveria ter sido, ao menos, considerado.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.	Não adotado.
2.2	ELETROSUL; FURNAS/PUC-Rio; ELETRONORTE; ABRATE / Ferreira & Madeira	Não existe homogeneidade entre as unidades produtivas, como é requerido na metodologia DEA. Devem ser feitos agrupamentos de empresas em clusters.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.	Não adotado.

Quadro 9: Relação entre agentes e suas contribuições e adoção das sugestões por parte do regulador ao longo da primeira, segunda e terceira revisões tarifárias periódicas da transmissão e o processo de renovação das concessões de 2012 (continuação).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Adoção 1CRTP	Adoção 2CRTP	Adoção Renovação Concessões	Adoção NT abertura 3CRTP
2.3	CEMIG / Quantum.	As empresas não deveriam ser comparadas em formato de painel (pool) considerando todos os anos. Mas sim deveriam ser comparadas de maneira independente para cada ano.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.	Não adotado.
2.4	AFLUENTE.	Remoção da CTEEP nos anos 2006 a 2008, período em que a empresa passou do controle público para o privado, da base de dados devido à verificada forte descontinuidade dos indicadores de custos operacionais e físicos.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.	Não adotado.
2.5	CHESF; ABRATE / Prof. Francisco S. Ramos; ABRATE / Ferreira & Madeira.	O motivo da adoção do método de fronteira com retornos não decrescentes à escala não está evidenciado. Levando em consideração a heterogeneidade das empresas as escalas podem ser diferentes.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.	Não adotado.

Quadro 9: Relação entre agentes e suas contribuições e adoção das sugestões por parte do regulador ao longo da primeira, segunda e terceira revisões tarifárias periódicas da transmissão e o processo de renovação das concessões de 2012 (continuação).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Adoção 1CRTP	Adoção 2CRTP	Adoção Renovação Concessões	Adoção NT abertura 3CRTP
2.6	ELETROSUL; CTEEP / Mercados; CHESF.	Considerar variável de qualidade no 1º estágio de DEA.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.	Adotado.
2.7	FURNAS / PUC- Rio; ELETRONORTE.	Desagregar variável comprimento de rede por nível de tensão e aplicá-la no primeiro estágio de DEA.	N/A.	Não adotado.	Adotado.	Adotado.
2.8	CEMIG/Quantum.	Utilizar modelo de dados em painel (pool) no segundo estágio.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.	Não adotado.
2.9	FURNAS / PUC- Rio; ABRATE / Ferreira & Madeira.	A baixa correlação entre variáveis do segundo estágio com os produtos do primeiro mostra que a seleção das variáveis não foi pertinente.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.	Não adotado.
2.10	ABRATE / Prof. Francisco S. Ramos.	Baixos valores de significância das variáveis do segundo estágio de DEA provocam questionamentos sobre a real importância das mesmas.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.	Não adotado.

Quadro 9: Relação entre agentes e suas contribuições e adoção das sugestões por parte do regulador ao longo da primeira, segunda e terceira revisões tarifárias periódicas da transmissão e o processo de renovação das concessões de 2012 (conclusão).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Adoção 1CRTP	Adoção 2CRTP	Adoção Renovação Concessões	Adoção NT abertura 3CRTP
2.11	FURNAS / PUC-Rio.	Considerar níveis de tensão e potência para as variáveis de Módulos, Número de Transformadores e Potência MVA.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.	Não adotado.
2.12	CHESF; ABRATE / Prof. Francisco S. Ramos.	Utilizar a média da base de salários do próprio setor para corrigir os resultados no primeiro estágio no segundo, não utilizando a média base de salários da cidade.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.	Adotado.
2.13	FURNAS / PUC-Rio.	Aplicar a normalização presente na 1CRTP nos resultados encontrados pelo DEA.	N/A.	Não adotado.	Não adotado.	Adotado parcialmente.

Fonte: elaborado pelo autor com base na Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, Nota Técnica nº 182/2007 – SRE/ANEEL, Nota Técnica nº 383/2012 - SRE/ANEEL e Nota Técnica nº 160/2017 - SRE/ANEEL.

Ao contrário do ocorrido na renovação das concessões, a evolução do modelo no 3CRTP acabou por adotar mais algumas contribuições dos agentes em sua formulação. Dos 20 agrupamentos de contribuições feitas, até o momento, em audiências públicas, 8 foram acatados pelo regulador. Porém, esse aumento da quantidade de contribuições adotadas também pode ser justificado pelo fato de que entre o 2CRTP e o a apresentação da nota técnica introdutória do 3CRTP, analisada nesta seção, não houve a ocorrência de nenhuma audiência pública que permitiu o registro de novas contribuições.

Na nota técnica de abertura do 3CRTP, relacionado ao fato de ela não trabalhar com variáveis ambientais e DEA em dois estágios, o regulador optou por acatar a contribuição nº 2.6 do Quadro 9, adicionando uma variável de medida de qualidade ao primeiro estágio de DEA (Nota Técnica nº 160/2017 - SRE/ANEEL). Lembrando que, na renovação das concessões o regulador somou um escore *ad hoc* de qualidade ao escore de eficiência das concessionárias, como forma de corrigir os resultados baixos de eficiência e beneficiar as empresas que apresentam melhores índices de qualidade (Nota Técnica nº 383/2012 - SRE/ANEEL).

Um ponto a se ressaltar é a evolução do regulador frente à demanda de se conseguir traduzir, da melhor maneira possível, o comportamento de salários de cada concessionária. Representado inicialmente pela contribuição nº 1.3 do Quadro 9, feita ainda no 1CRTP e acatada parcialmente, pois não levava em consideração o porte das empresas, a partir do 3CRTP, na Nota Técnica nº 160/2017 - SRE/ANEEL a Agência utilizou-se de uma base de dados que levava em conta a variação de custos salariais entre regiões exclusivamente referente ao setor de energia elétrica, a RAIS, como referenciada na seção 2.2.5.4 deste trabalho. Com isso a contribuição nº 2.12 do Quadro 9 conseguiu ser adotada no modelo regulatório.

Finalmente, entre as contribuições adotadas pela Agência no 3CRTP, houve o retorno do uso da normalização de resultados para corrigir os efeitos da discrepância de escores calculados por meio do uso da metodologia DEA. Tal abordagem havia sido abandonada no 2CRTP, pois o próprio regulador considerou que as variáveis ambientais eram a melhor forma de corrigir isso, como pode ser visto na contribuição nº 2.13 do Quadro 6. Já na renovação das concessões a correção foi a soma do escore *ad hoc* de qualidade aos escores calculados por meio do uso de DEA. Porém, com tal medida, a contribuição nº 2.13 do Quadro 9 foi adotada pela Agência.

Além da contradição exposta no parágrafo anterior por parte do regulador, outra contradição pode ser identificada a partir da Nota Técnica nº 160/2017 - SRE/ANEEL, sendo ela o desejo de se retornar com as variáveis ambientais e DEA em dois estágios. A Nota Técnica nº 383/2012 - SRE/ANEEL, regente do período da Renovação das Concessões, não levou em conta os esforços desenvolvidos no 2CRTP, ou seja, tudo aquilo que havia sido desenvolvido pelo regulador e agentes referente às variáveis ambientais e DEA em dois estágios foi abandonado nesse ciclo. Por outro lado, agora, no 3CRTP, a Agência retoma a discussões da metodologia, porém sem adotá-la em um primeiro momento, sendo o intervalo entre o 2CRTP e o 3CRTP de nove anos.

4.1.4.2 As contribuições dos agentes no 3CRTP

Com a abertura do período de intercâmbio documental, após a publicação da nota técnica normativa nº 160/2017 - SRE/ANEEL, 15 contribuições foram enviadas por agentes para o regulador. Todas as contribuições foram analisadas e, respeitando as delimitações deste trabalho, apresentadas na seção 1.4, 8 contribuições macro foram compiladas e estão representadas no Quadro 10.

Além das contribuições macro, neste caso, devido ao nível de detalhe das contribuições, em função da apresentação minuciosa de dados por parte do regulador, também foram identificadas, como representado no Quadro 10, as contribuições micro relacionadas às suas respectivas contribuições macro. Objetiva-se, com isso, dar mais visibilidade do nível de detalhe das contribuições. Porém, levando em consideração as ponderações de Bardin (2004) sobre a metodologia de análise de conteúdo, a análise será feita sobre as contribuições macro, uma vez que já são uma forma preliminar de categorização de conteúdo.

Quadro 10: Contribuições feitas por agentes no 3CRTP compiladas de acordo com a metodologia de Bardin (2004) (continua).

Nº	Agente(s)	Contribuição
3.1	ABRATE; ALUPAR; Athena; CELG; CEMIG; COPEL; ELETROBRAS; EDP; ELETROSUL; CTEEP.	Falta de homogeneidade entre DMUs comparadas. Necessidade de reavaliar comportamentos das <i>holdings</i> , licitadas e CELG.
3.2	ELETROBRAS; CTEEP; ELETROSUL; CEMIG; EDP; COPEL.	É necessário aumentar o grau de diferenciação das variáveis, separando-as de acordo com os elementos que as compõem.
3.2.1	ELETROBRAS; CTEEP; COPEL.	Diferenciar potência de equipamentos de subestação em MVA e MVAr.
3.2.2	CTEEP.	Diferenciar equipamentos de subestação (transformadores) em função de custos diferenciados.
3.2.3	ELETROSUL;	Desagregar módulos de manobra por níveis de tensão.
3.2.4	CEMIG; ELETROSUL.	Desagregar variável extensão de rede em mais níveis de tensão.
3.2.5	EDP.	Diferenciar variável extensão de rede em circuito duplo e circuito simples.
3.3	CELG; COPEL; EDP; ELETROSUL; CTEEP; ELETROBRAS.	Métrica de qualidade não está adequada na forma a qual foi elaborada.
3.3.1	ELETROBRAS.	Incorporar o valor financeiro da má qualidade ao PMSO.
3.3.2	CEMIG; CTEEP; ELETROSUL.	Utilizar Parcela Variável (PV) como medida de qualidade.
3.3.3	COPEL; CTEEP.	É necessário ajustar a média utilizada do MVAI.

Quadro 10: Contribuições feitas por agentes no 3CRTP compiladas de acordo com a metodologia de Bardin (2004) (conclusão).

Nº	Agente(s)	Contribuição
3.4	CELG; COPEL; ELETROBRAS; EDP; ELETROSUL; CTEEP.	É necessário reavaliar as restrições aos pesos.
3.4.1	ELETROBRAS; EDP	Propostas de adição de novas restrições.
3.4.2	CTEEP; COPEL.	Propostas de remoção/reavaliação das variáveis de extensão de rede.
3.4.3	CTEEP.	Proposta de alteração de valores nas restrições.
3.5	ABRATE; ATHENA; CELG; CEMIG; COPEL; ELETROBRAS; EDP; CTEEP.	É necessário reavaliar a normalização adotada.
3.5.1	CEMIG; ELETROBRAS; EDP; CTEEP.	Utilizar a normalização pelo segundo quartil.
3.5.2	CTEEP.	Abandono da normalização e utilização da PV/RAP como em 2012.
3.6	ELETROBRAS; COPEL; ELETROSUL; CTEEP.	Desenvolvem propostas e sugestões para a construção de um segundo estágio de DEA com a utilização de variáveis ambientais.
3.7	CTEEP.	Sugere em linhas gerais o abandono de DEA e a adoção de algum método paramétrico não especificado.
3.8	CTEEP.	Argumentação jurídica para manter as premissas do modelo de-2012.

Fonte: elaborado pelo autor com base nos arquivos enviados por agentes em:

http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/audiencia/dspListaContribuicao.cfm?attAnoAud=2017&attIdeFasAud=1206&attAnoFasAud=2017&id_area=0 (acessado em 19/02/18).

Observando a contribuição nº 3.1 do Quadro 10, percebe-se que um número considerável de agentes convergiram em relação à mesma. Das 15 contribuições apresentadas ao regulador, 10 criticaram a tratativa dada pela ANEEL frente à homogeneidade das DMUs utilizadas na nota técnica de abertura do 3CRTP. Nos próximos parágrafos seguem os argumentos utilizados pelos agentes para realizarem tal alegação.

Primeiramente, o regulador incluiu na comparação empresas licitadas. Essas empresas, em sua maioria, são concessões recentes, relacionadas à expansão da rede de transmissão. Relacionado a isso, muitas delas não integram o Sistema Interligado Nacional (SIN), referenciado na seção 2.2.2 deste trabalho. Por integrarem ao SIN, as concessionárias tradicionais, não-licitadas, possuem custos exclusivos para manterem a estabilidade da transmissão de energia no país, argumento apresentado pelas próprias concessionárias em suas contribuições, como em ELETROBRAS (2017). Dessa maneira, por possuírem custos diferentes das outras empresas comparadas, os agentes solicitaram ao regulador a separação das empresas licitadas das não licitadas, removendo as primeiras da base de dados do modelo desenvolvido.

Em seguida, o regulador, ao agrupar empresas em *holdings*, foi duramente criticado pelos agentes por ter desenvolvido, nesse caso, empresas “virtuais” que seriam comparadas aos contratos e DMUs reais. O objetivo do regulador com a adoção das *holdings* foi de criar unidades que representassem melhor os custos ótimos do setor, como referenciado na seção 2.2.5.4 deste trabalho. Porém, a criação das *holdings* acabou por prejudicar o resultado dos contratos das empresas, que também foram considerados no modelo DEA como uma DMU diferente, reduzindo os escores de eficiência, lesando, assim, os interesses das concessionárias. Alguns agentes apresentaram, inclusive, justificativas metodológicas, como o fato da metodologia DEA não aceitar DMUs não-existentes (CTEEP, 2017).

Finalmente, algumas contribuições criticaram a inclusão da empresa CELG à análise. De acordo com os agentes a concessionária seria pequena e local demais para ser comparada às outras empresas. A própria companhia, em CELG (2017), solicita a sua retirada dessa comparação. Como demonstrado na seção 2.2.5.4 deste trabalho, a empresa representa somente uma fração dos custos operacionais de outras empresas como FURNAS e, assim, pode estar relacionada a um diferente comportamento de escala frente ao adotado.

Os questionamentos sobre a falta de homogeneidade das DMUs apresentam-se frequentes em todas as revisões tarifárias do setor. Como se pode ver nas contribuições nº 1.2 do Quadro 5, nº 2.2 do Quadro 6 e nº 3.1 do Quadro 10, os agentes consideram que as concessionárias comparadas precisam ser separadas e que a análise proposta deveria se referir a somente ao grupo de empresas com contratos de concessão prorrogados pela Lei nº 12.783/2013.

A contribuição nº 3.2 do Quadro 10, mesmo tendo menos agentes solicitantes, foi extensa dentro das contribuições. Tendo em vista, novamente, a riqueza de informações disponibilizadas pelo regulador nesse ciclo, os agentes buscaram enriquecer ainda mais o modelo de forma que o mesmo traduzisse, minuciosamente, os custos do setor de transmissão. Em função disso, muitas contribuições trabalharam em justificar a desagregação de algumas variáveis de produto. Tudo isso também está relacionado às restrições aos pesos. Desagregar as variáveis permitiria, de acordo com os agentes, utilizar restrições que melhor traduzissem os valores de cada variável.

Assim, o movimento de aumento de complexidade e desagregação de variáveis somente repetiu-se no 3CRTP. Como visto anteriormente nas contribuições nº 1.6 do Quadro 5, nº 2.7 e 2.11 do Quadro 6 e as várias solicitações do 3CRTP nesse sentido, mostra-se natural o processo de melhor segmentar as variáveis de produto adotadas.

Atendendo à demanda nº 2.6 do Quadro 6, originada no 2CRTP, o regulador, pela primeira vez em um dos modelos desenvolvido, trouxe a variável qualidade para o primeiro estágio de DEA. Além disso, após a introdução do ajuste pela qualidade na renovação das concessões, o qual corrigia os escores de eficiência com a soma de um percentual de qualidade aos escores calculados por DEA, o regulador mudou a base de cálculo da variável. A partir de agora foi considerada a média da potência MVA interrompida entre 2013 e 2016 em detrimento do uso da Parcela Variável (PV) dividida pela Receita Total (RT).

Por outro lado, mesmo com a adoção da contribuição do 2CRTP, os agentes não ficaram satisfeitos com a forma como a variável qualidade foi inserida no modelo. Observando a contribuição nº 3.3 do Quadro 10 e seus subitens, verifica-se que os agentes demandam, em parte, o retorno do uso da PV e alguns até o uso de outra base de cálculo para a potência utilizada. Algumas discussões se formaram em torno do fato de que o regulador inseriu a variável como um produto negativo, enquanto alguns esperavam que fosse um insumo controlável, dentro da aplicação da metodologia DEA. Finalmente, a ELETROBRAS (2017)

fez uma proposta sugerindo que os efeitos da qualidade deveriam ser considerados diretamente no custo operacional das empresas por meio da adição da parcela variável (PV) ao mesmo.

Na renovação das concessões, especificamente na Nota Técnica nº 383/2012 - SRE/ANEEL, a ANEEL introduziu pela primeira vez o uso de restrições aos pesos ao cálculo realizado pela metodologia DEA, como citado anteriormente nas seções 2.2.5.3 e 4.1.3. Sem a possibilidade de contribuir ao longo da renovação, alguns agentes utilizaram do 3CRTP para questionar o uso dessa abordagem e solicitaram explicações da ANEEL do porquê de tal adoção. Porém, alguns sugeriram mudanças para que as restrições melhor representem a realidade do setor, adicionando ou alterando as restrições, o que demonstra certa aceitação da metodologia por parte dos agentes, mesmo que ainda não de maneira ótima.

Outra pauta recorrente nas discussões dos modelos regulatórios é a adoção e forma adotada das normalizações de resultados. Essa contribuição foi a segunda mais discutida por agentes até o momento no 3CRTP. Adotada somente no 1CRTP, substituída no 2CRTP pelas variáveis ambientais e na renovação das concessões pelo ajuste pela qualidade, a normalização de resultados voltou a ser adotada no 3CRTP.

Com exceção da CTEEP (2017), solicitante do retorno ao ajuste pela qualidade utilizado na renovação das concessões, outros agentes solicitaram a mudança da normalização para termos mais abrangentes no quesito do quartil escolhido, melhorando, assim, o escore geral dos agentes. Vale ressaltar que, como pode ser visto na seção 2.2.5.3 deste trabalho, a CTEEP, na renovação das concessões, foi uma das três concessionárias mais beneficiadas pelo ajuste da qualidade.

Como citado na seção anterior, o regulador enalteceu, na nota técnica de abertura do 3CRTP, a possível necessidade de se adotar um segundo estágio de DEA para que o modelo regulatório pudesse levar em consideração variáveis de cunho ambiental. E, como já se sabe, no 2CRTP o regulador havia adotado tal metodologia. Alegando ausência de dados suficientes para a elaboração de um modelo, o segundo estágio ficou de fora da nota técnica de abertura do 3CRTP (Nota Técnica nº 160/2017 - SRE/ANEEL).

Porém, ao contrário da ANEEL, os agentes desenvolveram propostas e fizeram sugestões de como deveria ser o segundo estágio. No caso da ELETROBRAS (2017) um modelo completo

de DEA com dois estágios e variáveis ambientais reais e de fácil captura de dados foi proposto. Cabe aguardar o final do ciclo para verificar-se a adoção, ou não, por parte do regulador dessa proposta.

A CTEEP (2017) foi o único agente que criticou o uso da metodologia DEA no 3CRTP. Porém, vale lembrar que tal crítica já havia sido feita no 2CRTP, como pode ser visto na contribuição nº 2.1 do Quadro 6. O Agente, por outro lado, não fez nenhuma proposta para a substituição da metodologia. Uma última contribuição, também feita pela CTEEP (2017) exclusivamente, na qual alegou a não possibilidade da aplicação de mudanças metodológicas no 3CRTP por questões legais, mantendo, assim, as regras da renovação das concessões. Aqui, novamente, será necessário aguardar o final do ciclo para verificar a real validade de tal alegação.

4.2 Categorização do Conteúdo

A categorização de conteúdo, como proposta por Bardin (2004), foi um processo realizado ao longo de todo este trabalho. Como citado anteriormente, todos os documentos oficiais enviados pelos agentes foram condensados em contribuições macro e comuns. Porém, fica claro, ao longo do desenvolvimento, que ainda cabe um nível mais específico de categorização. Dessa maneira, um segundo nível de condensação de conteúdo foi realizada nesta seção do trabalho. A Figura 4 demonstra a maneira como se deu tal segundo nível de categorização.

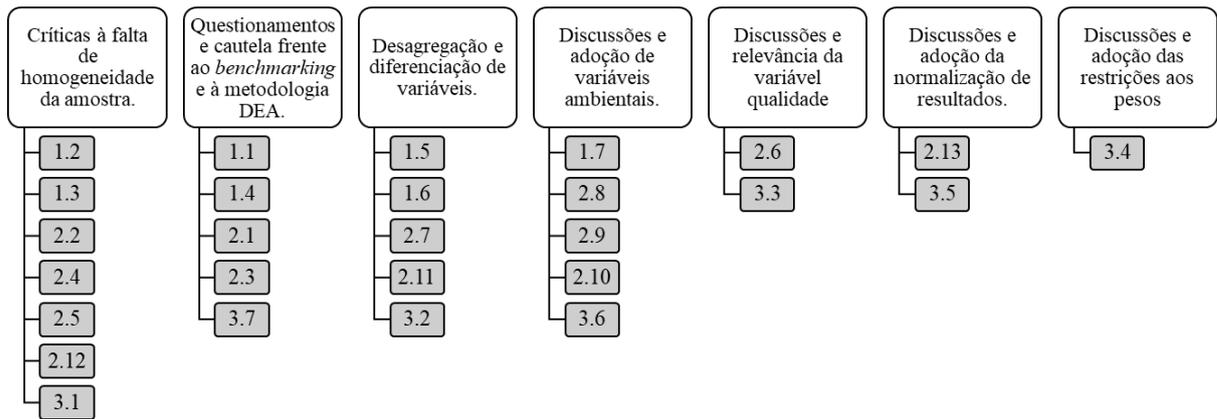


Figura 4: Categorização final de conteúdo das contribuições do 1CRTP, 2CRTP, 3CRTP, de acordo com a metodologia proposta por Bardin (2004).

Fonte: elaborado pelo autor com base na Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, Nota Técnica nº 182/2007 – SRE/ANEEL, Nota Técnica nº 383/2012 - SRE/ANEEL e Nota Técnica nº 160/2017 - SRE/ANEEL.

Confira agora, no Quadro 11, como fica a disposição de cada contribuição de acordo com sua categorização. Vale ressaltar que a contribuição nº 3.8 do Quadro 10 não foi considerada para a categorização final. O motivo é o fato de essa contribuição tratar de um assunto de alta especificidade e que foge completamente do escopo e até mesmo da delimitação deste trabalho. Porém, é interessante apresentá-la em função do significativo impacto que pode causar no 3CRTP caso seja acatada.

Quadro 11: Contribuições dos agentes ao longo do 1CRTP, 2CRTP e 3CRTP e suas devidas categorizações finais (continua).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Categoria
1.1	CTEEP; ABRATE; Neoenergia; Eletrosul.	São necessários mais estudos a respeito de metodologias de <i>benchmarking</i> para a proposta de análise de custos <i>top-down</i> .	Questionamentos e cautela frente <i>benchmarking</i> e a metodologia DEA.
1.4	CTEEP.	Prazo mínimo de convergência para adaptação em relação aos indicadores de eficiência de 4 anos.	Questionamentos e cautela frente <i>benchmarking</i> e a metodologia DEA.
2.1	CEMIG / Quantum; ELETRONORTE; ABRATE / Prof. Francisco S. Ramos.	O método de Fronteira Estocástica (SFA) é mais adequado para a estimativa de eficiência em nosso setor e deveria ter sido, ao menos, considerado.	Questionamentos e cautela frente <i>benchmarking</i> e a metodologia DEA.
2.3	CEMIG / Quantum.	As empresas não deveriam ser comparadas em formato de painel (<i>pool</i>) considerando todos os anos. Mas sim deveriam ser comparadas de maneira independente para cada ano.	Questionamentos e cautela frente <i>benchmarking</i> e a metodologia DEA.
3.7	CTEEP.	Sugere em linhas gerais o abandono de DEA e a adoção de algum método paramétrico não especificado.	Questionamentos e cautela frente <i>benchmarking</i> e a metodologia DEA.

Quadro 11: Contribuições dos agentes ao longo do 1CRTP, 2CRTP e 3CRTP e suas devidas categorizações finais (continuação).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Categoria
1.2	CTEEP; ABRATE; Energias do Brasil; ANACE; ABRATE; ELETRONORTE.	Devido às particularidades de cada concessionária, os modelos construídos devem ser individuais ou em grupos segregados.	Críticas à falta de homogeneidade entre as empresas comparadas.
1.3	CTEEP; CEMIG; ANACE.	Ajustar conta salários de acordo com o porte e região de atuação da concessionária.	Críticas à falta de homogeneidade entre as empresas comparadas
2.2	ELETROSUL; FURNAS / PUC-Rio; ELETRONORTE; ABRATE / Ferreira & Madeira.	Não existe homogeneidade entre as unidades produtivas, como é requerido na metodologia DEA. Devem ser feitos agrupamentos de empresas em clusters.	Críticas à falta de homogeneidade entre as empresas comparadas
2.4	AFLUENTE.	Remoção da CTEEP nos anos 2006 a 2008, período em que a empresa passou do controle público para o privado, do grupo de empresas comparadas devido à verificada forte descontinuidade dos indicadores de custos operacionais e físicos.	Críticas à falta de homogeneidade entre as empresas comparadas.

Quadro 11: Contribuições dos agentes ao longo do 1CRTP, 2CRTP e 3CRTP e suas devidas categorizações finais (continuação).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Categoria
2.5	CHESF; ABRATE / Prof. Francisco S. Ramos; ABRATE / Ferreira&Madeira.	O motivo da adoção do método de fronteira com retornos não decrescentes à escala não está evidenciado. Levando em consideração a heterogeneidade das empresas as escalas podem ser diferentes.	Críticas à falta de homogeneidade entre as empresas comparadas.
2.12	CHESF; ABRATE / Prof. Francisco S. Ramos.	Utilizar a média da base de salários do próprio setor para corrigir os resultados no primeiro estágio no segundo, não utilizando a média base de salários da cidade.	Críticas à falta de homogeneidade entre as empresas comparadas.
3.1	ABRATE; ALUPAR; Athena; CELG; CEMIG; COPEL; ELETROBRAS; EDP; ELETROSUL; CTEEP.	Falta de homogeneidade entre DMUs comparadas. Necessidade de reavaliar comportamentos das <i>holdings</i> , licitadas e CELG.	Críticas à falta de homogeneidade entre as empresas comparadas.
1.5	CEMIG; Neoenergia.	Considerar quantidade de subestações ou quilometragem de linhas de transmissão como item de classificação.	Desagregação e diferenciação de variáveis.
1.6	Neoenergia.	Considerar níveis de tensão, capacidade de transformação como item de classificação.	Desagregação e diferenciação de variáveis.

Quadro 11: Contribuições dos agentes ao longo do 1CRTP, 2CRTP e 3CRTP e suas devidas categorizações finais (continuação).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Categoria
2.7	FURNAS / PUC-Rio; ELETRONORTE.	Desagregar variável comprimento de rede por nível de tensão e aplicá-la no primeiro estágio de DEA.	Desagregação e diferenciação de variáveis.
2.11	FURNAS / PUC-Rio.	Considerar níveis de tensão e potência para as variáveis de Módulos, Número de Transformadores e Potência MVA.	Desagregação e diferenciação de variáveis.
3.2	ELETROBRAS; CTEEP; ELETROSUL; CEMIG; EDP; COPEL.	É necessário aumentar o grau de diferenciação das variáveis, separando-as de acordo com os elementos que as compõem.	Desagregação e diferenciação de variáveis.
3.2.1	ELETROBRAS; CTEEP; COPEL.	Diferenciar potência de equipamentos de subestação em MVA e MVAr.	Desagregação e diferenciação de variáveis.
3.2.2	CTEEP.	Diferenciar equipamentos de subestação (transformadores) em função de custos diferenciados.	Desagregação e diferenciação de variáveis.
3.2.3	ELETROSUL.	Desagregar módulos de manobra por níveis de tensão.	Desagregação e diferenciação de variáveis.
3.2.4	CEMIG; ELETROSUL.	Desagregar variável extensão de rede em mais níveis de tensão.	Desagregação e diferenciação de variáveis.

Quadro 11: Contribuições dos agentes ao longo do 1CRTP, 2CRTP e 3CRTP e suas devidas categorizações finais (continuação).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Categoria
3.2.5	EDP.	Diferenciar variável extensão de rede em circuito duplo e circuito simples.	Desagregação e diferenciação de variáveis.
2.6	ELETROSUL; CTEEP / Mercados; CHESF	Considerar variável de qualidade no 1º estágio de DEA.	Discussões e relevância da variável qualidade.
3.3	CELG; COPEL; EDP; ELETROSUL; CTEEP; ELETROBRAS.	Métrica de qualidade não está adequada na forma a qual foi elaborada.	Discussões e relevância da variável qualidade.
3.3.1	ELETROBRAS.	Incorporar cálculo de qualidade ao PMSO.	Discussões e relevância da variável qualidade.
3.3.2	CEMIG; CTEEP; ELETROSUL.	Utilizar Parcela Variável (PV) como medida de qualidade.	Discussões e relevância da variável qualidade.
3.3.3	COPEL; CTEEP.	É necessário ajustar a média utilizada do MVAI.	Discussões e relevância da variável qualidade.
2.13	FURNAS / PUC-Rio.	Aplicar a normalização presente na 1CRTP nos resultados encontrados pelo DEA.	Discussões e adoção da normalização de resultados.

Quadro 11: Contribuições dos agentes ao longo do 1CRTP, 2CRTP e 3CRTP e suas devidas categorizações finais (continuação).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Categoria
3.5	ABRATE; ATHENA; CELG; CEMIG; COPEL; ELETROBRAS; EDP; CTEEP.	É necessário reavaliar a normalização adotada.	Discussões e adoção da normalização de resultados.
3.5.1	CEMIG; ELETROBRAS; EDP; CTEEP.	Utilizar a normalização pelo segundo quartil.	Discussões e adoção da normalização de resultados.
3.5.2	CTEEP.	Abandono da normalização e utilização da PV/RAP como em 2012.	Discussões e adoção da normalização de resultados.
1.7	Neoenergia.	Considerar variáveis ambientais, como: geografia e ambiente da região, nível de infraestrutura do local de atuação.	Discussões e adoção de variáveis ambientais.
2.8	CEMIG/Quantum.	Utilizar modelo de dados em painel (<i>pool</i>) no segundo estágio.	Discussões e adoção de variáveis ambientais.
2.9	FURNAS / PUC-Rio; ABRATE / Ferreira & Madeira.	A baixa correlação entre variáveis do segundo estágio com os produtos do primeiro mostra que a seleção das variáveis não foi pertinente.	Discussões e adoção de variáveis ambientais.

Quadro 11: Contribuições dos agentes ao longo do 1CRTP, 2CRTP e 3CRTP e suas devidas categorizações finais (conclusão).

Nº	Agente(s)	Contribuição	Categoria
2.10	ABRATE / Prof. Francisco S. Ramos.	Baixos valores de significância das variáveis do segundo estágio de DEA provocam questionamentos sobre a real importância das mesmas.	Discussões e adoção de variáveis ambientais.
3.6	ELETROBRAS; COPEL; ELETROSUL; CTEEP.	Desenvolvem propostas e sugestões para a construção de um segundo estágio de DEA com a utilização de variáveis ambientais.	Discussões e adoção de variáveis ambientais.
3.4	CELG; COPEL; ELETROBRAS; EDP; ELETROSUL; CTEEP.	É necessário reavaliar as restrições aos pesos.	Discussões e adoção das restrições aos pesos.
3.4.1	ELETROBRAS; EDP.	Propostas de adição de novas restrições.	Discussões e adoção das restrições aos pesos.
3.4.2	CTEEP; COPEL.	Propostas de remoção/reavaliação das variáveis de extensão de rede.	Discussões e adoção das restrições aos pesos.
3.4.3	CTEEP.	Proposta de alteração de valores nas restrições.	Discussões e adoção das restrições aos pesos.
3.8	CTEEP.	Argumentação jurídica para manter as premissas do modelo de 2012.	N/A.

Fonte: elaborado pelo autor com base na Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, Nota Técnica nº 182/2007 – SRE/ANEEL, Nota Técnica nº 383/2012 - SRE/ANEEL e Nota Técnica nº 160/2017 - SRE/ANEEL.

Nas próximas seções cada categoria será analisada individualmente. Dando sequência à proposta de Bardin (2004), algumas inferências serão realizadas, as quais serão também trabalhadas na conclusão deste trabalho.

4.2.1 Críticas à falta de homogeneidade entre as empresas comparadas

Como se pode observar, por meio da Figura 4, um dos assuntos mais discutidos e recorrentes em todos os ciclos de revisão tarifária da transmissão, ao longo de 10 anos da adoção do novo modelo de revisões, está na preocupação dos agentes frente à falta de homogeneidade entre as empresas comparadas. Essa preocupação, como citado anteriormente, é relevante tendo em vista que uma das premissas mais básicas da utilização da metodologia DEA está no fato de que as empresas ou DMUs comparadas precisam ser similares (CHARNES; COOPER; RHODES, 1978).

Desde o 1CRTP, os agentes questionavam a escolha das empresas comparadas. O Brasil é um país de dimensões continentais, o que pode criar para as concessionárias ambientes muito diferentes de operação, tal argumentação é utilizada pelo próprio regulador, no 2CRTP para justificar a adoção das variáveis ambientais no segundo estágio de DEA (Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL).

Alguns exemplos são ressaltados pelas empresas e regulador, um primeiro é o apresentado pela própria ANEEL, referente à dispersão das redes, como pode ser observado na seção 2.2.5.2 deste trabalho. Outra é o caso específico de FURNAS, que opera uma rede de 765kV conectando a hidrelétrica de Itaipu, a maior do país, à cidade de São Paulo, rede, essa, única em todo o país, uma vez que todas as outras operam em tensões menores que também proporcionam custos de operação e manutenção menores (FURNAS, 2017). Por fim, tem-se, ainda, o exemplo da ELETRONORTE que atua em uma região de florestas densas, com alta incidência de chuvas e raios, na qual o acesso às instalações para construção e manutenção é extremamente dificultado devido à falta de infraestrutura viária (ELETRONORTE, 2017, 2009).

Ao longo dos ciclos o regulador tomou algumas ações que ajudaram a amenizar essa situação. Por exemplo, no 2CRTP foi adotada uma correção para a conta salários das empresas, levando em consideração as diferenças de remuneração entre regiões. No 3CRTP, a Agência propôs um ajuste para os salários ainda mais “sofisticado”, levando em consideração dados específicos do

setor de energia elétrica (Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL e Nota Técnica nº 160/2017 - SRE/ANEEL).

A própria adoção das variáveis ambientais no segundo estágio de DEA no 2CRTP e a intenção de adotar novamente no 3CRTP demonstra esforços do regulador em amenizar esse conflito (Nota Técnica nº 383/2012 - SRE/ANEEL e Nota Técnica nº 160/2017 - SRE/ANEEL). Porém, a ANEEL entrou em outro conflito, não justificado, ao abandonar essa metodologia na renovação das concessões. Não foi evidenciado pela Agência o motivo de tal abandono da metodologia na renovação das concessões que afetou a evolução da sua aplicação em ciclos futuros.

Mesmo com alguns esforços, fica claro que o interesse dos agentes não tem sido atendido. Principalmente pelo fato do regulador ter inserido no 3CRTP mais DMUs ao grupo de empresas comparadas, ação duramente criticada nas contribuições, como explicitado anteriormente. Então, ao que tudo indica, a ANEEL está no caminho contrário à busca da adoção dessa categoria de contribuições (Nota Técnica nº 160/2017 - SRE/ANEEL). Finalmente, demonstra-se necessário que a Agência e seus agentes discutam melhor essa temática. Tal discussão deve ser feita tendo as premissas de DEA como requisitos principais a serem cumpridos.

4.2.2 *Questionamentos e cautela frente ao benchmarking e à metodologia DEA*

Temática bastante abordada ao longo das contribuições do 1CRTP e 2CRTP, as críticas ao modelo de *benchmarking* utilizando-se de DEA, foram menos recorrentes no 3CRTP. Somente um agente solicitou a reavaliação do método no 3CRTP. Porém, é importante notar que tais contribuições nunca foram tratadas em profundidade pelo regulador.

Como pode ser observado na seção 2.1.3 deste trabalho, a adoção de *benchmarking* para fins de regulação é um movimento que tem ganhado força e, em alguns casos, criticado. Por meio dos estudos de Haney e Pollitt (2013), verifica-se que o *benchmarking* possui uma adoção significativa, tendo dos 13 de 25 reguladores em diferentes países estudados pelos autores utilizando-se de tais metodologias. Porém, a amostra ainda demonstra que 12 países não seguiram nesse sentido. Atrelado a isso, Lawrence *et al* (2017) demonstram, em seu trabalho, algumas desvantagens para o uso de tais metodologias.

A respeito disso, especificamente, das metodologias adotadas, tanto DEA quanto SFA são amplamente utilizadas para o *benchmarking* regulatório. Em alguns casos, inclusive, os reguladores utilizam ambas para o cálculo do escores de eficiência, alguns, inclusive, tendo o resultado final como uma média dos escores calculados pelas duas metodologias (JAMASB; POLLIT, 2001 e BOGETOFT; OTTO, 2011).

Ao longo dos ciclos de revisão e renovação, a ANEEL sempre buscou revalidar e reforçar a sua escolha pelo uso da metodologia DEA. Porém, em nenhum momento houve experimentações de modelos que pudessem utilizar outras metodologias. Dessa maneira, estudar em maior nível de detalhe outras metodologias que possam vir a contribuir, ou até mesmo valorizar a aplicação de DEA na regulação do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro, é uma demanda necessária.

4.2.3 Desagregação e diferenciação de variáveis

Outro movimento consistente, por parte do regulador e agentes, em todos os ciclos regulatórios, foi a procura pela construção de variáveis que melhor representassem, no detalhe, os custos operacionais do setor. Para isso, na maioria dos casos, os agentes solicitaram a desagregação de variáveis. Processo, esse, que buscou transformar variáveis generalista em outras mais específicas, como foi o caso da variável comprimento de rede (km) que foi dividida em 6 outras do 1CRTP até a renovação das concessões (Nota Técnica nº 182/2007 – SRE/ANEEL e Nota Técnica nº 383/2012 - SRE/ANEEL).

As principais mudanças solicitadas estão relacionadas à desagregação de variáveis por nível de tensão, porém algumas estão relacionadas ao tipo de equipamento, como foi o caso da solicitação de distinção da variável potência total de equipamentos de subestação em MVA e MVAr no 3CRTP. A adoção de tais sugestões pelo regulador se mostrou superior em relação a outras contribuições. Porém, ao longo dos ciclos os agentes solicitaram cada vez mais desagregações.

Retomando a seção 2.1.1 deste trabalho, fica claro que nesse ponto se lida com um problema de assimetria de informações, comum para os ambientes regulatórios devido ao conflito agente *versus* agência (BURNS *et al*, 2006). Berg *et al* (2004), afirmam que o agente sempre terá uma

vantagem de informações frente ao principal. No caso das variáveis de produto, é exatamente o que acontece.

Como os agentes atuam diretamente na operacionalização dos serviços é esperado que detenham o conhecimento prático de todas as variáveis que compõem os seus custos. O regulador fica limitado às declarações das empresas para identificar tais ativos ou processos, ou, então, limitado às auditorias feitas nas empresas. Daí surge o problema da assimetria de informação, como discutido por Jamison *et al* (2004).

Dessa maneira, é esperado que os agentes contribuam nas audiências públicas com as variáveis e direcionadores de custos que a ANEEL necessita considerar nos modelos desenvolvidos. Para isso é fundamental que ambos os envolvidos (principal e agente) tenham uma linha clara e constante de comunicação. Propõe-se aqui, inclusive, que tal diálogo não exista apenas durante as audiências públicas, mas sim que seja um intercâmbio constante para a melhor preparação dos modelos das notas técnicas de abertura.

4.2.4 Discussões e adoção de variáveis ambientais

Propostas no 1CRTP, adotadas no 2CRTP, abandonadas na Renovação das Concessões e abordadas novamente no 3CRTP, as variáveis ambientais se tornaram discussões recorrentemente ao longo de todos os ciclos de revisão. Muito mais do que relevantes por si só, as variáveis ambientais atendem, mesmo que parcialmente, as demandas de outras categorias, pois trabalham na redução da heterogeneidade das concessionárias e podem reduzir ou tornar desnecessária a normalização de resultados (Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL).

Porém, mesmo reconhecendo a sua importância no 2CRTP e novamente no 3CRTP, o regulador abandonou o uso do segundo estágio ao longo da renovação das concessões. Sendo que, nessa ocasião o regulador não justificou o motivo do abandono da metodologia, deixando aí espaço para muitos questionamentos.

É importante ressaltar que o próprio regulador citou o uso de tal metodologia por parte de reguladores internacionais ao citar o trabalho de Haney e Pollit (2009) na Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL ainda no 2CRTP. Tal abordagem foi melhor descrita ao longo da seção 4.1.2.3 deste trabalho.

Em relação a esse ponto, fica claro a necessidade do regulador, buscando seguir seu próprio posicionamento, estudar e apresentar um modelo que leve em consideração as variáveis ambientais ainda no 3CRTP. ELETROBRAS (2017) em sua contribuição realizou o envio de uma proposta completa de para consideração das variáveis ambientais em um segundo estágio de DEA. A ação desse agente demonstra que as barreiras de implementação levantadas pela ANEEL na nota técnica de abertura do 3CRTP podem não existir, viabilizando a implementação dessa metodologia ainda nesse ciclo.

Muito similar ao discutido na seção anterior (4.2.3), é fundamental que agentes e Agência dialoguem na construção do modelo para as variáveis ambientais. Pelos mesmos motivos das variáveis de produto, as ambientais são mais facilmente mapeadas e conhecidas por parte das concessionárias, enquanto o regulador pode possuir uma visão menos assertiva das mesmas. Fica claro a necessidade de regulador e agentes dialogarem mais a respeito de tal metodologia e propõe-se, novamente, que esse diálogo não se limite somente às ocasiões dos ciclos de revisão, mas que seja um intercâmbio constante de informações.

4.2.5 Discussões e relevância da variável qualidade

Ao longo de todos os ciclos de revisão realizados, pode-se dizer que o regulador foi parcialmente feliz na escolha das variáveis de produto, uma vez que ele pode ter falhado na sua desagregação. Porém somente uma variável foi solicitada para ser adicionada ao modelo, a qualidade. Solicitada a partir do 2CRTP pelos agentes, a qualidade somente entrou nas discussões por parte do regulador na Renovação das Concessões, não da forma solicitada, como referenciado na seção 4.1.3 deste trabalho.

A adoção da qualidade no primeiro estágio de DEA na nota técnica de abertura do 3CRTP demonstra um interesse do regulador em inserir essa variável controlável no modelo regulatório, incentivando concessionárias a melhorarem os seus serviços. Salienta-se, todavia, que a forma como vem sendo tratada desde a Renovação das Concessões não tem agradado os agentes.

Por ser um assunto pouco abordado em revisões anteriores, sendo, porém, fortemente priorizada no 3CRTP, espera-se que as contribuições feitas pelos agentes nesse ciclo sejam levadas em

consideração pelo regulador, principalmente pelo fato da atitude positiva de adoção por parte da Agência em ciclos anteriores e na nota técnica de abertura do 3CRTP. Cabe aqui a recomendação de Agência e dos agentes estudarem como essa variável tem sido trabalhada internacionalmente, como uma forma de *benchmarking* para a sua adoção no modelo.

4.2.6 Discussões e adoção da normalização de resultados

A normalização de resultados foi, ao longo dos ciclos regulatórios, uma maneira encontrada pelo regulador para corrigir escores muito baixos calculados por DEA, assim como oferecer uma forma de incentivo para concessionárias eficientes. Porém, o regulador e agentes ainda não chegaram a um consenso de como deve ser feita tal normalização.

A normalização implementada no 1CRTP não recebeu nenhuma demanda de alteração por meio das contribuições. Ao longo do 2CRTP, a utilização das variáveis ambientais foi utilizada como justificativa pela Agência para o abandono da normalização, como descrito na seção 4.1.2 deste trabalho. Já na Renovação das Concessões a normalização foi substituída pelo ajuste pela qualidade. Porém, no 3CRTP a ANEEL adotou uma normalização pelo terceiro quartil (Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL; Nota Técnica nº 182/2007 – SRE/ANEEL; Nota Técnica nº 383/2012 - SRE/ANEEL e Nota Técnica nº 160/2017 - SRE/ANEEL).

As contribuições do 3CRTP convergiram para o ponto da adoção da normalização, porém solicitando que fosse tratada de forma mais abrangente, utilizando-se o segundo quartil, seguindo o que foi implementado na distribuição em 2018. Desta maneira, acredita-se que, em relação a esse ponto, a Agência e agentes devem convergir ainda nesse ciclo em um modelo que atenda, ao menos parcialmente, ambos os lados.

4.2.7 Discussões e adoção das restrições aos pesos

Amplamente trabalhadas na seção 4.1.3 deste trabalho, as restrições aos pesos surgiram no modelo proposto pelo regulador por meio da Renovação das Concessões. Sem opção de contribuírem nesse momento, os agentes tiveram de aguardar o 3CRTP para contribuírem com suas sugestões. Porém, ao que tudo indica, as alterações feitas pela Agência nas restrições para o 3CRTP foram bem recebidas (Nota Técnica nº 383/2012 - SRE/ANEEL e Nota Técnica nº 160/2017 - SRE/ANEEL).

Todas as contribuições trabalharam em cima dos pesos adotados pelo regulador, solicitando alteração ou adição de alguma restrição. Verifica-se, assim, que houve aceitação da metodologia de restrições aos pesos por parte dos agentes. Todas as sugestões feitas são ajustes que se encaixariam facilmente com a proposta do regulador. Cabe, nesse caso, verificar futuramente se a ANEEL adotou ou não as alterações solicitadas. Por ser um assunto novo dentro do modelo regulatório seria pouco preciso inferir a respeito de qualquer comportamento esperado.

5 CONCLUSÕES

Após 11 anos desde a Primeira Revisão Tarifária Periódica (1CRTP) da transmissão, a partir desse trabalho, fica claro que muito foi investido na construção dos modelos regulatórios dos custos operacionais do setor. Todas as propostas das ANEEL, assim como as contribuições dos agentes, demonstraram amadurecimento em nível de detalhe e complexidade ao longo dos anos. Assim, o diálogo, mesmo que algumas vezes interrompido e passível de melhorias, aconteceu.

Para tornar a conclusão deste trabalho mais didática, primeiramente será apresentado o panorama geral do diálogo entre Agência e seus agentes que pode ser construído a partir das análises e das categorizações feitas. Fechando, assim, a aplicação da última fase da metodologia de Bardin (2004) neste estudo. Em seguida, serão apresentadas sugestões de melhoria necessárias para a busca da eficiência e da construção de um modelo ótimo de regulação. Melhorias essas somente identificadas a partir dos resultados da aplicação da metodologia de Análise de Conteúdo (BARDIN, 2004).

Analisando os resultados da categorização e a evolução da adoção das contribuições ao longo dos modelos regulatórios, ambos apresentados nas seções 4.2 e 4.1.4.1 deste trabalho, respectivamente, é possível inferir a respeito de quais situações o diálogo entre Agência e agentes mais convergiram. Ou seja, trata-se aqui das categorias com o maior nível de adoção. A partir do cruzamento das informações citadas acima se identifica um melhor entendimento entre as partes referentes às seguintes categorias:

- Desagregação e diferenciação de variáveis;
- Discussões e relevância da variável qualidade;
- Discussões e adoção da normalização de resultados; e,
- Discussões e adoção de variáveis ambientais.

É interessante inferir considerando os pontos acima sob a premissa da assimetria de informações (BURNS *et al*, 2006), como discutido extensivamente ao longo deste trabalho. Todas essas categorias, de maior adoção, estão relacionadas à baixa visibilidade do regulador frente ao verdadeiro cenário operacional do setor, como referenciado por Berg *et al*(2004), sendo um dos conflitos de interesse entre principal (ANEEL) e agentes.

A ANEEL, tendo menos visibilidade sobre as variáveis do setor, sejam elas de produto, qualidade, ambientais, etc., por ser o principal, necessita que os agentes esclareçam quais são as variáveis que direcionam os custos. Ao fazer isso, por meio das contribuições, o regulador pôde realizar algumas melhorias. Percebe-se que, ao longo do tempo, a complexidade de tais esclarecimentos foi aumentando, mostrando engajamento de ambas as partes neste diálogo.

Por outro lado, as duas categorias abaixo mostraram um comportamento contrário. A Agência e seus agentes não convergiram em relação:

- Aos questionamentos e cautela frente ao *benchmarking* e a metodologia DEA; e,
- Às críticas à falta de homogeneidade entre as empresas comparadas.

Neste ponto, percebe-se que o regulador não depende de seus agentes para tomar decisões a respeito de ambas as categorias. Por serem decisões deliberadas pela Agência, grande parte das contribuições realizadas não foram adotadas. Aqui, após a análise do desenvolvimento deste trabalho, infere-se que a falta de diálogo pode ter sido uma importante causa para a não convergência.

A categoria “Discussões e adoção das restrições aos pesos” não pode ser englobada na análise acima em função de ter sido criada somente a partir do 3CRTP. Será necessário aguardar a finalização desse ciclo para ser possível inferir a respeito da sua adoção.

Tendo em vista os pontos acima, todos os estudos apresentados na seção 2.1 e os impactos da regulação, apresentados na introdução e na justificativa desse trabalho, verifica-se que o regulador brasileiro precisa aprimorar o diálogo com seus agentes. E, para isso, três características precisam ser melhor desenvolvidas, sendo elas: recorrência, consistência e transparência.

Primeiramente, analisando a evolução da adoção das contribuições ao longo dos ciclos, fica claro que o regulador tende a adotar, com muito mais facilidade, contribuições entre ciclos de revisão e renovação do que dentro das audiências públicas. Para saber o real motivo de tal comportamento seria necessário consultar a própria Agência, porém acredita-se que os estudos realizados pela ANEEL para adotar ou não uma contribuição possam possuir certa necessidade de curva de aprendizado, não sendo o intervalo de uma audiência pública suficiente para tal adoção.

Um exemplo para a melhoria acima foi apresentado ao longo do trabalho e trata-se da variável qualidade. Proposta no 2CRTP, sob a demanda de ser considerada no primeiro estágio de DEA, a variável teve a sua primeira consideração na Renovação das Concessões, ainda com uma implementação pouco adequada. Em seguida, no 3CRTP, foi implementada no primeiro estágio, mas verifica-se que muitas melhorias ainda foram solicitadas e provavelmente a variável sofrerá alterações nesse ciclo (Nota Técnica no 394/2009-SRE/ANEEL; Nota Técnica nº 383/2012 - SRE/ANEEL; e, Nota Técnica nº 160/2017 - SRE/ANEEL). Ressalta-se que já se passaram 9 anos desde a primeira solicitação de mudança e até os dias atuais não se atingiu a adoção satisfatória de uma única variável.

Dessa maneira, este trabalho propõe que a ANEEL crie mais intercâmbios de conhecimento junto aos seus agentes. Ocorrências de 4 em 4 anos, no caso das revisões tarifária, tornam todo o processo muito lento, principalmente em um momento onde a regulação de serviços públicos é ainda muito recente no Brasil. Os agentes e a Agência precisam trocar informações constantemente para que o modelo regulatório consiga traduzir, cada vez mais, a realidade de custos e operação do setor.

Em seguida, cabe referir que os processos de intercâmbio de dados e conhecimento precisam ter consistência, ou seja, não devem, de forma alguma, serem sobrepostos por normas extraordinárias, como foi o caso da Renovação das Concessões. A seção 2.2.3 faz referência a leis e normas as quais o Regulador precisa seguir para a realização de suas atividades e, dessa maneira, tais funções precisam ser mantidas e exigidas pelos agentes frente ao regulador.

A não ocorrência do processo tradicional da Agência ao longo da Renovação das Concessões pode ter sido a causa dos impactos significativos na saúde financeira do setor. Vale aqui lembrar, como já apresentado na justificativa deste trabalho, que o DIEESE (2015), atrelado ao Governo Federal brasileiro, atribuiu parte dos motivos do aumento de 60% da tarifa de energia elétrica em 24 meses, entre 2013 e 2015, à “polêmica” Renovação das Concessões.

Não somente em relação a isso, como já referido, falhas no contrato da Renovação das Concessões renderam ao Estado uma multa de R\$ 62,2 bilhões. O Governo foi condenado a remunerar as concessionárias pela depreciação de ativos em função de questões contratuais não

cumpridas após a Renovação. Esse valor será quitado ao longo de 8 anos e vão impactar no aumento da conta de luz (ANEEL, 2017).

Com isso a Agência está gerando impactos que vão contra os seus próprios objetivos, como o da modicidade tarifária, o do bem-estar social e o de garantir a sustentabilidade econômica do setor (NT nº 049/2007 - SRE/ANEEL). Contribuindo, também, para a manutenção da tarifa de energia elétrica mais cara do mundo para as indústrias (FIRJAN, 2015). Indo na contramão, inclusive, da bibliografia sobre a regulação de serviços públicos, levando principalmente em conta as premissas apresentadas por Jamison *et al* (2004) na seção 2.1.1 deste trabalho.

Também deve ser levado em consideração a maneira como tais ações ferem a legitimidade da regulação de serviços públicos no Brasil. Com o aumento da dívida das empresas em cerca de 10% entre 2014 e 2015, redução dos níveis de caixa (SEMGES, 2016), foi natural e esperada a queda de valor das ações de empresas de diferentes setores (portos, estradas e saneamento, etc.) na ordem de R\$ 28 bilhões na bolsa de valores em 2012 após a publicação da Renovação das Concessões (BM&FBOVESPA, 2012).

Finalmente, é necessário a máxima de transparência possível entre o Regulador e os agentes. Ponto também discutido na seção 2.1.1 deste trabalho. Para se evitar a assimetria de informações é fundamental que ambas as partes estejam interessadas em melhorar esses processos (BURNS *et al*, 2006). Deve-se evitar, ainda, o que ocorreu no 1CRTP, onde a nota técnica com os dados do *benchmarking* regulatório foi publicada 3 meses após o fechamento da audiência pública. Lembrando que o processo quase ocorreu novamente no 2CRTP, porém os agentes impediram por meio de solicitações.

Com o 2CRTP, desconsiderando a Renovação das Concessões e considerando o 3CRTP, ao longo do trabalho, ficou claro que houve uma evolução na apresentação de informações antecipadas por parte do regulador. Porém, percebe-se que o intercâmbio poderia ser constante, evitando certos impasses nas audiências. Além disso, a ausência de experimentações de diferentes métodos, metodologias e até de variações dentro da própria metodologia adotada mostram que o intercâmbio de conhecimento e o desenvolvimento de um aprendizado geral no setor não foram devidamente valorizados.

Todo esse processo acaba por beneficiar a precarização das contribuições e o uso de argumentos, muitas vezes pouco aderentes, como foi o caso das contribuições de testes estatísticos do 2CRTP. Cabe ao regulador também antecipar a necessidade de dados diretamente com os agentes. Por exemplo, a impossibilidade de implementação das variáveis ambientais no 3CRTP apresentada poderia ter sido antecipada caso a ANEEL solicitasse aos agentes a atualização da base de dados, considerada, pelo próprio regulador, como necessária.

O não cumprimento dos três pontos anteriormente citados leva à amplificação dos custos de agência, como referenciado por Jensen e Mekling (1976) na seção 2.1 deste trabalho. Assim, retomando a justificativa proposta para este estudo, existem ineficiências no processo de diálogo entre Agência e seus agentes, o que acaba por gerar mais custos a serem pagos pelo consumidor final.

Dessa maneira, a principal conclusão deste trabalho em relação à regulação do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro é: o que diálogo entre ANEEL e seus agentes possui potencial para beneficiar a construção de um modelo regulatório ótimo, que demonstra-se, porém, insuficiente e fragilizado por decisões extraordinárias. Assim, é necessário que ambos os lados estejam sempre buscando a intensificação da troca de informações. Além disso, o Regulador não deve, em hipótese alguma, abandonar os seus processos de audiências, mesmo que ainda sejam poucas, pois sem elas os impactos podem ser desastrosos para o setor, como ocorrido na Renovação das Concessões.

Como sugestões para trabalhos futuros recomenda-se a investigação dos motivos pelos quais a ANEEL não seguiu o processo padrão de audiências públicas ao longo da Renovação das Concessões. Recomenda-se, também, estudar, de maneira mais aprofundada, e comparando com o caso brasileiro, os modelos de regulação do setor de transmissão de energia elétrica internacionais, similar ao trabalho de Mesquita (2017).

Finalmente, recapitulando a metodologia deste trabalho, um estudo extensivo a respeito da análise dos discursos entre a Agência e os agentes pode ser uma forma diferenciada de se entender a dinâmica do diálogo entre governo, com seus interesses políticos e de bem estar social e agentes, com seus interesses privados e públicos. Questionamentos podem ser feitos no sentido de que, desde o 1CRTP, todas as revisões e renovação implicaram em redução do escore médio de eficiência das empresas, o que reduz o repasse feito às concessionárias.

Utilizando-se das informações contidas na seção 2.2.5 deste trabalho, verifica-se que no 1CRTP a redução média dos escores foi de 9%, já no 2CRTP a redução foi de 29%, na Renovação redução de 20% e no 3CRTP de 29%. Estudar se o comportamento de redução é influenciado por posicionamentos políticos por parte do governo é uma última possibilidade apresentada de se estender essa pesquisa.

REFERÊNCIAS

ABRADEE. **Visão geral do setor**. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>. Acessado em 28/10/2016.

AIGNER, D.; CHU, S. On Estimating the Industry Production Function. **American Economic Review**, v. 58, 1968, p. 826-839.

AIGNER, D.; LOVELL, C.; SCHMIDT, P. Formulation and estimation of stochastic frontier production function models. **Journal of Econometrics**, 1977, p. 21-37.

ANEEL. **ANEEL aprova metodologia para remuneração de ativos reversíveis das transmissoras**. 2017. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-aprova-metodologia-para-remuneracao-de-ativos-reversiveis-das-transmissoras/656877?inheritRedirect=false. Acesso em: 07/05/2017.

ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília, 2008.

ANEEL. **Entendendo a Tarifa**. 2016. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/revisao-tarifaria/654800?inheritRedirect=false. Acessado em: 07/05/2017.

ANEEL, **Nota Técnica 064/2006; 068/2006; 49/2007; 116/2007; 182/2007; 371/2008; 274/2009; 394/2009; 396/2009; 383/2012; 160/2017; 164/2017**. Disponíveis em: <http://aneel.gov.br>. Acesso em: 23 fev. 2018.

AZEVEDO, A.; MATTOS, L. Tarifas de uso do sistema de transmissão. Em: NERY, E. **Mercados e regulação de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Interciência, 2012, p. 423-467.

BARDIN, L. **Análise de Conteúdo**. Lisboa; Ed. 70, 2004 (obra original publicada em 1977).

BAUER, M. Análise de conteúdo clássica: uma revisão. Em: BAUER, M.; GASKELL, G. (Org.). **Pesquisa qualitativa com texto, imagem e som: um manual prático**. Petrópolis: Vozes, 2002.

BAUER, M.; AARTS, B. A construção do corpus: um princípio para a coleta de dados qualitativos. In: BAUER, M.; GASKELL, G. (Org.). **Pesquisa qualitativa com texto, imagem e som**. Petrópolis: Vozes, 2002.

BAUER, M.; GASKELL, G. (Eds.) **Qualitative researching with text, image, and sound**. London: Sage, 2008.

BERG, S.; TSCHIRHART, J. **Natural monopoly regulation: principles and practice**. Cambridge: Cambridge University Press, 1988.

BOGETOFT, P.; OTTO, L. **Benchmarking with DEA, SFA and R**. New York: Springer, 2011.

BOYER, R. La théorie de régulation: une analyse critique. **Lá Découverte**, Paris, 1986.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**. Brasília: Casa Civil, 1988.

BRASIL. **Decreto nº 2.335**. Presidência da República. Brasília: Casa Civil, 1997.

BRASIL. **Lei nº 8.987**. Presidência da República. Brasília: Casa Civil, 1995.

BRASIL. **Lei 9.427**. Presidência da República. Brasília: Casa Civil, 1996.

BRASIL. **Lei 10.406**. Presidência da República. Brasília: Casa Civil, 2002.

BRASIL. **Lei nº 12.783**. Presidência da República. Brasília: Casa Civil, 2013.

BRASIL. **Medida Provisória nº 579**. Presidência da República. Brasília: Casa Civil, 2012.

BRASIL, **Projeto de Lei do Senado nº 52, de 2013 – Lei das Agências Reguladoras**. Disponível em: <http://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/111048>. Acesso em 12/04/2017.

BURNS, P.; JENKINS, C.; MISJA, M.; RIECHMANN, C. The role of the policy framework for the effectiveness of benchmarking in regulatory proceedings. Em, COELLI, T.; LAWRENCE, D. **Performance measurement and regulation of network utilities**. Cheltenham: Edward Elgar Publishing, 2006.

CARDOSO, M; LOPES, A; MESQUITA, R; COSTA, M; AHN, H. Trabalho Evolução das Metodologias das Revisões Tarifárias: o caso da transmissão. **XIX Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico – SEPEF**. 2017.

CAVALCANTI, T. O modelo institucional do setor elétrico brasileiro e a comercialização de energia – uma visão global. Em: NERY, E. **Mercados e regulação de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Interciência, 2012, p. 555-617.

CELG. **Contribuição para a audiência pública 041/2017**. 2017. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_auth=ImomtA5a&p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_audienciaId=1170&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_javax.portlet.action=visualizarAudiencia. Acessado em 28/02/2018.

CEMIG. **Dimensionamento Ótimo**. 2017. Disponível em: <https://sgpd.cemig.com.br/ojs/index.php/REVPED/article/viewFile/37/36>. Acessado em: 23/02/2018.

CHARNES, A.; COOPER, W.W.; RHODES, E. Measuring the efficiency of decision making units. **European Journal of Operational Research**, issue 2, 1978, p. 429-444.

COLBARI, A. A Análise de Conteúdo e a Pesquisa Empírica Qualitativa. Em: SOUZA, E. **Metodologias e Analíticas Qualitativas em Pesquisa Organizacional**. Vitória: EDUFES, 2014.

COELLI, T.; LAWRENCE, D. **Performance measurement and regulation of network utilities**. Cheltenham: Edward Elgar Publishing, 2006.

CRESWELL, J. **Projeto de pesquisa: métodos qualitativo, quantitativo e misto**. Porto Alegre: Artmed, 2007.

CTEEP. **Contribuição para a audiência pública 041/2017**. 2017. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_auth=ImomtA5a&p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_audienciaId=1170&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_javax.portlet.action=visualizarAudiencia. Acessado em 28/02/2018.

DIEESE. **Nota Técnica número 147**. 2015. Disponível em: <https://www.dieese.org.br/notatecnica/2015/notaTec147eletricidade.pdf>. Acessado em: 07/05/2017.

DOILE, G. Regulação do setor elétrico: histórico, agência reguladora, atualidades e perspectivas futuras. Em: NERY, E. **Mercados e regulação de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Interciência, 2012, p. 469-481.

ELETOBRAS. **Contribuição para a audiência pública 041/2017**. 2017. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_auth=ImomtA5a&p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_audienciaId=1170&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_javax.portlet.action=visualizarAudiencia. Acessado em 28/02/2018.

ELETRONORTE. **Contribuição para a audiência pública 041/2017**. 2017. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_auth=ImomtA5a&p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_audienciaId=1170&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_javax.portlet.action=visualizarAudiencia. Acessado em 28/02/2018.

EPE. **Balanco Energético Nacional**. 2008. Disponível em: http://www.epe.gov.br/imprensa/apresentacaoevento/20080508_1.pdf. Acessado em: 07/05/2017.

EPE. **Balço Energético Nacional**. 2014. Disponível em: https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf Acessado em: 07/05/2017.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Nota Técnica 03/15**. 2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/DEA%2003-2015-%20Proje%C3%A7%C3%B5es%20da%20Demanda%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202015-2024.pdf>. Acessado em: 07/05/2017.

ESTADÃO. **Crise do setor elétrico provocará alta na tarifa de energia até 2020**. 2015. Disponível em: <http://economia.estadao.com.br/noticias/negocios,crise-do-setor-eletrico-provocara-alta-na-tarifa-de-energia-ate-2020,1632983>. Acessado em: 08/05/2017.

FARES, S; KING, C, Trends in transmission, distribution, and administration costs for U.S. **investor-owned electric utilities**. *Energy Policy*, 2017, v. 105, p.354-362.

FARIA, A. Interdiscurso e intradiscurso: da teoria à metodologia. In: MENDES, E.; OLIVEIRA, P.; BENN-IBLER, V. (Org.). **O novo milênio: interfaces linguísticas e literárias**. Belo Horizonte: UFMG, 2001. p. 31-37.

FERREIRA, C. Privatização do setor elétrico no Brasil. Em, PINHEIRO, A.; FUKASAKU, K. (Ed.). **A privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública**. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2000, p. 179-220.

FOLHA DE SÃO PAULO. **Brasil tem energia mais cara para indústria do mundo, segundo Firjan**. 2015. Disponível em: <http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2015/03/1609268-brasil-tem-energia-mais-cara-para-industria-do-mundo-segundo-firjan.shtml>. Acessado em: 08/05/2017.

FRANCO, M. **Análise de conteúdo**. 3. ed. Brasília: Liber Livro, 2008.

FRIED, H.; LOVELL, C.; SCHMIDT, S. The measurement of productive efficiency and productivity growth. **Oxford University Press**, 2008.

FURNAS. **Contribuição para a audiência pública 041/2017**. 2017. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_auth=ImomtA5a&p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_audienciaId=1170&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_javax.portlet.action=visualizarAudiencia. Acessado em 28/02/2018.

GODOY, A. Pesquisa qualitativa: tipos fundamentais. **Revista de Administração de Empresas**, São Paulo, v. 35, n. 3, 1995, p. 20-29.

GOMES, A.; ABARCA, C.; FARIA, E.; FERNANDES, H. O setor elétrico. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2002.

GIL, A. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. 3 ed. São Paulo: Atlas, 1991.

GREENE, W. A Gamma-Distributed Stochastic Frontier Model. **Journal of Econometrics**, v. 46, 1990, p. 141-164.

GRZYBOVSKI, D.; MOZZATO, A. Análise de conteúdo como técnica de análise de dados qualitativos no campo da administração: potencial e desafios. **RAC**, Curitiba, v. 15, n. 4, p. 731-747, 2011.

HANEY, A.; POLLITT, M. International benchmarking of electricity transmission by regulators: a contrast between theory and practice? **Energy Policy**, 2013, p. 267-281.

HANEY, A.; POLLITT, M. Efficiency Analysis of Energy Networks: An International Survey of Regulators. EPRG Working Paper 0915, **Cambridge Working Paper in Economics**, 2009, nº 0926.

HERACLEOUS, L. **Discourse, interpretation, organization**. Cambridge: Cambridge University Press, 2006.

IPEA. **Brasil - Produto interno bruto (PIB): conceito de paridade do poder de compra (PPC)**. 2016. Disponível em: <http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>. Acessado em: 07/05/2017.

JAMASB, T.; POLLITT, M. Benchmarking and regulation: international electricity experience. **Utilities Policy**, v. 9, 2001, p. 107-130.

JAMISON, M.A. Regulation: rate of return. Em: CAPEHART, B.L. **Encyclopedia of Energy Engineering and Technology**. New York: CRC Press, 2007.

JAMISON, M.; BERG, S. Overview of Utility Regulation. **Utility Regulatory Fundamentals: a Reference Handbook from PURC Training**. Gainesville, 2012, p. 7-23.

JAMISON, M.; BERG, V.; GASMI, F.; TAVARA, J. **The regulation of utility infrastructure and services: an annotated reading list**. 2004. Washington, DC: World Bank. Disponível em: <http://documents.worldbank.org/curated/en/397981468319747524/The-regulation-of-utility-infrastructure-and-services-an-annotated-reading-list>. Acessado em: 08/05/2017.

JENSEN, M.; MECKLING, W. Theory of the Firm: managerial behavior, agency costs and ownership structure. **Journal of Financial Economics**, v. 3, n. 4, 1976, p. 305-360.

JOSKOW, P. Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks. **National Bureau of Economic Research Conference on Economic Regulation**. Washington, 2005.

KEMFERT, C; KUNZ, F; ROSELLÓN, J. A welfare analysis of electricity transmission planning in Germany. **Energy Policy**, 2016, v. 96, p.446-452.

KEYAERTS, N; MEEUS, L, The regulatory experience of Italy and the United States with dedicated incentives for strategic electricity transmission investment. **Utilities Policy**, 2017, p.1-10.

LAWRENCE, D; COELLI, T; KAIN, J, Review of Economic Benchmarking of Transmission Network Service Providers – Issues Paper. **Australian Energy Regulator**, 2017, disponível em:

<https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20Review%20of%20Economic%20Benchmarking%20of%20TNSPs%20%E2%80%93%20Issues%20Paper%20-%202018%20April%202017.pdf>, acessado em 25/09/17.

LOPES, A. **Benchmarking using Data Envelopment Analysis – DEA in regulating electricity: the Brazilian case**. Belo Horizonte: NESP-FACE/UFMG, 2013.

LOVELL, C. Production Frontiers and Productive Efficiency. Em: FRIED, H; LOVELL, C.; SCHMIDT, S. **The Measurement of Productive Efficiency: techniques and applications**. New York: Oxford University Press, 1993.

MACEDO, M.; SANTOS, R.; SILVA, F. Desempenho Organizacional no Setor Bancário Brasileiro: uma aplicação da Análise Envoltória de Dados. **Revista de Administração da Mackenzie**, 2006, p. 11-44.

MEEUSEN, W., VAN DEN BROECK, J. Efficiency estimation from Cobb-Douglas production functions with composite error. **International Economic Review**, 1977, p. 435-444.

MESQUITA, R. **Regulação de custos de distribuição de energia elétrica: uma análise comparativa das abordagens de benchmarking utilizadas em países europeus e latino-americanos**. Tese de Doutorado. UFMG. 2017. Disponível em: <http://www.bibliotecadigital.ufmg.br/dspace/handle/1843/BUOS-ANXRJ2>. Acessado em: 23/02/2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Projeto Reseb-Com: sumário executivo das sugestões**. 2001.

NERY, E. Teoria da regulação. Em: NERY, E. **Mercados e regulação de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Interciência, 2012, p. 1-35.

PESSANHA, J.; DE MELLO, M., BARROS, M.; SOUZA, R. Avaliação dos custos operacionais eficientes das empresas de transmissão do setor elétrico Brasileiro: uma proposta de adaptação do modelo DEA adotado pela ANEEL. **Pesquisa Operacional**, 2010, p. 521–545.

PESSANHA, J.; SOUZA, R.; LAURENCEL, L. **Usando DEA na Avaliação da Eficiência Operacional das Distribuidoras do Setor Elétrico Brasileiro**, 2004. Disponível em: <http://www.geocities.ws/jfmpessa/download/dea.pdf>. Acessado em: 08/05/2017

PHILIPS, N.; HARDY, C. **Discourse analysis**. London: Sage, 2002.

RÉVILLION, A. A Utilização de Pesquisas Exploratórias na Área de Marketing. **Revista Interdisciplinar de Marketing**, 2003, v.2, n.2, p. 21-37.

SAVOIA, R.; MOREIRA, F. Métodos de precificação. Tarifação & tributação. Em: NERY, E. **Mercados e regulação de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Interciência, 2012, p. 659-688.

SECRETARIA DE ENERGIA E MINERAÇÃO DO GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Dívida bruta das empresas do setor elétrico alcança R\$ 177 bilhões**. 2016. Disponível em: <http://www.energia.sp.gov.br/2016/04/divida-bruta-das-empresas-do-setor-eletrico-alcanca-r-177-bilhoes/>. Acessado em: 08/05/2017.

SIMAR, L; WILSON, Simar, L., Wilson, P. W. Estimation and Inference in Two-Stage, semi-parametric models of production. **Journal of Econometrics**, 2007, p. 31-64.

SOUZA, M.; CARRIERI, A. A Análise do Discurso em Estudos Organizacionais. Em: SOUZA, E. **Metodologias e Analíticas Qualitativas em Pesquisa Organizacional**. Vitória: EDUFES, 2014.

THOMPSON, R.; SINGLETON, F.; THRALL, R.; SMITH, B. (1986). Comparative site evaluations for locating a high-energy physics lab in Texas. **Interfaces**, 1986, p. 35-49.

TRAIN, K. Optimal Regulation: the economic theory of natural monopoly. Boston: **MIT Press**, 1991.

VALA, Jorge. A análise de conteúdo. In: SILVA, Augusto Santos; PINTO, José Madureira (Org.). **Metodologia das ciências sociais**. Lisboa: Afrontamento, 1986. p. 101-128.