UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

JADER ALVES DE OLIVEIRA

**Regulação por Incentivos e a Evolução da Eficiência e Produtividade das
Empresas do Setor de Transmissão de Energia no Brasil**

SÃO CARLOS

2017

JADER ALVES DE OLIVEIRA

**Regulação por Incentivos e a Evolução da Eficiência e Produtividade das Empresas do
Setor de Transmissão de Energia no Brasil**

Dissertação apresentada ao programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da Universidade de São Paulo – USP, como parte dos requisitos para obtenção do título de mestre em Engenharia de Produção.

Orientador: Professor Doutor Luiz Ricardo Kabbach de Castro

SÃO CARLOS

2017

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTA TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

A48 r Alves de Oliveira, Jader
 Regulação por Incentivos e a Evolução da Eficiência
 e Produtividade das Empresas do Setor de Transmissão de
 Energia no Brasil / Jader Alves de Oliveira;
 orientador Luiz Ricardo Kabbach de Castro. São Carlos,
 2017.

 Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação
 em Engenharia de Produção e Área de Concentração em
 Economia, Organizações e Gestão Conhecimento -- Escola
 de Engenharia de São Carlos da Universidade de São
 Paulo, 2017.

 1. Regulação por Incentivos. 2. Setor de Energia
 Elétrica. 3. Transmissão de Energia. 4. Análise
 Envoltória de Dados . 5. Malmquist. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **JADER ALVES DE OLIVEIRA.**

Título da dissertação: "Regulação por incentivos e a evolução da eficiência e produtividade das empresas do setor de transmissão de energia no Brasil".

Data da defesa: 09/08/2017.

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Dr. **Luiz Ricardo Kabbach de Castro**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

Aprovado.

Prof. Dr. **Enzo Barberio Mariano**
(Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"/UNESP - Bauru)

Aprovado

Prof. Dr. **Francisco Anuatti Neto**
(Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto da Universidade de São Paulo/FEARP-USP)

Aprovado

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção:

Prof. Associado **Aldo Roberto Ometto**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:

Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Dedico este trabalho à minha filha Nicole, fonte de inspiração inesgotável e à minha esposa Patrícia, com amor, pelo companheirismo e apoio ao longo do período de elaboração deste trabalho.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Carmen e Jair, que sempre me ensinaram desde criança sobre a importância dos estudos. Perguntas do meu pai durante a minha adolescência: “Você já ouviu alguém dizer que se arrependeu de ter estudado? E o contrário?” Sem o apoio e a dedicação dos meus pais durante minha formação inicial até a faculdade jamais teria chegado até aqui.

Agradeço à minha sogra Sônia Fátima, pelo apoio incondicional de mãe, sem o qual não estaria realizando este feito.

À Escola de Engenharia de São Carlos, pela oportunidade de realização do curso de mestrado.

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Luiz Ricardo Kabbach de Castro, que não poupou esforços para contribuir com orientações significativas ao longo deste trabalho, fazendo me sentir honrado pela oportunidade de trabalhar ao seu lado.

Aproveito a oportunidade para agradecer ao Professor Dr. Anuatti, com quem tive a oportunidade de aprender os principais fundamentos e conceitos sobre a regulação dos serviços públicos e pelos ajustes de diretrizes do trabalho.

Ao Professor Dr. Enzo, que me deu a oportunidade de conhecer e aplicar o método aplicado nesta pesquisa.

À Heloísa Lobo que juntamente com minha esposa contribuíram significativamente para revisão final deste do trabalho.

Por fim, à minha esposa Patrícia, amor da minha vida, melhor amiga e companheira de estudos; e à minha filha Nicole; fontes de inspiração e de renovação de energia para continuar vencendo desafios.

EPÍGRAFE

*“A vida não é uma ilogicidade; contudo ela é uma armadilha para os lógicos.”
Ela parece um pouco mais matemática e regular do que é,
sua exatidão é óbvia, mas sua inexatidão está oculta,
sua turbulência jaz à espera.”
(Frontispício de Macaulay, 1938).*

*“aquele que procede bem e diz a verdade,
que não quer um benefício extorquido,
que não quer tocar um presente corruptor,
que fecha os ouvidos aos propósitos sanguinários
e cerra os olhos para não ver o mal.
Semelhante homem habitará nas alturas,
E terá por asilo os rochedos fortificados;
seu pão lhe é dado e a água lhe é assegurada.”
(Isaías 33,15-16)*

RESUMO

OLIVEIRA, Jader Alves de. **Regulação por Incentivos e a Evolução da Eficiência e Produtividade das Empresas do Setor de Transmissão de Energia no Brasil**. 2017. 147 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

A partir do processo de liberalização do setor de energia em diversos países e, em particular, no Brasil, na década de 90, mecanismos de regulação por incentivos têm sido implementados como forma de assegurar a eficiência produtiva e alocativa do setor. Entretanto, a relação entre o desenvolvimento teórico destes mecanismos e sua aplicação não tem sido amplamente analisada. Neste sentido, este trabalho tem por objetivo avaliar os efeitos da regulação por incentivos na eficiência e produtividade do setor de transmissão de energia elétrica no Brasil entre os anos de 2002 e 2014. O método Malmquist-DEA foi aplicado para avaliar a evolução da eficiência relativa e da produtividade das empresas transmissoras mais representativas do mercado nacional entre os anos de 2002 e 2014. Os resultados permitem constatar comportamentos diferentes entre as empresas e colocaram em evidência os efeitos da desverticalização e principalmente da privatização de algumas empresas do setor. Em termos gerais, o setor de transmissão apresentou um pequeno aumento do Índice Malmquist médio para o período analisado influenciado principalmente pelo acréscimo de produtividade verificados em 2007 e 2014 em relação aos anos anteriores. Em contrapartida a maioria das empresas (6 de um total de 8) apresentaram decréscimo na produtividade média no período analisado. Adicionalmente, os resultados corroboram o modelo teórico dos efeitos da regulação por incentivos para promover o aumento da eficiência do setor de energia brasileiro. Apesar deste aumento de eficiência em algumas empresas do setor, observa-se que ainda há muitas oportunidades de melhorias operacionais, eficiência produtiva, e apropriação de tecnologia por parte das empresas reguladas. O trabalho também apresenta implicações relevantes para os gestores de empresas e para os órgãos reguladores, com o intuito de aumentar a eficiência e a produtividade das empresas brasileiras do setor de transmissão de energia elétrica.

Keywords: Regulação por incentivos. Setor de Energia Elétrica. Transmissão de Energia. Análise Envoltória de Dados (DEA). Malmquist.

ABSTRACT

OLIVEIRA, Jader Alves de. **Incentive Regulation and the Evolution of the Efficiency and Productivity of Companies of the Energy Transmission Sector in Brazil**. 2017. 147 f. Dissertation (Master in Production Engineering) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

Since the process of liberalization of the energy sector in several countries, and particularly in Brazil in the 1990s, incentive regulation mechanisms have been implemented as a means of ensuring the productive and allocative efficiency of the sector. However, the relationship between the theoretical development of these mechanisms and their application has not been widely analyzed. In this sense, the objective of this work is to evaluate the effects of incentive regulation on the efficiency and productivity of the electric power transmission sector in Brazil between 2002 and 2014. The Malmquist-DEA method was applied to evaluate the evolution of relative efficiency and the productivity of the most representative transmission companies in the national market between 2002 and 2014. The results show different behaviors between companies and highlighted the effects of the de-verticalization and mainly the privatization of some companies in the sector. In general terms, the transmission sector showed a small increase in the average Malmquist Index for the period analyzed, mainly influenced by the increase in productivity in 2007 and 2014 in relation to previous years. In contrast, the majority of companies (6 out of 8) had a decrease in average productivity in the period analyzed. Additionally, the results corroborate the theoretical model of the effects of regulation by incentives to promote the increase of the efficiency of the Brazilian energy sector. Despite this increase in efficiency in some companies in the sector, it is observed that there are still many opportunities for operational improvements, productive efficiency, and the appropriation of technology by regulated companies. The work also has relevant implications for business managers and regulatory bodies, with the aim of increasing the efficiency and productivity of Brazilian companies in the electricity transmission sector.

Keywords: Incentive Regulation. Electricity Sector. Transmission Network. Data Envelopment Analysis (DEA). Malmquist.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Modelo de Regulação do Setor Elétrico (SPGS)	33
Figura 2 - Principais Marcos em Países na Reforma do Setor Elétrico Mundial	50
Figura 3 - Matriz de capacidade instalada de Geração de Energia Elétrica do Brasil	55
Figura 4 - Evolução do número contratos CPST's celebrados entre 2000 e 2016	62
Figura 5 -Valores básicos de Eficiência (Primeiro Estágio).....	68
Figura 6 - Valores finais de Eficiência (Segundo Estágio).....	68
Figura 7 - Receita Líquida das Empresas nos anos de 2012 e 2013	70
Figura 8 -Valores das ações (em R\$) nos anos 2012 e 2013	71
Figura 9 - Número de desligamentos de empregados de 2010 a 2014	72
Figura 10 - Tecnologias de produção obtidas por diferentes métodos.	75
Figura 11 - Modelo de Orientação ao insumo ou ao produto	79
Figura 12 -Resultados do Índice de Malmquist e suas decomposições - Exemplo 1	85
Figura 13 - Resultados do Índice de Malmquist com decomposições (Exemplo 2).....	87
Figura 14. Retorno de Escala das Regiões para o modelo orientado aos insumos.	107
Figura 15 - Contexto regulatório do setor de transmissão de energia no Brasil (2001-2014).....	113
Figura 16 - Ganhos/Perdas de Produtividade (%), no período 2002-2014.	114
Figura 17 - Ganhos/Perdas de Eficiência Técnica (%), no período 2002-2014.....	115
Figura 18 - Ganhos/Perdas Tecnológicas (%), no período 2002-2014.....	116
Figura 19 - N° de funcionários no final do exercício (quadro próprio)	117
Figura 20 - Evolução do Índice Malmquist (IM) de 2002 a 2014	118
Figura 21 - Número de funcionários da Cteep no final do período (quadro próprio).....	126

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade instalada de geração de energia por país (GW) - 2014	53
Tabela 2 - Evolução da capacidade instalada de geração de energia no Brasil (MW)	54
Tabela 3 - Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	55
Tabela 4 - Participação percentual das empresas de Transmissão do Sistema Interligado Nacional por extensão das linhas em 1999*	59
Tabela 5 - Evolução do SIN entre 1999 e 2014	60
Tabela 6 - Evolução dos contratos CPST celebrados entre 2000 e junho de 2016.....	61
Tabela 7 -Variáveis de saída da Transmissão de Energia utilizadas pela ANEEL.....	66
Tabela 8 - Metodologia utilizada pela ANEEL nos ciclos de RTP's	67
Tabela 9 - Receita Líquida por empresa (Valores em milhões de R\$)	69
Tabela 10 - Evolução do nº de desligamentos de funcionários entre 2009 e 2015	71
Tabela 11 - Valores anuais de remuneração por transmissora, a serem pagos até 2025.	73
Tabela 12 - Formulação dos modelos CCR e BCC orientado aos <i>inputs</i>	78
Tabela 13 - Dados das empresas transmissoras: Exemplo 1 - 2º Ciclo de RTP	84
Tabela 14 - Produtividade Média Anual (2002 - 2007).....	85
Tabela 15 - Dados das Transmissoras analisadas - Exemplo 2 - MP nº 579 (2012)	86
Tabela 16 - Produtividade Média Anual (2007 - 2011).....	87
Tabela 17 - Variáveis de entrada e saída do modelo DEA.	89
Tabela 18 - Participação percentual das empresas selecionadas para estudo no mercado de transmissão de energia no Brasil em 2014	90
Tabela 19 - Participação das concessionárias não-licitadas prorrogadas no número de CPST	91
Tabela 20 -Informações Financeiras CEEE GT.....	93
Tabela 21 -Informações Financeiras CEMIG GT.....	96
Tabela 22 - Dados operacionais da Eletrobrás CHESF.	97
Tabela 23 - Informações Financeiras CHESF GT	97
Tabela 24 - Informações Financeiras COPEL GT	99
Tabela 25. Informações Financeiras CTEEP	100

Tabela 26 - Dados operacionais da Eletrobrás ELETRONORTE no final de 2015.....	101
Tabela 27 - Informações Financeiras ELETRONORTE GT	103
Tabela 28 - Dados operacionais da Eletrobrás ELETROSUL no final de 2015.....	104
Tabela 29 - Informações Financeiras ELETROSUL GT	104
Tabela 30 - Dados operacionais de FURNAS.	105
Tabela 31 - Informações Financeiras FURNAS GT	106
Tabela 32 - Classificações dos Retornos de Escala (RTS) obtidos , 2002-2014.	108
Tabela 33 - Eficiência das empresas estudadas (Modelo CRS), 2002-2014.	108
Tabela 34 - Eficiência das empresas estudadas (NDRS ou IRS), 2002-2014.	109
Tabela 35 - Diferença das Eficiências (IRS - CRS), 2002-2014.	110
Tabela 36 - Resultados da Eficiência para o Modelo CRS	111
Tabela 37 - Resultados da Eficiência para o Modelo IRS (NDRS).....	111
Tabela 38 – Ganhos e Perdas de produtividade do setor de transmissão de energia elétrica entre 2002 e 2014, considerando 4 cenários.....	112
Tabela 39 - Número de empregados no final do exercício (quadro próprio).....	117
Tabela 40 - Ganhos/Perdas (%) de produtividade (TFP) entre 2002 e 2014.....	119
Tabela 41 - Ganhos/Perdas (%) de Eficiência Técnica (ET) entre 2002 e 2014.	120
Tabela 42 - Ganhos/Perdas (%) na Variação Tecnológica (VT) entre 2002 e 2014.....	120

LISTA DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AMFORP	<i>American and Foreign Power Company</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCC	Banker, Charnes e Cooper
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
C&C	<i>Command-and-control</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCR	Charnes, Cooper e Rhodes
CEEE	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
CELG	Companhia Energética de Goiás
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais S.A
CHESF	Companhia Hidroelétrica do Vale do São Francisco
CMEB	Centro da Memória da Eletricidade do Brasil
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
COLS	<i>Corrected ordinary least squares</i>
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPST	Contratos de Prestação de Serviços da Transmissão
CRS	<i>Constant Return Scale</i>
CSR	<i>Cost-of-service Regulation</i>
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
DEA	<i>Data Envelopment Analysis</i>
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EBTIDA	<i>Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization</i>
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A
ELETROSUL	Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPTE	Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S.A.
ET	Eficiência Técnica
GT	Geração e Transmissão

GW	<i>gigawatt</i>
IRS	<i>Increase Return Scale</i>
JCR	<i>Journal Citacions Reports</i>
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
MW	<i>megawatt</i>
MVA	<i>Mega Volt Amper</i>
NDRS	<i>Non Decrease Return Scale</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PBR	<i>Performance-based Regulation</i>
PCR	<i>Price cap Regulation</i>
PDRAE	Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado
PDV	Programa de Desligamento Voluntário
PMSO	Pessoal, Material, Serviços e Outros
PND	Programa Nacional de Desestatização
RAP	Receita Anual Permitida
RB	Rede Básica
RC	<i>Revenue Cap</i>
RE-SEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RTP	Reposição Tarifária Periódica
RTS	<i>Return to Scale</i>
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SFA	Stochastic Frontier Analysis
SIN	Sistema Interligado Nacional
TAESA	Transmissora Aliança de Energia Elétrica
TFP	<i>Total Factor Productivity</i>
VT	Variação Tecnológica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	25
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA DO PROBLEMA DE PESQUISA	25
1.2	A DELIMITAÇÃO DO ESCOPO DE PESQUISA	28
1.3	CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO	29
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	31
2	REVISÃO DE LITERATURA	32
2.1	MODELO DE REGULAÇÃO PARA O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA	32
2.1.1	Cadeia de Valor do Setor de Energia	33
2.1.2	Substância Regulatória	35
2.1.3	Processo Regulatório	37
2.1.4	Resultados da Regulação	42
2.2	REGULAÇÃO POR INCENTIVOS NAS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA	43
2.2.1	Eficiência e <i>Benchmarking</i> na Regulação por Incentivos	45
2.3	EVOLUÇÃO DO SETOR DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA NO BRASIL	46
2.3.1	O domínio estatal após os anos 30	47
2.3.2	A reestruturação da década de 90 e o ano de 2004	49
2.3.3	Características técnicas da geração e transmissão de energia no brasil (em dezembro de 2016) 53	
2.4	O SETOR DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA BRASILEIRO	56
2.4.1	Concessões de Transmissão no Contexto Regulatório	57
2.4.2	Regulação por Incentivos e os Ciclos de Revisões Tarifárias	63
2.4.3	A Medida Provisória nº 579	69
2.4.4	Indenização dos ativos não depreciados da Geração e Transmissão	72
3	MÉTODO DE PESQUISA	74
3.1	MÉTODOS PARAMÉTRICOS E NÃO-PARAMÉTRICOS	74
3.2	MÉTODO	77
3.2.1	Análise Envoltória dos Dados – DEA	77
3.2.2	Índice Malmquist	81
3.2.3	Exemplos de aplicação do Índice Malmquist	83
3.2.4	Exemplo 1: 2º Ciclo de Revisão Tarifária das Transmissoras (2009)	83
3.2.5	Exemplo 2: Receita da Transmissão nos Termos da MP nº 579 (2012)	86
3.3	DADOS, VARIÁVEIS E EMPRESAS ESTUDADAS	88

3.3.1	CEEE.....	92
3.3.2	CEMIG.....	94
3.3.3	CHESF.....	96
3.3.4	COPEL	98
3.3.5	CTEEP	99
3.3.6	ELETRONORTE	100
3.3.7	ELETROSUL	103
3.3.8	FURNAS.....	104
4	RESULTADOS E ANÁLISES.....	107
4.1	ESTIMATIVAS DE RETORNOS DE ESCALA.....	107
4.2	ESTIMATIVAS DAS EFICIÊNCIAS E RANKING DAS EMPRESAS	110
4.3	CÁLCULO DO ÍNDICE MALMQUIST-DEA E SEUS COMPONENTES.....	111
4.3.1	Análise do Setor de Transmissão de Energia Elétrica Brasileiro	111
4.3.2	Análise por empresa	118
5	CONCLUSÕES.....	130
5.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	130
5.2	PRINCIPAIS RESULTADOS NA EVOLUÇÃO DA PRODUTIVIDADE	131
5.3	IMPLICAÇÕES PARA A REGULAÇÃO	131
5.4	IMPLICAÇÕES PARA A GESTÃO DAS EMPRESAS REGULADAS	134
5.5	LIMITAÇÕES	135
5.6	SUGESTÃO DE ESTUDOS FUTUROS.....	135
	REFERÊNCIAS.....	136
	APÊNDICE A – Lista com 62 artigos selecionados na Revisão de Literatura	142
	APÊNDICE B – Publicações disponíveis na Revista do BNDES sobre o tema energia.....	144
	APÊNDICE C – Empresas de Transmissão de Energia (Sigla) cadastrado no ONS	145
	APÊNDICE D – Painel de Dados das empresas estudadas (2002-2014)	146
	APÊNDICE E – Variações Anuais (%) das Variáveis do Setor de Transmissão	147
	APÊNDICE F – Lista de SPE’s com participação das empresas estudadas	148

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo traz uma abordagem temática considerando os principais aspectos envolvidos na regulação dos mercados de energia, posteriormente complementada pela literatura nacional com foco no novo modelo do setor elétrico implantado efetivamente a partir de 2004 e os mecanismos regulatórios utilizados pelo regulador brasileiro, em especial para as redes de transmissão.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA DO PROBLEMA DE PESQUISA

A garantia de suprimento de energia é um pré-requisito para o desenvolvimento econômico de qualquer país, além de atender as demandas da sociedade possui ainda o desafio de acontecer de forma sustentável¹ ao longo do tempo. Segundo Pinto Junior et al. (2015), a energia ocupa um papel estratégico dentro do processo de definição das políticas públicas governamentais na medida que sua produção e consumo impactam diretamente no meio ambiente e no desenvolvimento econômico e social.

O debate acadêmico a respeito dos efeitos da regulação econômica sobre as entidades reguladas continua em franco desenvolvimento, e dá sinais que parecem não ter fim, particularmente no setor de energia elétrica (VISCUSI, 2005). Apesar do número significativo de trabalhos abordando o tema, a literatura destaca a necessidade de estudos empíricos que permitam aprimorar a teoria de regulação, sobretudo face aos processos regulatórios que se encontram em curso em muitos países (RAMOS-REAL, 2005).

As reformas estruturais do setor de eletricidade ocorridas em diversos países pelo mundo principalmente na década de 90 enquadraram a geração e comercialização como atividades puramente competitivas e mantiveram os setores de transmissão e distribuição como monopólios regulados, principalmente devido a suas significativas economias de escala (PRINGLES et al., 2014).

No contexto brasileiro, o setor de transporte de energia também foi mantido como monopólio natural após as reformas da década de 90. Sob forte influência do modelo adotado no Reino Unido, conforme Pires e Piccinini (1998) foi definido o modelo de regulação por incentivos por

¹ O termo desenvolvimento sustentável é definido como “o desenvolvimento que atende às necessidades do presente sem comprometer a capacidade das futuras gerações em atenderem as suas” (WCED, 1987: 43).

meio do critério *price cap*² como método tarifário da distribuição da energia e o *revenue cap*³ para a transmissão, devendo ambos remunerar adequadamente os custos e os investimentos do segmento de transporte. Esse último, uma variante do *price cap* baseada na receita permitida estabelecida pelo regulador, para cada uma das empresas, incidindo sobre ela um fator de eficiência. Conforme destacado por Siciliano (2005) ao promover as revisões de preços, o regulador depara-se com o dilema de garantir retorno às empresas e ao mesmo tempo buscar repassar os ganhos de eficiência em menores custos aos consumidores.

Para cumprir a missão de regular o setor elétrico brasileiro, foi criado um órgão regulatório, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), tendo a autonomia em relação ao governo e aos demais agentes da indústria como principal pressuposto para a execução do processo regulatório e arbitragem dos conflitos dele decorrentes, fruto dos distintos interesses entre poder concedente (governo), empresas (prestadores dos serviços) e consumidores. Assim, iniciou-se no setor de transmissão de energia elétrica brasileiro o processo de estruturação regulatória sob a coordenação da ANEEL com a implantação da regulação por incentivos.

Para levar a cabo o marco regulatório a ANEEL utilizou os índices de eficiência das empresas, calculados a partir da primeira revisão tarifária periódica (RTP) em 2006, utilizando-se de metodologia baseada na Análise Envoltória dos Dados (DEA), intensamente estudada pela literatura mundial e aplicada por agentes regulatórios em diversos países.

No modelo de regulação por incentivos, por meio dos mecanismos citados acima, o regulador delega, indiretamente, certas decisões de preços para as empresas reguladas, de forma que as empresas poder aumentar sua lucratividade por meio de redução de custos. Ao assumir que as empresas maximizam lucro, a regulação por incentivos faz uso das vantagens informacionais dos mecanismos de medida de eficiência promovendo ao mesmo tempo, eficiência produtiva e alocativa, sem que o regulador tenha que controlar diretamente o comportamento dos agentes, mas os resultados (VOGELSANG, 2002).

No entanto, apesar dos benefícios reconhecidos pela literatura e da intensa utilização da regulação por incentivos em diversos países, para garantir o sucesso no atingimento dos

² Criado por Littlechild (1983), o regime *price cap* foi proposto inicialmente no ano de 1984 na regulação dos serviços de telecomunicações do Reino Unido como proposta para contornar as deficiências da regulação pelo custo do serviço. No *price cap* o regulador define um teto inicial para a tarifa da concessionária, cujo valor é periodicamente reajustado com base em um índice de preços ao consumidor, no caso brasileiro o IGP-M, descontado de um fator de produtividade X. A fixação de um preço-teto incentiva a concessionária obter ganhos de produtividade por meio da redução de custos, pois seu lucro será tanto maior quanto mais ela reduzir as suas despesas.

³ Variante do *price cap* aplicado sobre as receitas das concessionárias durante os processos revisionais. Neste modelo, as empresas que operam os ativos recebem receita baseada na disponibilidade da linha e demais equipamentos que compõem a transmissão e não no volume de energia transmitido no sistema.

objetivos propostos, é fundamental assegurar uma contextualização apropriada do setor em questão. Caso contrário os estímulos serão inadequados e incapazes de induzir o comportamento da empresa regulada para que esta desenvolva suas atividades de forma a garantir um equilíbrio entre o lucro da empresa e a eficiência alocativa.

Conforme afirma Sappinton (1997) para obter resultados efetivos na regulamentação de configurações e cenários particulares é necessária uma atenção especial às características idiossincráticas do ambiente. O autor destaca ainda que o melhor plano de regulação por incentivos do setor em questão variará de acordo com os objetivos regulatórios, fatores institucionais e tecnológicos, a natureza da assimetria de informação entre o regulador e a empresa e as habilidades e compromisso do regulador. Neste sentido, a literatura (HAUTECLOCQUE; CLACHANT, 2009), (KAHN, 1990), (SHARMA, 2003), (WILLIAMS; GHANADAN, 2006), (KIM; HORN, 1999), (GORE et al., 2012), (STERN; HOLDER, 1999), (JOSKOW, 2008) sobre a regulação no setor de energia elétrica em diferentes países, demonstra diversas realidades internas com sucessos ou insucessos do setor ante a regulação e os diferentes mecanismos regulatórios utilizados.

Em particular, Joskow (2013) destaca a necessidade de mais trabalhos avaliarem o desempenho dos mecanismos de regulação por incentivos nas áreas de distribuição e transmissão, tanto para o setor de energia quanto para o setor de gás, considerando todas as suas dimensões⁴. Reconhecidos pela literatura como monopólios naturais, vários estudos relatam o funcionamento mais eficiente da distribuição e transmissão por meio de tarifas reguladas.

Adicionalmente, cabe ressaltar a função estratégica que a transmissão de energia elétrica assume na cadeia de valor do setor de eletricidade. Conforme Pringels et al. (2014) o setor de transmissão exerce um papel crucial nos mercados competitivos ao permitir a concorrência no setor de geração, tornando imperativa a atuação dos reguladores no sentido de criar incentivos que garantam a realização de investimentos oportunos que melhorem a eficiência econômica. Assim, a questão sobre como regular um monopólio de transmissão de energia elétrica de forma eficiente continua sendo uma importante área de estudo nos mercados de energia elétrica (MATSUKAWA, 2008).

Para Haney e Pollitt (2013) e Kuosmanen, Saastamoinen e Sipiläinen (2013), a quantidade de estudos que analisam especificamente o setor de transmissão⁵ (transporte) de eletricidade é

⁴ Conforme Joskow (2013) a composição de uma determinada rede de transmissão depende de muitas variáveis, incluindo a distribuição de geradores e carga, densidade populacional, topografia geográfica, atributos e idade dos componentes da rede herdada, várias restrições ambientais que afetam a localização de novas linhas etc.

⁵ No Brasil o sistema de transmissão considera o transporte de energia realizado em tensão maior ou igual a 230kV.

escassa, ainda mais quando comparada com o número de estudos sobre distribuição de eletricidade e gás. Na literatura sobre o setor de energia elétrica no Brasil, também é notória a superioridade do número de trabalhos da distribuição, em particular aqueles que abordam o tema *benchmarking* (REZENDE; PESSANHA; AMARAL, 2013), (SOUZA; SOUZA; PESSANHA, 2010), (SOUZA; SOUZA; PESSANHA; OLIVEIRA; DIALLO, 2014), (SILVESTRE; HALL; MATOS; FIGUEIRA; 2010) quando comparados com o setor de transmissão (ANDRADE; ANNA, 2008) e (PESSANHA et al., 2010).

Diante da regulação por incentivos iniciada pela ANEEL em 2006, com primeiro ciclo de revisão tarifária periódica do setor de transmissão (1º CRTP), **este trabalho tem como principal objetivo examinar a resposta das empresas do setor de transmissão para tornarem seus custos operacionais eficientes e melhorarem a produtividade, a partir da regulação por incentivos aplicada pela ANEEL.**

Como objetivo específico, o trabalho busca analisar a evolução das variações de produtividade das empresas transmissoras de energia elétrica do Brasil, ao longo dos anos 2002 a 2014, conforme o marco regulatório vigente em cada período, permitindo identificar os potenciais efeitos das alterações mercadológicas, como: revisões tarifárias e regulatórias, desverticalização do setor, privatização de empresas e renovação das concessões em 2013 no desempenho operacional das empresas do setor.

Após realizar uma revisão de literatura sobre a regulação dos mercados de energia, posteriormente complementada com estudos nacionais, este trabalho realiza uma análise da evolução da eficiência e produtividade das empresas de transmissão de energia, buscando identificar os efeitos da regulação econômica sobre os resultados operacionais destas empresas. O período de análise considera os anos de 2002 até 2014, com as empresas existentes até o ano 2000 representando o setor. As oito empresas estudadas, com grande representatividade até os dias atuais, iniciaram o ano de 2015 com participação de 59,51% das linhas em operação comercial do Sistema Interligado Nacional (SIN) e de 88,91% na potência instalada (MVA).

1.2 A DELIMITAÇÃO DO ESCOPO DE PESQUISA

Para responder o problema de pesquisa, primeiramente, partiu-se de uma ampla e sistemática revisão da literatura internacional sobre o tema regulação no setor de energia, destacando os principais temas, discussões e as lacunas existentes; possibilitando definir um modelo conceitual da regulação do setor de energia elétrica, sobre o qual foram elaboradas as análises qualitativas e quantitativas do estudo.

Considerando apenas os periódicos com maior fator de impacto, com base no *Journal Citations Reports* (JCR) em sua edição de 2014, identificou-se 62 artigos publicados em sete periódicos de grande influência na literatura econômica por meio de consulta às bases de dados ISI *Web of Science* associando os termos *regulation* com os termos *energy sector*, *transmission companies*, *network transmission* e *electricity transmission*.

Uma vez identificada a lacuna de pesquisa, analisou-se a evolução dos ciclos de revisões tarifárias para as empresas transmissoras de energia elétrica iniciado em 2005 até a última revisão finalizada em 2014. Foi realizada uma análise quantitativa conforme principais diretrizes estipuladas pelo regulador em relação ao modelo de Análise Envolvória de Dados com retornos não decrescentes de escala e constante de escala, e uma análise qualitativa complementar que descreve os principais resultados disponibilizados nas notas técnicas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) referente às Revisões Tarifárias Periódicas (RTP). O período de análise abrange o período compreendido entre os anos de 2002 a 2014.

O trabalho avalia a evolução da produtividade do setor de transmissão de energia elétrico no Brasil e fornece uma extensão à abordagem do Índice Malmquist, analisando também dois de seus componentes, a eficiência técnica (ET) e a variação tecnológica (VT). Para calcular os índices de produtividade, o modelo considerou a hipótese de retorno constante de escala (CRS) orientado aos insumos. O painel de dados deste estudo foi estruturado unificando os dados fornecidos pelas notas técnicas do regulador para todos os anos e variáveis disponíveis desde o ano de 2002 até o ano de 2014, compreendendo 13 anos de análise. A nova abordagem além de revelar as principais mudanças de produtividade do período analisado, apresentando uma nova interpretação a partir dos componentes Malmquist, destaca os principais motivos que levaram as variações de produtividade (mudanças de estratégia das empresas analisadas) em um contexto de regulação por incentivos implantados pelo Regulador.

Diante desse contexto, este trabalho propõe realizar uma avaliação da evolução da eficiência na prestação dos serviços em relação aos custos operacionais e da produtividade das empresas antigas. Verificando assim se as respostas por parte dessas concessionárias estão satisfatórias em relação aos estímulos implantados pelo regulador e dessa forma continuar contribuindo para a consolidação de um modelo sustentável que garanta expansão do sistema de transmissão.

1.3 CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO

Os resultados do estudo trazem diversas contribuições tanto para a teoria de regulação como para a prática do setor de energia, empresas e agente regulador.

Primeiramente, observa-se que dependendo da característica do acionista majoritário – se empresa pública ou privada, nem sempre é válido o pressuposto da teoria da regulação de que as empresas buscam o lucro. Em outras palavras, o efeito regulatório dos resultados econômicos das empresas de capital privado foram em linha com as hipóteses teóricas, enquanto que a maioria de empresas de capital estatal não respondeu aos incentivos regulatórios, como esperado pela teoria.

Este resultado tem implicações tanto teóricas como práticas. Do ponto de vista teórico, assumir que todas empresas maximizam lucro e, portanto, responderão igualmente aos incentivos regulatórios parece ser uma premissa muito forte para o contexto brasileiro. Em outras, palavras, a teoria deve ser contextualizada a indústria a qual está sendo aplicada.

Do ponto de vista prático, nota-se que regulador não está satisfeito com os resultados dos mecanismos regulatórios utilizados até o momento, em parte pelos resultados observado e, eventualmente, por influência de uma mudança de visão estratégica do Governo em relação ao setor. Recentemente o governo federal, por meio do Ministério de Minas e Energia (MME) disponibilizou⁶ a Consulta Pública nº 32⁷, “Princípios para Reorganização do Setor Elétrico Brasileiro” e a nº 33⁸, “ Aprimoramento do Marco legal do Setor Elétrico”, com o objetivo de orientar o MME na elaboração de propostas específicas, com o objetivo de instrumentalizar os conceitos em medidas efetivas capazes de modernizar e racionalizar o Setor Elétrico e que permitam o aprimoramento do seu marco regulatório e comercial.

Adicionalmente, o trabalho apresenta as variações anuais que obtiveram ganhos de eficiência e produtividade e seus respectivos motivos que o geraram. Além da privatização da Cteep, o marco regulatório conhecido como MP nº579 provocou ganhos significativos para o setor nos anos seguintes, 2013 e 2014. Por fim, a desverticalização da Copel ocorrida de 2007 a 2008 (empresa cujo acionista majoritário é o governo estadual do Paraná) que após provocar fortes perdas de produtividade inicialmente, mostrou forte reação nos últimos anos de análise, fato que a fez voltar a ocupar lugar de destaque no ranking de eficiência das empresas.

⁶ Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas>

⁷ Dentre os princípios levantados pelo MME destaco aqui, a eficiência que visa garantir para a sociedade a obtenção do máximo benefício líquido como resultado do emprego dos recursos no setor elétrico, considerando os custos e ganhos socioambientais. Os princípios conceituam ainda a eficiência produtiva e alocativa assim como o conceito de eficiência estática e dinâmica.

⁸ Em particular, esta consulta tem como objetivo consolidar uma proposta de medidas legais que viabilizem o futuro do setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação foi estruturada em 5 (cinco) capítulos. Este primeiro capítulo, introdutório, descreve o contexto do trabalho e sua motivação, bem como os objetivos geral e específico de pesquisa, seu escopo e a estrutura do trabalho. No capítulo 2, apresenta-se a revisão sistemática de literatura abordando temas da área de regulação de energia elétrica e, em particular, o setor de transmissão de energia, onde se propõe um modelo geral de regulação para o setor de energia elétrica, com foco no setor de transmissão de energia, detalha-se ainda o contexto de regulação por incentivos no setor de transmissão de energia elétrica no Brasil. O capítulo 3 apresenta a metodologia de pesquisa, descrevendo a amostra de dados e as variáveis utilizadas nesta pesquisa, incluindo uma breve análise descritiva das empresas estudadas. O capítulo 4 descreve os resultados e análises do estudo do setor de transmissão de energia brasileiro. Finalmente, o capítulo 5 apresenta as conclusões do presente trabalho.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Neste capítulo, apresenta-se o modelo de regulação dos mercados de energia abordando os principais conceitos dentro do contexto da cadeia de valor do setor de energia. Após apresentar o modelo (seção 2.1), é feita uma breve revisão de literatura referente à evolução do setor de transmissão de energia no Brasil (seção 2.2).

2.1 MODELO DE REGULAÇÃO PARA O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

Propor um modelo de regulação para o setor elétrico que consiga identificar, descrever e explicar as principais interações entre os vários componentes existentes é desafiador. As variáveis e os contextos são diversos e podem mudar de acordo com os setores regulados, regiões ou até mesmo países em análise.

A complexidade dessa questão é reforçada por Bell (2003) que após estudar os contratos firmados no setor de energia, afirma que não é possível transferir de forma simples, modelos regulatórios de países desenvolvidos para países com modelos institucionais diferentes. É importante que os modelos regulatórios reflitam os principais objetivos da regulação do setor energético fornecendo ao mesmo tempo uma plataforma clara na qual as autoridades regulatórias possam trabalhar (BANOVAC et al., 2009).

O mapeamento da cadeia de valor seja de uma organização, projeto ou processo permite definir os impactos que se pretende atingir, estabelecendo quais produtos ou serviços se deseja entregar (saídas), e quais são as ações e insumos necessários (entradas) para gerar os produtos ou serviços estabelecidos (VILHENA et al., 2006).

Porter (1985, p. 11-15) definiu uma cadeia de atividades, comum a todos os negócios, e dividiu-as em atividades primárias que se relacionam diretamente com a criação física, venda, manutenção e suporte de um produto ou serviço, generalizadas em Logística de entrada, Operações, Logística de saída, Marketing e Vendas e Serviço e as atividades de apoio que incluem infraestrutura, gestão de recursos humanos, desenvolvimento tecnológico, aquisição/compra. O modelo da cadeia de valor permite a divisão da empresa nas suas atividades de relevância estratégica para a compreensão dos custos e das fontes existentes ou potenciais de diferenciação (PORTER, 1985).

A Figura 1 apresenta as principais estruturas que compõem o modelo regulatório do setor de energia elétrica. A seção 2.1.1 descreve a cadeia de valor do setor a ser estudada, mais especificamente, o sistema elétrico. A seção 2.1.2 descreve e fundamenta o conceito de

Substância Regulatória conforme definido por Jarvis e Sovacool (2011), justificando o porquê regular e os principais itens a serem regulados. Os principais conceitos referentes aos processos regulatórios e os principais tipos de regulação são apresentados na seção 2.1.3. A seção 2.1.4 apresenta os principais resultados (saídas) esperados ao regular os mercados de energia.

Figura 1 - Modelo de Regulação do Setor Elétrico (SPGS)

Fonte: Adaptado de Jarvis e Sovacool (2011)

2.1.1 Cadeia de Valor do Setor de Energia

Os sistemas elétricos englobam um conjunto de atividades diferenciadas e essenciais para garantir a prestação ou fornecimento do serviço final. Sob o aspecto econômico de acordo com Tolmasquim (2015), a indústria da energia elétrica apresenta basicamente quatro funções: geração, transmissão, distribuição, comercialização e consumo (engloba os processos de compra, venda e consumo).

A Geração é primeira etapa da cadeia de valores da indústria de energia. Conforme definido no Decreto nº 41.019/1957, o serviço de geração (ou produção) de energia elétrica é definido como a transformação de qualquer outra forma de energia em energia elétrica, seja qual for sua origem. Em outras palavras, e de forma mais específica, a geração de energia elétrica é a transformação de fonte primária de energia (gás natural, carvão mineral, petróleo, água, sol, vento, biomassa), em secundária (eletricidade).

Sequencialmente, o transporte de energia é feito pelo Sistema de Transmissão, pelo qual a energia elétrica é transportada a partir dos grandes geradores até os clientes, contribuindo assim com o aumento da confiabilidade da cadeia produtiva do Setor Elétrico, reduzindo os custos de produção e viabilizando a comercialização de energia elétrica. Nesse contexto, o operador do sistema de transmissão, deve gerenciar a rede, controlando os níveis de frequência e tensão com o objetivo de manter a confiabilidade e estabilidade do sistema (KIRBY et al., 1995) além de garantir o equilíbrio entre o consumo e a geração no sistema. No Brasil o sistema é operado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Especificamente, o transporte da energia elétrica é feito na alta tensão (no Brasil maior ou igual 230kV) sendo composto principalmente pelas linhas de transmissão, subestações, transformadores de potência, compensação de reativos, equipamentos de manobra, equipamentos de medição, e sistemas de supervisão, proteção e controle. A característica peculiar deste sistema é a necessidade de disponibilizar os equipamentos, independente do grau de utilização e transmissão de potência.

Após gerar e transportar a energia, a distribuição representa a terceira etapa da cadeia de suprimento do setor de eletricidade, tendo como missão receber a energia entregue pelo sistema de transmissão e levá-la até os usuários finais que podem ser consumidores do tipo residencial, comercial e industrial (TOLMASQUIM, 2015). Análogo ao sistema de transmissão existe o operador de rede de distribuição responsável por fazer a ligação entre a rede de transmissão e a maioria dos consumidores finais, garantindo-lhes um acesso seguro e confiável.

Uma vez definidas e diferenciadas as atividades de distribuição e transmissão de energia é importante destacar que o termo *Energy Network* internacionalmente utilizado, abrange os diversos monopólios naturais energéticos como redes de eletricidade e gás (JASMAB e POLLITT, 2008). Redes de Energia Elétrica (*Electricity Network*) são os termos mais apropriados para denominar de maneira específica os reconhecidos monopólios de transmissão e distribuição de energia. O presente estudo realizado neste trabalho limitou-se ao Setor de Transmissão de Energia Elétrica (*Transmission Network*) no Brasil.

Como última etapa, em termos gerais, a comercialização de energia é caracterizada como uma atividade desregulada, ou com pouca influência da regulação, situação tipicamente encontrada em países comercialmente desenvolvidos (VIERA FILHO, 2015). Enquanto que o consumo envolve aspectos físicos e contratuais, além de apresentar particularidades significativas para sua compreensão, a comercialização não envolve questões físicas e trata exclusivamente da negociação da energia elétrica gerada pelos empreendimentos da geração (TOLMASQUIM, 2015).

2.1.2 Substância Regulatória

Em termos gerais, a regulação surge como uma solução diante das falhas de mercado sendo assim necessária para proteger os consumidores, a sociedade e/ou o ambiente. De acordo com Viscusi et al. (2005) existe justificativa lógica para que ocorra uma intervenção do governo em caso de falha de mercado, seja em decorrência de monopólio natural, externalidades, ou alguma outra fonte. Diante desse cenário a atuação governamental estaria justificada, de modo a garantir o bem-estar da sociedade.

Em estudos sobre a regulação de energia no âmbito de ação para as autoridades reguladoras, Banovac, Glavic e Tesnjaket al. (2009) afirmam sobre a importância de definir os objetivos de forma clara e alinhada com premissas básicas para garantir um ambiente regulatório eficiente e baseado em incentivos. Isso só é possível caso o escopo de ações do regulador busque: controlar as atividades de monopólios; regular os preços da energia e serviços auxiliares; assegurar a igualdade de acesso à rede; definir tarifas para o acesso e utilização da rede; licenças de emissão e de agir em casos de não conformidade com os termos de uma licença, especialmente quando impacta a segurança; garantir a separação adequada (*unbundling*) entre as diferentes atividades energéticas; garantir a resolução de conflitos entre os participantes do mercado de energia; proteger os consumidores; e assegurar que as atividades reguladoras respeitem a legislação pertinente.

Dentre as várias ações nas quais o regulador deve atuar, a resolução dos conflitos entre os agentes de mercado merece destaque uma vez que garantir uma competição adequada pode trazer ganhos significativos sob a perspectiva econômica. No caso brasileiro, esta atribuição está prevista na legislação, como prevê a Lei nº 9.427/1995 de criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Kim e Horn (1999) observaram a experiência de muitos países em desenvolvimento utilizando a competição como uma forma eficiente de regulação e cita o caso de energia elétrica na Argentina, onde a privatização acompanhada pela forte concorrência no mercado apresentou resultados positivos. Assim, sempre que possível, os autores sugerem aproveitar a concorrência no mercado como objetivo principal da regulação e onde a concorrência no mercado não seja possível, organizar o setor de modo que possa aproveitar as oportunidades para licitação.

Por fim, vale ressaltar que o fato de existir concorrência não significa necessariamente que a regulação não é mais necessária. Além de garantir a manutenção da concorrência efetiva, por exemplo, para prevenir comportamentos anti-concorrenciais por empresas com poder de mercado que podem prejudicar os consumidores e concorrentes, a regulação também pode ser

necessária para garantir que determinados serviços ou produtos sejam fornecidos onde a concorrência por si só não garantiria isso.

Uma vez entendido as razões que justificam a regulação, é importante contextualizar os aspectos gerais da indústria de eletricidade na regulação e os quais os principais itens regulados no mercado de energia.

As reformas do mercado de energia elétrica realizadas em vários países, desde a década de 1990, foram destinadas a introduzir a concorrência nos segmentos da indústria (RUIZ; ROSELLON, 2012). No caso dos monopólios naturais de transmissão e distribuição a tendência é utilizar mecanismos regulatórios capazes de estimular a competitividade das empresas reguladas e controlar o crescimento de um grupo dominante.

Nesse contexto, a separação dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização é uma etapa fundamental nos mercados de eletricidade. Enquanto que a geração e comercialização de energia foram enquadradas como atividades puramente competitivas, os setores de distribuição e transmissão permanecem como monopólios naturais, justificados principalmente devido às suas economias de escala (PRINGLES et al., 2014).

De maneira similar, e reforçando os conceitos anteriores, Jamasb e Pollitt (2008) também destacam as atividades relacionadas às redes de energias (energia elétrica e gás) como predominantemente monopólios naturais e, por isso, sujeitos a uma supervisão regulamentar.

Segundo Sharma (2003), na Austrália os segmentos competitivos da indústria (de geração e varejo) têm sido progressivamente exposta à concorrência; os segmentos de monopólio (transmissão e distribuição) foram reorientados para promover a concorrência; e aos consumidores têm sido oferecidas maiores possibilidades de escolha na seleção de seus prestadores de serviços.

Vale destacar ainda a interação que ocorre entre os mercados regulados e os não regulados e a importância de resultados eficazes e um bom funcionamento de ambos, dentro do contexto regulatório, ou seja, o bom desempenho dos segmentos competitivos depende de um bom desempenho dos segmentos de rede reguladas restantes.

Nesse sentido, Joskow (2008) afirma que no caso das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica e gás natural, os mecanismos regulamentares aplicados a essas redes têm implicações importantes para apoiar a concorrência no atacado (geração de energia elétrica, produção de gás natural, e atividades associadas de comercialização no atacado) e no varejo (concorrência para fornecer aos usuários finais). Servem como plataformas sobre as quais dependem e concorrem fornecedores de atacado e varejo e também implementam mecanismos de mercado e não mercado para manter a confiabilidade da rede.

As estruturas do mercado de energia elétrica variam muito de país para país. As principais diferenças são encontradas no nível da competitividade, no grau de integração (vertical e/ou horizontal), na propriedade (pública ou privada) e no grau em que o sistema encontra-se estabelecido ou em desenvolvimento. No entanto, essa questão envolve muito mais fatores e exigem um suporte sob perspectiva macro e sistêmica para melhor entendimento das interações dentro do contexto de regulação.

Após listar e descrever os sistemas de energia é importante definir em qual contexto esses mercados trabalham e quais itens são objetos da regulação. Para tal, foi utilizado o conceito de Substância Reguladora criado por Jarvis et al. (2011) que a define como as decisões reais (explícitas ou implícitas) feitas pelo órgão regulador ou outro agente do governo, as justificativas para as decisões, a execução de medidas tomadas pelo organismo regulador abrangendo a concepção de incentivos regulatórios e os modelos que definem as regras do jogo para os prestadores de serviços públicos. Ela engloba regras formais, regulamentos e leis que regem o uso de energia e água, normas, valores e princípios aplicados às decisões e às medidas tomadas, na prática. Os elementos que a compõem seguem listados a seguir: acesso; qualidade do serviço; decisões de preço e tarifa; subsídios; licenciamento; *accounting and reporting*; eficiência; desempenho financeiro; investimento e manutenção; equidade; sustentabilidade social e ambiental; e composição de mercado e competição.

Em termos gerais, a atividade de produção de energia elétrica em regime de mercado está associada a um mercado atacadista, no qual os agentes produtores garantem o fornecimento do mesmo e os agentes que necessitam abastecer-se de energia elétrica procuram adquiri-la, seja para satisfazer a carteira de fornecimentos a clientes finais, seja para consumo próprio. A atividade de comercialização está associada a um mercado varejista, em que os agentes comercializadores concorrem para assegurar o fornecimento dos clientes finais. A busca por implantar uma concorrência adequada na geração e na comercialização da energia para os consumidores finais aparece como objetivo comum na maioria dos países que atualmente se encontram no processo de modernização de seus processos regulatórios.

2.1.3 Processo Regulatório

Viscusi et al. (2005) destaca basicamente três estágios na regulação de uma indústria. O estágio da legislação é o primeiro, tendo os legisladores como atores principais, podendo ser representados pelo próprio Congresso Nacional ou representantes locais do governo. Nesta etapa do processo regulatório, inúmeros agentes estão envolvidos e espera-se que a

regulamentação proposta possa restringir as decisões das firmas, influenciando nos lucros das empresas e no bem-estar dos consumidores. O segundo consiste na implementação, na qual os reguladores substituem os legisladores como atores principais, enquanto produtores e consumidores continuam serem importantes e novos atores podem surgir com o interesse de entrar na indústria regulada. Por fim, pode ocorrer ainda o terceiro estágio que é a Desregulação da indústria e embora tipicamente alcançada via ato legislativo, a agência regulatória e o judiciário têm desempenhado um importante papel enquanto forças instrumentais.

Após um período marcado pela forte desregulamentação ocorrido fundamentalmente na década de 90 em diversos países, o setor elétrico mundial continuou e continua mostrando força na evolução do processo regulatório. Nesse contexto, Ackermann (2007) comenta o fato de que mais de 100 países estão reestruturando seu mercado da energia elétrica. Destaca ainda como os detalhes desta reestruturação variam significativamente entre os países. Alguns deles têm ajustado apenas alguns papéis e funções, outros escolheram um sistema que introduz a concorrência na geração de energia e de suprimentos, oferecendo assim aos clientes a possibilidade de escolher o seu próprio fornecimento de energia. Normalmente, a introdução da concorrência é chamada de liberalização, no entanto, o nível de concorrência pode variar significativamente entre os diferentes países.

Na literatura, os termos reestruturação ou desregulamentação podem indicar tanto a liberalização quanto a liberalização e privatização. Alguns países para privatizarem seus ativos públicos da geração passaram por intensos debates e até protestos contrários, enquanto em outros, a privatização não foi problema. Conforme Woo et al. (2006), os termos “desregulamentação”, “reforma de mercado” ou “reestruturar mercado” foram utilizados indistintamente para se referir à implementação de um projeto de mercado que transforma um setor elétrico, dominado por utilitários integrados e regulamentados, em um setor que se baseia na concorrência na geração e varejo. De forma mais específica, Ramos-Real (2005) utiliza o termo desregulamentação para as reformas relacionadas às mudanças na estrutura organizacional (desintegração) da indústria de energia elétrica e que permitem um maior papel aos mecanismos de mercado.

Definir um processo regulatório geral para o setor de energia é de grande complexidade e com variáveis que oscilam significativamente entre os países em diversos aspectos, fato que torna essa missão bastante difícil. No entanto, apesar das ressalvas e das limitações encontradas ao definir essa questão, Abranches (1999a) define 3 (três) etapas principais: a) reestruturação: caracterizada em muitos casos pela desverticalização do setor de energia; b) desregulação: fortemente marcada pela liberalização dos mercados, implantação dos órgãos reguladores e

processos de privatização; e c) re-regulação: englobando as mudanças mais recentes nas políticas regulatórias no intuito de modernizar e adequar às plataformas regulatórias existentes. Elementos importantes presentes na segunda etapa ainda permanecem na terceira como o estímulo à concorrência e às privatizações.

Além disso, afora as sucessivas etapas já descritas, os processos regulatórios podem adotar diversas formas ou tipos de regulação.

As políticas implantadas no processo regulatório continuam provocando debates na academia, à medida que novas necessidades e demandas surgem dentro do contexto da regulação nos diversos setores. Segundo Kahn (1990), a política regulatória deve continuar evoluindo sempre e todos os esforços devem ser feitos para que não se faça um percurso que leve o sistema elétrico de volta ao passado, mas sim um caminho no formato de uma espiral e com uma direção base. Em vez do comando e controle centralizado, o sentido a ser seguido deve se mover, de forma consistente, na busca do melhor funcionamento da economia de mercado.

As reformas no setor de energia dos países desenvolvidos marcaram a década de 90 e influenciaram várias economias em desenvolvimento a realizarem reformas que combinaram vários processos regulatórios como reestruturação, desregulação e em alguns casos, chegando inclusive na re-regulação por meio da modernização de suas plataformas regulatórias.

A seguir, de forma não muito pormenorizada, são apresentados os diferentes tipos de regulação comumente em uso: o relacionado ao conceito do comando e controle centralizado, caracterizada pela imposição do governo; e, o da autorregulação, no qual, grosso modo, o setor privado participa ativamente gerindo seu próprio esquema de regulação. Por fim e com mais detalhamentos, o tipo de regulação por incentivos, considerado entre os dois anteriores e aplicado em situações em que os objetivos das políticas de governo não são suficientemente atendidos (por isso devem ser regulados).

Por fim, vale adiantar que apesar das diferenças entre os esquemas regulatórios, todos os métodos têm o interesse comum de mudança dos desenhos regulatórios baseado estritamente em custos para um que estimule uma alteração de comportamento por parte das empresas em relação a outros fatores como qualidade dos serviços e alocação eficiente dos recursos.

O esquema de regulação conhecido como Comando e Controle é marcado por uma forte centralização dos seus comandos, controles e também monitoramentos por parte do governo. Conforme destacado por Berg (1998), o regulador fornece instruções detalhadas de tarefas a serem executadas pelo concessionário, estabelece procedimentos operacionais específicos a serem seguidos e estipula metas de desempenho para o concessionário alcançar. Reguladores

de comando e controle monitoram o pessoal para garantir que os objetivos são alcançados através de procedimentos especificados.

No outro polo da regulação, encontra-se a autorregulação, que pode ser retratada como *do-it-yourself* (DIY) de comando e controle. Muitas vezes acontece na forma de uma empresa ou uma associação comercial que desenvolve suas próprias regras de desempenho além de cuidar também do monitoramento e fiscalização.

Apesar da possibilidade de existência de algum tipo de supervisão do governo, via de regra a autorregulação deve ser vista como uma forma de negócio que atua de forma preventiva em relação à intervenção do governo. Abdala (2008) argumenta que quando há um amplo consenso entre os usuários da rede e outras partes interessadas, a interferência é mais cara para o governo. Diante desse cenário, ele propõe um mecanismo dualista de governança na tentativa de minimizar os custos de transação, de modo a obter um amplo consenso por meio de autorregulação (*self-regulation*) com mínima supervisão regulamentar, que por sua vez irá torná-lo menos vulnerável a intervenção do governo em sistemas institucionais frágeis.

Um exemplo interessante de autorregulação foi analisado e descrito por Glachant et al. (2008). Ao avaliar o processo de desregulação do setor elétrico alemão iniciado entre os anos de 1998 e 2005, relatou o fato do processo ter iniciado sem a presença de um regulador do setor de energia e destacou uma importante característica de autorregulação na estrutura de governança regulatória, ou seja, ele está configurado por associações industriais que representam as empresas de eletricidade, por um lado, e os consumidores industriais, por outro.

Ente os dois polos, apresenta-se a regulação por incentivos. Os métodos tradicionais de regulação de preço aplicados em monopólios naturais apresentam diversas falhas que levaram a criação de uma política regulatória chamada de regulação por incentivo. Em termos gerais, a regulação baseada em incentivos busca através de mecanismos regulatórios incentivar não só a busca de redução dos custos por parte das empresas, mas também a prática de preços eficientes, melhoria da qualidade dos serviços prestados e a inovação em seus processos produtivos (VISCUSI et al., 2005).

Para Volgelsang (2002) os resultados da regulação por incentivos têm inovado na regulação das utilidades públicas tradicionais, e de maneira mais particular define que regulador delega certas decisões de preço para a empresa e que a esta pode colher os aumentos de lucro com a redução de custos. Regulação por incentivos faz uso de informação privilegiada e o motivo de lucro da empresa. O regulador controla, assim, menos comportamentos, mas premia resultados.

Vale destacar em relação a sua utilização que se apresenta em diferentes setores e com uma frequência cada vez maior. Recentemente, Sappington e Weisman (2016) verificaram a

aplicação desse esquema de regulação através do *Price Cap Regulation* (PCR), tanto nas telecomunicações como na energia elétrica dos EUA e destacaram que, para o setor de telecomunicações, a implementação se mostrou mais veloz e apresentou maior persistência.

Berg (1998), ao fazer uma introdução aos fundamentos do tema acima, destaca e define de maneira geral os principais tipos de regulação por incentivos que aparecem na literatura:

Regulação por Custo de Serviço (*Cost-of-service Regulation*, CSR): inclui o retorno da taxa base da regulação definindo uma receita como oportunidade para recuperar seus custos além de proporcionar às empresas um incentivo para investir “acima / abaixo” na planta, inflacionar os custos e subsídio cruzado. Em muitos casos, os reguladores tentam remediar esses incentivos perversos por meio de atrasos na regulação, “escalas deslizantes”, e “revisões e auditorias de eficiência”.

Regulação por Preço Teto (*Price cap Regulation*, PCR) ou Regulação por Receita Máxima (*Revenue Cap*, RC): fornece às empresas incentivos para redução dos custos e tem como um dos principais objetivos tornar as informações de custos entre o regulador e as empresas mais transparentes atuando de forma a melhorar o problema de assimetria de informação. Em alguns casos, a qualidade do serviço e o desenvolvimento da infraestrutura podem ser prejudicados devido ao incentivo de corte de custos. Por outro lado, quando comparados com a regulação *cost-of-services*, apresentam uma menor tendência a superinvestimento em infraestrutura e subsídios cruzados.

Regulação mediante competição referencial (*Yardstick Regulation* ou *Benchmarking*): assim como o *Price cap*, a regulação *yardstick* fornece incentivos ao corte de custos e atenua os efeitos da assimetria da informação entre empresas e regulador, no entanto, em muitas situações pode ter sua aplicação inviabilizada em função dos recursos adicionais necessários. Shleifer (1985) ao propor um esquema que permita obter um nível de custo possível de ser atingido pelas empresas, utiliza o termo “*yardstick competition*” para descrever o processo de comparação entre firmas públicas. Como exemplo de setores que utilizaram este esquema Ramos-real (2005) cita as empresas de distribuição regionais na Inglaterra.

Performance-based Regulation (PBR): utiliza medidas de desempenho para estimular os utilitários a terem o comportamento desejado de tal forma que reflitam os esforços do serviço público. Além da redução dos custos, as boas medidas de desempenho também devem estar estão associadas à qualidade do serviço e à alocação eficiente de recursos sem deixar de considerar as particularidades das diferentes áreas. Adicionalmente devem ser verificadas, de forma precisa, a fim de reduzir o impacto da variação aleatória.

Franchise Regulation: Ao realizar uma licitação pelo direito de fornecer o serviço em uma área geográfica, este esquema de regulação busca incentivar a contenção de custos, uma vez que a empresa que fornece o menor preço se torna vencedora da disputa. É importante ressaltar que o fornecedor deve atender uma série de requisitos de qualidade e que surgem no final do período questões de recontração como exemplo, manutenção de capital e questões de “*lock-in*”.

2.1.4 Resultados da Regulação

Para avaliar os resultados obtidos na regulação do setor de eletricidade, Jarvis e Sovacool (2011) identificaram e propuseram indicadores com suas respectivas métricas associadas: capacidade instalada; consumo (nível de acesso e demanda); eficiência (emprego, produtividade e perdas); qualidade do serviço; performance financeira; investimento e manutenção; preços; equidade (acessibilidade, subsídios); e meio ambiente. Com essa fundamentação foram estruturadas as saídas esperadas para o modelo de regulação do setor elétrico.

Diante do modelo de regulação do setor elétrico proposto (ver Figura 1), percebe-se um cenário complexo e composto de estruturas relacionadas e com diversas interações. A cadeia de valores contém atributos que permitem estabelecer as diretrizes e os objetivos da regulação. O processo regulatório apresenta diferentes fases e o atual estágio que cada país se encontra pode variar significativamente.

Essas variações dependem do tipo de governança regulatória adotada. Chang e Berdiev (2011) através de estudos empíricos, afirmam que os setores gás e energia elétrica fornecem evidências significativas de que a regulação de energia é fortemente influenciada pela ideologia governamental, por fatores políticos e pela globalização. Muitas vezes isso pode ser confirmado pela observação de diferentes tipos de mecanismos regulatórios adotados na regulação de cada país.

Percebe-se, portanto um cenário envolvendo vários fatores e variáveis que influenciam diretamente as atividades econômicas do setor de eletricidade. A literatura continua demonstrando grande interesse pelas redes de energia, amplamente reconhecidas como monopólios naturais (JOSKOW, 2008) e, portanto, mercados a serem regulados; confirmando assim a necessidade de mais estudos empíricos para tornar o conceito da regulação mais completo. Nesse sentido e de maneira mais específica, o estudo propõe uma análise dos efeitos gerados pela regulação por incentivos aplicadas pelo regulador para, assim, verificar a sua

eficácia em estimular as empresas transmissoras existentes a buscarem seus custos operacionais eficientes no Brasil.

2.2 REGULAÇÃO POR INCENTIVOS NAS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA

As redes de energia elétrica são vastamente reconhecidas pela literatura como monopólios naturais (JASMAB; POLLITT, 2008) funcionando melhor por meio de tarifas reguladas. O fato de se manterem como monopólio regulado é justificado principalmente pela existência de economias de escala significativas nas atividades de distribuição e transmissão de energia (PRINGLES et al., 2014).

Os monopólios naturais podem proporcionar “economias de escopo” em situações onde dois ou mais serviços podem ser prestados de forma mais barata por uma única empresa ao invés de ser fornecido por duas empresas distintas. Nesse sentido "as economias de densidade" desempenham um papel significativo na tomada de decisão nas operações dos monopólios naturais das redes de energia elétrica.

Especificamente, em relação à transmissão e à distribuição de energia elétrica, Ramos-Real (2005) destacou trabalhos que indicaram perda de eficiência em situações em que o cliente individual foi servido por mais de um utilitário. Assim, confirma as redes de energia como monopólios naturais, ou seja, não faria sentido para duplicá-las além da obtenção de custos reduzidos em níveis mais elevados de abastecimento. Por outro lado, no caso de grandes empresas, um aumento na área de serviço não gera qualquer diminuição significativa no custo médio. Assim, evitar a concorrência entre as empresas nas fronteiras da sua área de serviço, não parece resultar em ganhos de eficiência.

Dentro desse contexto, Joskow (2008) verifica também o surgimento de uma entidade reguladora independente, criado para supervisionar a regulação das redes de distribuição e transmissão. O autor destaca como a aplicação de mecanismos regulatórios afetam os termos e condições de conexões, os preços de entrega, o investimento e qualidade de serviço de rede que têm sido componentes importantes para o sucesso de programas de liberalização do setor elétrico em todo o mundo. Os benefícios de um bom quadro regulamentar incluem custos menores de rede de serviços, melhorias na qualidade do serviço, investimento para expandir a rede para suportar mudanças na oferta e demanda de serviços de rede (JOSKOW, 2008, p. 548).

Nesse sentido Jamasb e Pollitt (2007) salientam a regulação baseada em incentivos como um importante componente que vem sendo bastante utilizado para regular os monopólios das redes de energia elétrica. Na tentativa de imitar as pressões competitivas do mercado, esse tipo

de regulação fornece incentivos para a empresa melhorar a sua eficiência operacional, de investimento e ao mesmo tempo garantir que os consumidores se beneficiem de ganhos.

De forma complementar, conforme Vogelsang (2002) afirma, esses esquemas regulatórios ao mesmo tempo que fazem uso de informação privilegiada da empresa (fato que atenua a assimetria das informações) permitem que a empresa possa se beneficiar dos aumentos de lucro a partir da redução de custos, tendo como foco os resultados e não os meros comportamentos das empresas.

Em relação aos modelos da regulação por incentivos mais discutidos e adotados (amplamente), Jamasb e Pollitt (2007) listam os esquemas baseados em *price cap*, *revenue cap*, *yardstick regulation*, and *targeted-incentive*. De maneira similar Vogelsang (2002) cita o *price cap*, *yardstick regulation*, *profit sharing*, *rate case moratoria*, , *banded rate-of-return regulation* e destaca o *price cap* como o mais difundido, fato reforçado recentemente por Sappington e Weisman (2016) tanto no setor de telecomunicações como de energia elétrica dos EUA, confirmando assim a tendência de continuidade pela adoção desse mecanismo.

Durante a implementação desses modelos, o que ocorre na prática é uma combinação de diferentes modelos adaptando as particularidades encontradas em cada país para cada setor em questão. No caso brasileiro, a influência internacional pela adoção do *price cap* pode ser confirmada nas redes de energia elétrica conforme descrito e melhor detalhado, a seguir.

No Brasil, as concessionárias, permissionárias e as autorizadas de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) têm a obrigação de garantir o atendimento integral de seu mercado (TOLMASQUIM, 2015). E, como a receita varia conforme o montante de energia elétrica consumido definiu-se pela aplicação do método *price cap* como esquema mais apropriado.

Para a transmissão, as empresas transmissoras de energia elétrica recebem uma receita anual denominada receita anual permitida (RAP) que consiste na remuneração com base na contratação de serviços prestados, conforme os contratos de prestação dos serviços da transmissão (CPST) a ser definida no processo de licitação ou no ato autorizativo do poder concedente (AZEVEDO; MATTOS, 2012), função exercida pela ANEEL. A particularidade neste caso, é que a receita fixa é definida pela disponibilidade do sistema de transmissão composto pela linha de transmissão e os equipamentos de potência, e o mecanismo regulatório adotado e definido como mais apropriado foi o *revenue cap*.

Pelo exposto, e sob o ponto de vista econômico, fica evidente a necessidade dos monopólios de transmissão e distribuição de energia elétrica avançarem no sentido de se tornarem mais

eficientes na alocação dos recursos necessários para prestação de seus serviços de tal forma que os preços globais sejam reduzidos e que estas reduções sejam repassadas para o consumidor.

2.2.1 Eficiência e *Benchmarking* na Regulação por Incentivos

Conforme destacado por Australian Competition and Consumer Commission (ACCC, 2012) a razão para o grande interesse no *benchmarking* é notória. Para uma economia desenvolvida que opera em um ambiente internacionalmente competitivo, produção e preços de energia eficientes são vitais para o funcionamento eficiente.

Depois de abordar, em termos gerais, o tema eficiência econômica (um dos grandes objetivos dos mercados regulados de energia elétrica) é fundamental esclarecer a diferença entre eficiência técnica e eficiência econômica, principalmente pela introdução dos conceitos de insumos e produtos. Brunekreeft (2004) explica que a eficiência técnica acontece quando é produzido um resultado máximo a partir de um conjunto de entradas, fato que também implica produzir um determinado nível de produção utilizando insumos em níveis mínimos. A eficiência econômica implica que a produção máxima se deu a partir de um dado custo (de oportunidade), ou que um mínimo de custos (de oportunidade) foi conseguida para um determinado nível de produção. Sob a concorrência, o custo mínimo é alcançado com preço igual ao custo marginal. Este é o preço economicamente eficiente; ele permite que o consumidor saiba o custo de produção de outra unidade. Quando o preço não reflete o custo marginal, o mercado não consegue produzir preços eficientes.

Diante de um cenário de descontentamento com os métodos tradicionais como a taxa de retorno ou custo do serviço, Jasmab e Pollitt (2001) destacam o surgimento da regulação por incentivos que tem como objetivo principal promover a eficiência estabelecendo recompensas para uma boa *performance* da empresa, regulada frente a um *benchmark* pré-definido.

Este processo pode ser melhorado pelo uso da técnica de aferição (também conhecido como regulação comparativa), isto é, através da comparação dos resultados de empresas separadas e da reavaliação dos preços que a empresa distribuidora de energia poderá cobrar. Reavaliações periódicas dos preços que as concessionárias de distribuição estão autorizadas a cobrar são normalmente utilizados para facilitar a aferição, normalmente a cada 4-5 anos.

Conforme explicado por Honkapuro (2008), a ideia básica de avaliação comparativa da eficiência é determinar a eficiência de empresas como a razão entre as saídas que produzem às entradas que utilizam. Além dos insumos e produtos, são necessários alguns parâmetros ambientais para assegurar que os ambientes operacionais diferentes das empresas são tomados

em conta no processo de avaliação comparativa. Assim, a seleção destes parâmetros é essencial na concepção do processo de aferição. Outras questões relevantes são as características da metodologia de *benchmarking* e a implementação dos resultados nos cálculos regulatórios. Tratar dos *outliers* e os efeitos da escala de operação são as questões que são dependentes da metodologia de benchmarking.

Por fim, Honkapuro (2008) destaca que os efeitos econômicos da avaliação do desempenho são fortemente dependentes da metodologia que é usada para aplicar os cálculos regulatórios. Assim, todas as questões apresentadas são altamente relevantes quando se analisam os sinais direcionando da regulação.

Algumas questões nortearam esta pesquisa quando se procurou entender os resultados efetivos das regulações feitas, nos últimos anos, no setor de transmissão de energia elétrica, sobre o desempenho das empresas transmissoras de energia, o estudo busca responder as seguintes indagações: A regulação, por meio das revisões tarifárias periódicas, promove a melhoria da produtividade global das empresas transmissoras em relação aos seus custos operacionais? e, adicionalmente, esse efeito positivo da regulação por eficiência é mais acentuado nas empresas de capital privado que naquelas de capital público

Quando se procurou entender os resultados efetivos das regulações feitas, nos últimos nos, no setor de transmissão de energia elétrica brasileiro, as seguintes indagações nortearam esta pesquisa: A regulação, por meio das revisões tarifárias periódicas, promove a melhoria da produtividade global das empresas transmissoras em relação aos seus custos operacionais? Esse efeito positivo da regulação por eficiência é mais acentuado nas empresas de capital privado que naquelas de capital público?

2.3 EVOLUÇÃO DO SETOR DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA NO BRASIL

Com o objetivo de testar empiricamente as hipóteses de estudo, escolhemos o contexto do setor elétrico brasileiro e, em particular, o de transmissão, por constatar carência de maiores estudos no setor e apresentar oportunidades de avanço no tema.

Com o objetivo de proporcionar um bom entendimento do atual modelo do setor elétrico, o capítulo 3 inicia com um breve histórico da indústria de eletricidade brasileira. A seção 3.1 destaca os principais fatos e marcos regulatórios verificados a partir dos anos 30 até o final da década de 80 enquanto a seção 3.2, relata sobre a reestruturação ocorrida na década de 90 (conhecida como a década das reformas) e os principais ocorridos no ano de 2004 (novo marco

do setor). A seção 3.3 apresenta estrutura dos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica, atualizada em dezembro de 2016.

Após um breve histórico do setor elétrico brasileiro (SEB), a seção 3.4 trata especificamente do segmento de transmissão de energia elétrica brasileira e sua evolução a partir dos contratos de concessões assinados pelas empresas transmissoras tradicionais em 2001 (únicas existentes até 1999). A seção 3.4.1 aborda os principais aspectos regulatórios das concessões de transmissão enquanto que a seção 3.4.2 detalha conceitos e metodologias da regulação por incentivos aplicada pela ANEEL por meio das revisões tarifárias periódicas. Na sequência, a seção 3.4.3 apresenta a MP nº 579/2012 convertida na lei Nº 12.783/2013, um importante marco regulatório que mudou drasticamente a situação das antigas empresas de geração e transmissão do Brasil. Por fim, são apresentadas as empresas selecionadas como objeto de estudo deste trabalho.

A literatura internacional sobre o setor elétrico e suas formas de regulação é vasta, mas é importante ressaltar também riqueza da literatura nacional⁹. Além de densos artigos (Apêndice A) as publicações disponíveis no Centro da Memória da Eletricidade do Brasil (CMEB) fornecem ainda uma ótima estrutura para melhor entendimento do Setor Elétrico Brasileiro na linha do tempo:

1879-1896: Experiências e empreendimentos pioneiros

1898-1929: Capital estrangeiro e grupos privados nacionais

1931-1945: Regulamentação e aumento da capacidade instalada

1948-1963: Políticas de governo e empresas públicas

1964-1990: Consolidação e crise do modelo estatal

1992-2009: Privatização e reformas

Por fim, destacam-se também obras mais recentes, indispensáveis ao entendimento do setor, como: A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro (2003), O Novo Modelo do Setor Elétrico (2015) e Mercados e Regulação de Energia Elétrica (2015).

2.3.1 O domínio estatal após os anos 30

Em termos gerais, segundo Junior (2004), historicamente a indústria de eletricidade no Brasil nasceu sob um regime baseado na concorrência, seguido de um período de grande intervenção

⁹Caso haja interesse dos leitores por uma leitura especializada, a Revista do BNDES disponibiliza em seu acervo uma lista com 34 artigos (ver apêndice A), sendo 9 sobre o tema energia e 25 especificamente tratando sobre o setor de energia elétrica, tratando de maneira específica os segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia.

pública iniciado pelo governo Getúlio Vargas com duração até a década de 90, momento em que houve a retomada do liberalismo, parcialmente limitado em 2004.

O início da indústria elétrica brasileira, final do século XIX e começo do século XX, pode ser caracterizado institucionalmente pela ausência de uma legislação específica, sendo desenvolvida até 1930 sob a forma de sistemas independentes e isolados, englobando principalmente regiões de maiores concentrações urbanas, por intermédio de empresas privadas com destaque para a Light e a AMFORP¹⁰, que controlavam os mercados mais importantes (PINTO JUNIOR et al., 2015)

Um importante marco inicial aconteceu no pós-30 com a formalização do Código de Águas e a publicação da Constituição de 1934, proporcionando um contexto regulatório que permitiu ao Estado centralizar a outorga de todos os segmentos do setor de energia elétrica: geração, transmissão e distribuição. Nesse período merecem destaque a criação da Companhia Hidroelétrica do Vale do São Francisco (CHESF) em 1945, da ELETROBRÁS em 1962, que assumiu as funções de coordenação do planejamento e da operação, de agente financeiro e principal gerador de energia do país e do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) em 1952, fatos que reforçaram o domínio do Estado na expansão de oferta no setor elétrico (TOLMASQUIM, 2015).

É válido mencionar ainda, a criação do Ministério das Minas e Energia (MME), em 22 de julho de 1960, pela Lei nº 3.782, (antes os assuntos de Minas e Energia eram tratados pelo Ministério da Agricultura) e do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), instituído pela Lei nº 4.904, de 17 de dezembro de 1965, com a responsabilidade de planejamento, coordenação e execução dos estudos hidrológicos em todo o território nacional; pela supervisão, fiscalização e controle dos aproveitamentos das águas que alteram o seu regime; bem como pela supervisão, fiscalização e controle dos serviços de eletricidade.

O modelo estatal foi sendo aperfeiçoado e obtendo bons resultados até a década de 70, mostrando consistência e alinhamento em relação às políticas públicas. Conforme Abranches (1999b) o setor elétrico apresentou impressionantes 37% de crescimento entre os anos de 1965 e 1969. No entanto, a partir da década de 80, observou-se uma forte redução dos investimentos destinados a garantir a expansão do sistema, mostrando sinais de esgotamento e fazendo com que o sistema até então operando com folga em relação à demanda, passasse a operar cada vez

¹⁰ AMFORP (*American and Foreign Power Company*), empresa criada em 1923 com objetivo principal de agilizar os negócios no exterior da empresa americana *Electric Bond and Share Corporation* reunindo seus ativos que se encontravam fora dos Estados Unidos (PINTO JUNIOR, 2015).

mais próximo à capacidade nominal, colocando assim o fornecimento de energia futuro em risco (SAUER et al., 2003).

Pires (1999), descrevendo um período marcado pela recessão e forte desvalorização cambial, lista os principais fatores responsáveis pela exaustão e crise do modelo institucional do setor elétrico, do final da década de 80 a meados dos anos 90: a) crise financeira da União e dos estados, inviabilizando a expansão da oferta de eletricidade e a manutenção da confiabilidade das linhas de transmissão; b) o consumo de energia, embora em desaceleração, mantendo um crescimento elevado e superior ao crescimento da produção, mostrando-se pouco sensível às flutuações na atividade econômica, especialmente nas classes residencial e comercial; c) má gestão das empresas de energia, provocada, em grande parte, pela ausência de incentivos de eficiência produtiva e de critérios técnicos para a gerência administrativa; d) inadequação do regime regulatório, em razão de inexistência de órgão regulador, de conflitos de interesses sem arbitragem, de regime tarifário baseado no custo de serviço e de remuneração garantida. Esse aspecto foi ainda mais agravado pelo fato de uma série de custos incorridos pelas empresas não ser validada pelo governo em razão da utilização das tarifas para controle inflacionário.

O resultado foi um grande desequilíbrio econômico-financeiro do setor elétrico brasileiro no final da década de 80 e um ambiente no qual os investimentos foram insuficientes para atender à demanda de consumo exigida pela sociedade.

2.3.2 A reestruturação da década de 90 e o ano de 2004

Após um longo período funcionando bem sob o domínio do Estado, o Brasil viu-se diante de uma crise financeira do setor, enquanto ocorria uma tendência mundial de desregulamentação e privatização em diversos países, conforme ilustrado na Figura 2. Como decorrência, em meados da década de 90, uma série de reformas alteraram significativamente a legislação vigente até então (MENDONÇA e DAHL, 1999; SAUER et al., 2003).

Figura 2 - Principais Marcos em Países na Reforma do Setor Elétrico Mundial

Fonte: Mello (2012, p203)

Adotando uma postura privatizante e com grande parte do suporte financeiro fornecido pelo BNDES (SAUER et al., 2003), várias ações foram tomadas buscando resolver a situação de falência do modelo vigente até então. A instituição do Programa Nacional de Desestatização (PND), em 1990, marcou o início das ações do modelo liberal, seguido da Lei Elizeu Resende Lei nº 8631/93, que buscou o saneamento financeiro e a atração de capital estrangeiro para o setor elétrico.

Dando continuidade ao modelo proposto em 1995 foi editada a Lei Geral de Concessões, a fim de preservar o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Ainda no mesmo ano, foi criada a lei nº 9.074, cujo principal objetivo era criar regras específicas para a prorrogação das concessões de energia, fato que mostrou tratar-se de uma proposta de reestruturação mais profunda e acabou culminando no Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado (PDRAE) (TOLMASQUIM, 2015, p.5).

Tendo como principal premissa a desverticalização dos setores de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e sob forte influência da Coopers & Lybrand, em 1996, o MME lançou o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB)¹¹, cujos principais objetivos era desregular gradativamente os setores de geração e

¹¹ Conforme destacado por Prado Junior e Silva (2012) o Projeto RE-SEB foi desenvolvido pela elite dos técnicos das concessionárias envolvendo mais de 200 gerentes dessas empresas com duração de cerca de três anos.

comercialização buscando maior competição, e manter os monopólios naturais de transmissão e distribuição como serviços públicos regulados (MELLO, 2012).

De modo a viabilizar o projeto RE-SEB diante da nova organização de mercado que estava nascendo, surgiram importantes agentes institucionais nesse período. Em 1996, foi criado, pela Lei nº 9.427, o órgão regulador do setor elétrico a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com as funções de regular e fiscalizar as atividades do Setor Elétrico, apesar da falta de debate sobre a matéria no Congresso Nacional conforme destacado por Santiago Júnior (2010) para propor as políticas e diretrizes do SEB, foi criado pela Lei nº 9.478/1997 o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

O Mercado Atacadista de Energia (MAE) foi criado por meio da Lei nº 9.648/98 e regulamentado pelo Decreto nº 2.655/98,29 e sua função é a de intermediar todas as transações de compra e venda de energia elétrica de cada um dos sistemas elétricos interligados (PIRES, 2000), a Lei nº 9.648 criou o Operador Nacional do Sistema (ONS), instituído como uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil sem fins lucrativos, órgão responsável pela coordenação e controle da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

As alterações feitas na legislação durante no processo de reestruturação tiveram como principais resultados a separação das atividades do setor elétrico em geração, transmissão, distribuição e comercialização além de criarem condições para privatizações. Conforme apresentado por Anuatti-Neto et al (2005) mais de 100 empresas estatais foram privatizadas pelo governo brasileiro, além de transferir participações minoritárias em várias corporações para a iniciativa privada.

No entanto, ficou claro que mesmo com a privatização de boa parte das empresas públicas pertencentes aos governos federal e estaduais (SANTIAGO JUNIOR, 2010) o processo de reestruturação e desverticalização implantado na década de 90 não atingiu o objetivo de aumentar a competitividade por meio da entrada de novos agentes (TOLMASQUIM, 2015) e assim conforme destacado por Mendonça e Dahl (1999) não obteve sucesso em atrair investimentos privados para expandir a capacidade da geração.

O não cumprimento dos objetivos propostos por esse modelo, acabou culminando numa grave crise de oferta de energia com o racionamento nos anos de 2001 e 2002 (SAUER et al., 2002), fato que motivou uma nova reformulação do setor por parte do poder executivo. Pouco tempo depois, em 2004, diante da necessidade de reformulação no setor, amparado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, e pelo Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, um novo modelo para o SEB é criado.

Surge então uma nova etapa implantada em 2004. O novo marco legal ficou conhecido como Novo Modelo do Setor, sendo também denominado como “novas bases de comercialização de energia” (TOLMASQUIM, 2015, p.61) e conforme Santiago Junior (2010) teve como objetivo macro equilibrar a liberalização iniciada nos anos 90. Praticamente após uma década de reformas, a situação era de insegurança na sociedade principalmente por conta da crise de abastecimento e os sérios prejuízos para o desenvolvimento econômico do país. Em termos gerais, Pires et al. (2002) lista os quatro principais motivos relacionados as origens da crise de oferta de energia:

- a) esgotamento do modelo estatal, responsável pela expansão do setor desde os anos 1960;
- b) falhas no planejamento da transição do modelo estatal para o modelo privado;
- c) problemas contratuais e regulatórios;
- d) falta de coordenação entre os órgãos governamentais.

Buscando dar respostas e soluções à grave situação que se encontrava o SEB no início dos anos de 2000, em 2004, o governo federal lançou as bases de um novo modelo, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. A nova legislação permitiu a criação de novos agentes no setor além de alterar e ajustar competências de outros órgãos existentes, provocando mudanças institucionais significativas para o modelo que vinha sendo implantado desde meados da década de 90.

Nesse contexto é possível destacar criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo (autorizada pela Lei nº 10.847/2004); do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica; e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado (as duas últimas instituições criadas pela Lei nº 10.848/2004).

Ainda relativo a Lei nº 10.848/2004, foram feitas alterações importantes nas atribuições do MME incluindo a definição do exercício do Poder Concedente do ONS ampliação da autonomia do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebrar contratos de compra e venda: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres.

Conforme apontado por Mello (2012) a regulamentação da Lei foi complementada por diversos decretos, mas em especial, pelo Decreto n. 5.163/2004 que detalha as regras do novo modelo do setor elétrico, buscando concretizar os objetivos principais da revisão do modelo brasileiro como um todo: (i) criar um marco regulatório estável; (ii) garantir a segurança do suprimento no longo prazo; e (iii) promover a modicidade tarifária.

2.3.3 Características técnicas da geração e transmissão de energia no Brasil (em dezembro de 2016)

Ao avaliar a evolução da capacidade instalada do sistema elétrico brasileiro é possível identificar características muito peculiares. Conforme destacado por Sauer et al. (2003) a maioria do nosso abastecimento é provido por fontes renováveis, formas de energia muito menos agressiva ao meio ambiente quando comparada com outras formas de energia como por exemplo as fontes baseadas em combustíveis fósseis. Nesse sentido, a Tabela 1 ilustra a posição vantajosa que o Brasil ocupa em relação à potência instalada de fontes renováveis (3ª posição) quando comparado com os demais países do mundo, com destaque para a fonte hidráulica (2ª posição).

Tabela 1 - Capacidade instalada de geração de energia por país (GW) - 2014

Hidráulica			Fontes Renováveis			Total		
Ranking	País	(GW)	Ranking	País	(GW)	Ranking	País	(GW)
1º	China	283,03	1º	China	434,06	1º	China	1.399,51
2º	Brasil	89,19	2º	Estados Unidos	179,29	2º	Estados Unidos	1.074,64
3º	Estados Unidos	79,68	3º	Brasil	107,72	3º	Japão	313,44
4º	Canadá	75,36	4º	Alemanha	92,14	4º	Índia	310,77
5º	Rússia	48,80	5º	Canadá	88,58	5º	Rússia	247,57
6º	Índia	44,72	6º	Tailândia	78,54	6º	Alemanha	198,42
7º	Noruega	29,80	7º	Índia	75,65	7º	Canadá	136,81
8º	Turquia	23,64	8º	Japão	50,35	8º	Brasil	135,04
9º	Japão	22,25	9º	Rússia	49,32	9º	França	129,07
10º	França	18,13	10º	Itália	46,69	10º	Itália	121,76

Elaboração própria

Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA).

No final de 2016 a potência instalada para geração de energia no Brasil atingiu o valor total de 150.540 MW, um aumento de 102 % em relação ao ano de 2001, quando totalizava 74.500 MW (um aumento médio anual de 6,8%). Em que pese a perda de participação na matriz energética verificada, principalmente nos últimos 15 anos, de acordo com a Tabela 4 é possível

verificar que a base hidráulica ainda continua sendo a principal fonte primária de geração com 96.929 MW (ou seja, 64,4% do total). Tal fato encontra forte justificativa nas características naturais do país que apresentam uma bacia hidrográfica e relevos favoráveis para a produção de eletricidade a partir de recursos hídricos.

Tabela 2 - Evolução da capacidade instalada de geração de energia no Brasil (MW)

Ano	Capacidade Instalada (MW)					Capacidade Instalada em %			
	Total	Hidráulica	Térmica	Eólica	Solar	Hidráulica	Térmica	Eólica	Solar
2001	74.877	62.409	12.447	21	0	83,3	16,6	0,0	0,00
2002	80.316	64.474	15.820	22	0	80,3	19,7	0,0	0,00
2003	83.808	67.698	16.088	22	0	80,8	19,2	0,0	0,00
2004	88.631	69.088	19.514	29	0	78,0	22,0	0,0	0,00
2005	92.866	71.060	21.777	29	0	76,5	23,4	0,0	0,00
2006	96.294	73.678	22.379	237	0	76,5	23,2	0,2	0,00
2007	100.352	76.869	23.236	247	0	76,6	23,2	0,2	0,00
2008	102.949	77.545	25.006	398	0	75,3	24,3	0,4	0,00
2009	106.570	78.610	27.357	602	0	73,8	25,7	0,6	0,00
2010	112.400	80.637	30.836	927	0	71,7	27,4	0,8	0,00
2011	117.134	82.458	33.250	1.425	1	70,4	28,4	1,2	0,00
2012	120.963	84.294	34.775	1.886	8	69,7	28,7	1,6	0,01
2013	126.755	86.019	38.529	2.202	5	67,9	30,4	1,7	0,01
2014	133.913	89.193	39.817	4.888	15	66,6	29,7	3,7	0,02
2015	140.858	91.650	41.554	7.633	21	65,1	29,5	5,4	0,02
2016	150.409	96.929	43.276	10.124	80	64,4	28,8	6,7	0,08

Elaboração própria

Fonte: Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro e ANEEL (vários anos).

Outra característica que também merece destaque é a grande diversidade apresentada na pela matriz de energia elétrica brasileira. Conforme demonstrado na Figura 3, é possível verificar que fontes de energia renováveis como a eólica e a biomassa passaram a fazer parte definitivamente da capacidade instalada. A Figura 3 mostra com mais detalhes como se encontrava a participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira em dezembro de 2016.

Figura 3 - Matriz de capacidade instalada de Geração de Energia Elétrica do Brasil

Fonte: MME - Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro (Dez/2016)

Para garantir que toda a energia elétrica produzida a partir dos ativos da geração chegue aos consumidores, uma grande rede de transmissão foi estruturada ao longo dos anos com a construção de milhares de quilômetros de linhas e centenas de subestações. O sistema de transmissão, caracterizado por equipamentos e linhas de transmissão com tensão maior ou igual à 230kV, conforme Tabela 3 era composto por 134.947 km de linhas de transmissão em operação comercial, sendo responsável pelo transporte de energia possibilita, além de permitir o intercâmbio de eletricidade praticamente entre todas as regiões que compõem o vasto território brasileiro.

Tabela 3 - Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão em Operação Comercial (km)*	% Total
230	55.816	41,4%
345	10.319	7,6%
440	6.748	5,0%
500	46.565	34,5%
600 (Corrente Contínua)	12.816	9,5%
750	2.683	2,0%
Total SEB	134.947	100,0%

Fonte: MME – Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro (Dez/2016).

* Considera as linhas de transmissão em operação da Rede Básica, conexões de usinas, interligações internacionais e 190 km instalados no sistema de Roraima.

Diante de um ambiente extremamente desafiador, a governança regulatória precisa utilizar-se dos melhores mecanismos para atingir seus objetivos garantindo dessa forma os investimentos, a qualidade e a eficiência econômica necessária dos setores regulados. Nesse

sentido Viscusi et al. (2005) destaca que de modo a garantir o sucesso na implantação desses mecanismos e incentivos o regulador (neste caso em especial a ANEEL) deve utilizar regras coerentes e transparentes e conforme alertado por Silva (2012) é importante realizar esforços de desenho institucional no sentido de prevenir que a permeabilidade da atividade regulatória aos interesses da sociedade se torne demasiadamente seletiva, beneficiando apenas um grupo em detrimento de outros.

Após dois marcos legais importantes, o primeiro na década de 90 e o segundo instituído em 2004 por questões principalmente de economia de escopo, as redes de transmissão e distribuição continuam funcionando monopólios com tarifas reguladas.

Tendo como foco o setor de transmissão de energia elétrica, o principal objetivo desse projeto de pesquisa é avaliar se os mecanismos regulatórios implantados no setor de transmissão de energia partir de 2005, foram capazes de incentivar as empresas na busca de custos operacionais eficientes assim como a melhorarem seus índices de produtividade ao longo dos ciclos de revisões tarifárias periódicas.

2.4 O SETOR DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA BRASILEIRO

Para atender as demandas do Brasil, um país de dimensões continentais com pontos extremos que distam cerca de 4.300 km tanto no sentido Leste-Oeste quanto no sentido norte-sul, um sistema de transmissão de energia elétrica robusto e confiável é essencial para interligar a geração e a carga das diversas regiões geográficas e, ao mesmo tempo, otimizar a operação do sistema (TOMASQUIM, 2015).

O processo produtivo que envolve a indústria das redes de transmissão de energia elétrica tem como principal objetivo disponibilizar ao Operador Nacional do Sistema as funções de transmissão compostas basicamente pelos equipamentos principais (linha de transmissão, transformador ou compensação de reativos); equipamentos de manobra (chaves, seccionadoras e disjuntores); equipamentos de medição; e sistemas de supervisão controle e proteção. Ou seja, manter as “linhas de produção” disponíveis para que o transporte de energia elétrica possa ocorrer.

Nesse sentido as redes de eletricidade da transmissão possuem uma particularidade importante, desde que a capacidade nominal esteja disponível para utilização, a receita anual permitida da função transmissão (RAP) não possui relação com o valor de potência efetivamente transmitida, ou seja, em uma situação na qual a potência transmitida seja diminuída por questões sistêmicas e operativas do ONS, não há perda de receita da transmissão

uma vez que apesar dos equipamentos não estarem sendo utilizados em 100% da sua capacidade, os mesmos estão 100% disponíveis.

2.4.1 Concessões de Transmissão no Contexto Regulatório

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica (RB). Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais. Este é o chamado Livre Acesso, assegurado em Lei e garantido pela ANEEL.

Os contratos de concessão de transmissão autorizam as empresas transmissoras a cobrar a TUST - tarifas de uso do sistema de transmissão. As tarifas são reajustadas anualmente na mesma data em que ocorrem os reajustes das Receitas Anuais Permitidas (RAP) das concessionárias de transmissão. Esse período tarifário inicia-se em 1º de julho do ano de publicação das tarifas até 30 de junho do ano subsequente.

Para as novas concessões de transmissão, outorgadas após o ano 2000, a parcela dos ativos que não será amortizada durante a concessão é registrada como um Ativo Financeiro, pois existe um direito incondicional de receber caixa ou outro Ativo Financeiro diretamente do poder concedente ao final da vigência do contrato.

As concessões de transmissão antigas, outorgadas antes do ano 2000, foram renovadas partir de 1º de janeiro de 2013 em conformidade com a Lei 12.783/13 (MP 579), onde os ativos são pertencentes ao Poder Concedente e a Companhia tem direito a receita, pela operação e manutenção desses ativos. Por fim é importante ressaltar que a adesão das Companhias aos termos desta lei com a prorrogação da concessão por mais 30 anos provocou uma forte redução na RAP das empresas em 2013.

O ano de 2004 apresentou grandes desafios para as empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica: a entrada em vigor do novo marco regulatório e, principalmente, o processo de desverticalização de suas atividades de distribuição, geração e transmissão. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, proposta pelo Governo Federal e aprovada pelo Congresso Nacional, estabeleceu novas regras para o setor elétrico brasileiro. Em seus dispositivos, a Lei proíbe que uma empresa de distribuição de energia elétrica exerça atividades de geração, transmissão e venda de energia a consumidores livres, dentre outras restrições.

Nos anos seguintes, as empresas deram início ao processo de adequação à nova lei que impôs a desverticalização, principalmente para o caso das empresas públicas estaduais (CEEE, CEMIG e COPEL) que passaram a se organizar como uma *holding*, com duas subsidiárias integrais: a *holding* Distribuição S.A. e a *holding* Geração e Transmissão S.A.

Por fim é importante ressaltar que a redução na RAP verificada em 2013 decorre da adesão das Companhias aos termos da Lei nº 12.783/13 (MP nº 579), com a prorrogação da concessão por 30 anos e a remuneração a partir daquela data apenas pela operação e manutenção dos ativos existentes naquele época.

A receita anual permitida é a remuneração que as transmissoras recebem para disponibilizar o sistema ao ONS e prestar o serviço público de transmissão aos usuários.

Conforme descrito por Serrato (2006), a RAP busca fundamentalmente remunerar: os investimentos associados à construção da linha, a depreciação do equipamento e os custos de operação e manutenção, os custos de capital próprio e de terceiros, a estruturação ótima do capital, os tributos e encargos de acordo com a legislação.

Baseado no levantamento feito por Silva (2008, p. 57), a Tabela 4 demonstra que até o final de 1999 praticamente todas as concessões de manutenção e operação do SIN estavam sob a responsabilidade de apenas 10 (nove) empresas transmissoras de energia elétrica; sendo 6 (seis) pertencentes a governos estaduais e 4 (quatro) pertencentes ao governo federal. As instalações componentes da RB pertenciam as seguintes empresas:

1. Companhia Paranaense de Energia - COPEL;
2. Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE;
3. Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. - ELETROSUL;
4. FURNAS - Centrais Elétricas S.A.;
5. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE;
6. Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF;
7. Companhia Energética de Goiás - CELG;
8. Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP;
9. Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG;
10. Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S.A. – EPTE.

Tabela 4 - Participação percentual das empresas de Transmissão do Sistema Interligado Nacional por extensão das linhas em 1999*

Empresas	Extensão das linhas (Km)	Participação no SIN (%)	Proprietário (governo federal ou estadual)	Estado ou Região
CHESF	15.381	23,52	Federal	Nordeste
FURNAS	15.371	23,50	Federal	Sudeste
CTEEP/EPTE	8.125	12,42	Estadual	São Paulo
ELETRONORTE	7.497	11,46	Federal	Norte
ELETROSUL	7.155	10,94	Federal	Sul
CEMIG	4.963	7,59	Estadual	Minas Gerais
CEEE	4.662	7,13	Estadual	Rio Grande do Sul
COPEL	1.578	2,41	Estadual	Paraná
CELG	676	1,03	Estadual	Goiás
TOTAL	65.408	100,00	-	-

Fonte: Adaptado de Silva (2008, p. 57)

*Para linhas com nível de tensão igual e superior a 230kV

Ao analisar o processo de regulação no setor estudado, o ano de 1999 destaca-se pela implantação de um importante marco regulatório para o serviço público de transmissão de energia, o modelo de concorrência por meio dos leilões realizados pela ANEEL (Autarquia em regime especial, pessoa jurídica de direito público, com relevante independência em relação à União, ente que a originou) o qual permitiu com que pessoas jurídicas; nacionais ou estrangeiras; e fundos de investimentos em participação, isoladamente ou em consórcio; participassem da disputa.

A nova estratégia de licitações para outorga de concessão foi fundamental para garantir a expansão da Rede Básica do SIN, aumentando a rede de transmissão operada comercialmente pelo ONS (acima de 230kV) de 66.954 km de linhas em 1999 para 125.640 no final de 2014, um acréscimo de 58.686 quilômetros de linhas para este período. Vale destacar ainda que entre 2002, período em que as primeiras linhas licitadas entraram em operação comercial, até o ano de 2014; a partir da Tabela 5 é possível verificar um acréscimo anual médio de 4.6% das linhas disponibilizadas ao ONS para operação comercial.

Tabela 5 - Evolução do SIN entre 1999 e 2014

Ano	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Sistema Interligado* (Km)	66.954	69.034	70.033	72.506	77.642	80.008	83.049	86.229	88.898	91.928	96.995	100.179	103.362	106.479	116.768	125.640
Linhas licitadas** (Km)	758	4.495	711	1.850	1.771	3.772	3.056	3.275	1.930	10.508	3.497	1.829	4.069	6.863	9.195	5.144
Acréscimo anual do SIN (%)	-	3,1%	1,4%	3,5%	7,1%	3,0%	3,8%	3,8%	3,1%	3,4%	5,5%	3,3%	3,2%	3,0%	9,7%	7,6%

Elaboração própria

Fonte: Dados relevantes do ONS e Aneel (vários anos)

*ONS (2016), linhas com tensão igual ou superior a 230kV

**ANEEL (2016), leilões de linhas com lances vencedores.

Paralelamente ao início do processo licitatório do setor de transmissão, outro importante marco regulatório aconteceu por meio da Resolução Normativa (REN) da ANEEL n.º 166, de 31 de maio de 2000. Tal REN relacionou as instalações de transmissão componentes da Rede Básica (RB) do Sistema Interligado Nacional em operação até 31 de dezembro de 1999, enquanto que a REN da Aneel n.º 167, de 2000 definiu as receitas anuais permitidas (RAP's) dessas instalações e também das demais instalações de transmissão.

Em 2004, a ANEEL atualizou os critérios para a composição da RB, sendo composta pelas instalações do SIN com nível de tensão igual ou superior a 230 kV, enquanto a Rede Básica de Fronteira (RBF) está composta pelas unidades transformadoras de potência do SIN com tensão superior igual ou maior de que 230 kV e tensão inferior menor que 230 kV.

Após definir a composição da Rede Básica e suas respectivas RAP's a partir das instalações existentes, foram celebrados no ano de 2001 entre o ONS e as concessionárias existentes os contratos de prestação de serviço de transmissão (CPST), estabelecendo-se assim o equilíbrio econômico-financeiro inicial dos contratos com a homologação da ANEEL. Esses contratos têm as suas RAP's ajustadas anualmente pelo IGP-M e estão sujeitos a uma revisão tarifária ampla. É importante destacar ainda que essas concessões, com previsão de vencimento dos contratos inicialmente para 2015, foram prorrogadas em um polêmico processo por meio da Medida Provisória nº 579 no ano de 2012.

Dentro desse contexto, além dos contratos referentes às concessionárias existentes até 1999 conforme descrito anteriormente (primeiro tipo de concessão), há um segundo tipo de concessão. Este tipo de concessão trata das que foram licitadas até novembro de 2006, com suas RAP's sendo ajustadas anualmente pelo IGP-M com redução de 50% da RAP no 16º ano de operação, no entanto, ao contrário do primeiro, não estão sujeitas à revisão tarifária. E por

fim o terceiro, compreende as concessões leiloadas após novembro de 2006 que têm sua RAP ajustada anualmente pelo IPCA e estão sujeitas à revisão tarifária restrita. Assim como as concessões da segunda categoria, a duração desses contratos é de 30 anos após a assinatura dos contratos.

Os contratos estabelecem os termos e condições para prestação de serviços de transmissão de energia elétrica aos usuários, sob administração e coordenação do ONS. Estes contratos têm duração de 30 anos e, como função, regular as concessões da transmissão, exigindo das transmissoras vários compromissos na prestação do serviço (como empregar materiais e equipamentos de qualidade; manter instalações e métodos operativos adequados; de tal forma a garantir bons níveis de regularidade, eficiência, segurança, atualidade, cortesia, modicidade das tarifas, integração social e preservação do meio ambiente; bem como seus aprimoramentos).

As cláusulas, dentre outras coisas, estabelecem que quanto mais eficiente a empresa for na manutenção e na operação das instalações de transmissão, evitando desligamentos por qualquer razão, melhor será a sua receita. Além de definir o ONS como responsável pela administração e coordenação dos contratos, também cria critérios para aplicação de penalidades para os casos em que a fiscalização da ANEEL constatar irregularidades.

À medida que os leilões foram acontecendo, novos CPST foram celebrados, totalizando 246 contratos até dezembro de 2016, conforme demonstrado na Tabela 6. É importante informar que nesse total estão inclusos os contratos que regularizaram a situação das empresas transmissoras existentes em 1999 conforme descrito anteriormente.

Tabela 6 - Evolução dos contratos CPST celebrados entre 2000 e junho de 2016.

Período	2000-2003	2004-2007	2008-2011	2012-2015	2016	TOTAL
Nº de CPST's celebrados	29	39	87	71	20	246

Elaboração própria

Fonte: ANEEL (2016)

Ao analisar melhor o quantitativo dos contratos homologados pela ANEEL para o período compreendido desde o início dos leilões de transmissão (ano de 2000) até dezembro de 2016, é possível constatar uma nova realidade no processo de ampliações e reforços do SIN. A Figura 4 ilustra a crescente quantidade de novos contratos firmados, ano a ano, entre o ONS e as novas empresas transmissoras de energia, vencedoras dos lotes de transmissão ofertados pela ANEEL.

Assim, novas empresas foram surgindo no setor de transmissão de energia brasileiro a partir de 2000 e conseqüentemente impuseram novos desafios tanto para a ANEEL responsável por fiscalizar as empresas transmissoras quanto para o ONS responsável por operar o SIN.

Figura 4 - Evolução do número contratos CPST's celebrados entre 2000 e 2016

Elaboração própria

Fonte: ANEEL (2016)

No que diz respeito aos agentes que se encontram em condição de operação comercial, conforme listado no APÊNDICE C, em maio de 2017, 104 agentes da transmissão estavam operando comercialmente. É válido destacar ainda dois importantes fatores em relação ao número de novos entrantes com CPST até a presente data: o primeiro é o prazo de execução das obras até disponibilizar e integrar efetivamente às instalações do SIN (na maioria dos casos entre 24 e 36 meses); e o segundo é o fato de que alguns agentes como a empresa chinesa *State Grid Brazil Holding S.A* e Transmissão e a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA) ficaram responsáveis por um número significativo destes novos contratos, alguns casos envolvendo inclusive a aquisição e incorporação contratual de outros agentes.

Confirmando a tendência constatada por Silva (2008) evidenciando uma participação mais efetiva do capital privado e a entrada de novas empresas, percebe-se, portanto, uma realidade bem diferente em relação ao ano de 1999, com novas empresas integrantes do SIN formadas a partir da parceria público-privada (PPP), parcerias compostas somente pela iniciativa privada, ou ainda exclusivamente por uma única empresa privada.

Diante de um novo contrato celebrado, o principal compromisso dos antigos e novos agentes da Transmissão é construir, operar e manter as instalações licitadas; compostas basicamente por linhas de transmissão ou subestações com uma determinada potência instalada (MVA) por meio de transformadores.

2.4.2 Regulação por Incentivos e os Ciclos de Revisões Tarifárias

Em termos gerais, as metodologias utilizadas nos ciclos de revisão tarifárias para definição dos custos operacionais buscaram definir um custo operacional que refletisse um referencial de eficiência específico para cada empresa sob revisão, de tal forma que não fosse baseado no referencial de eficiência da própria empresa e assim evitar desincentivos de ganhos de eficiência. A revisão tarifária periódica compreende o reposicionamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica em nível compatível com a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, proporcionando receita suficiente para a cobertura de custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos.

A adoção dos mecanismos de incentivo¹² no Brasil teve influência principalmente do Reino Unido, um dos países pioneiros em relação à implantação destas práticas regulatórias nas redes de distribuição e transmissão. Enquanto no segmento de distribuição, a regulação por incentivos utilizou o *price cap* (preço teto), o *revenue cap*¹³ (receita permitida) foi o critério adotado pela ANEEL para regular o setor de transmissão de energia elétrica no Brasil.

Este mecanismo regulatório pode ser caracterizado como um contrato de preço fixo ou regulamentar, em um ambiente dinâmico, um mecanismo de regulação *price cap*, onde os preços se ajustam com base no preço de entrada exógena e *benchmarks* de desempenho (JOSKOW, 2008).

Deste modo, o modelo de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica estabelecido tem como objetivo estimular a eficiência na prestação do serviço e a modicidade tarifária, beneficiando os usuários do serviço. Este modelo está baseado em uma receita teto, denominada receita anual permitida (RAP).

Conforme estabelecido na Nota Técnica nº 371/2008 da ANEEL, a revisão tarifária é o instrumento regulatório por meio do qual se garante que os ganhos de eficiência empresarial sejam repassados para o consumidor, garantindo assim a modicidade tarifária.

¹² Conforme Pires (1998) os segmentos de transmissão e distribuição, caracterizados como monopólios naturais, passaram a ser regulados pelo regime tarifário *price cap*, tal como ocorreu em vários setores de infra-estrutura da Grã-Bretanha.

¹³ Variante do *price cap* aplicado sobre as receitas das concessionárias durante os processos revisionais. Neste modelo, as empresas que operam os ativos recebem receita baseada na disponibilidade da linha e demais equipamentos que compõem a transmissão e não no volume de energia transmitido no sistema. Em linhas gerais, a diferença básica do *revenue cap* para o regime *price cap* é um aumento da liberdade de discriminação de preços por parte da empresa, desde que a receita final se iguale à receita permitida pelo regulador

A realização da revisão tarifária está prevista na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, ficando sob a responsabilidade da ANEEL com o dever de realizá-la de quatro em quatro anos. Conforme a Oitava Sub Cláusula da Cláusula Sexta dos contratos de concessão:

“CLÁUSULA SEXTA – RECEITA DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO (...)

Oitava Sub Cláusula - A ANEEL procederá, após a data de assinatura deste contrato, a cada 4 (quatro) anos, a revisão periódica da receita anual permitida com objetivo de promover a eficiência e modicidade tarifária, conforme regulamentação específica.”

No primeiro e segundo ciclos o reposicionamento tarifário no primeiro e segundo ciclo foi aplicado somente para as parcelas da Rede Básica de Novas Instalações (RBNI), que correspondem às instalações autorizadas pela Aneel a partir de 2000, e da RCDM (Novas Instalações de Conexão e Demais Instalações de Transmissão), também com autorizações a partir de 2000, vigentes em 1º de julho de 2005. As parcelas relativas à Rede Básica do Sistema Existente (RBSE) e à Rede de Conexão e Demais Instalações de Transmissão Existentes (RPC) foram excluídas do processo de revisão tarifária por força da cláusula sexta do contrato de concessão, tendo suas parcelas de receita reajustadas pelo IGP-M do período.

De forma mais específica, a Nota Técnica nº 068/2006¹⁴ da ANEEL trata sobre a metodologia e critérios das revisões tarifárias periódicas (RTP's), e define a RTP como um instrumento regulatório do novo regime econômico e financeiro mediante o qual se assegura que os ganhos de eficiência empresarial se expressem em modicidade tarifária. Na revisão, as tarifas são alteradas (para mais ou para menos) segundo uma metodologia que consiste em revisar as condições de desempenho da concessionária. A receita do serviço de transmissão de energia elétrica é então reposicionada para um novo patamar de “preço máximo” de forma a expressar os ganhos de eficiência obtidos e apropriados pela concessionária ao longo dos anos que antecedem a primeira revisão tarifária contratual.

O referencial adotado, desde então, na transmissão foi o da máxima eficiência verificada. Ou seja, teve-se como referencial para a definição das tarifas os valores de custos operacionais verificados entre as empresas mais eficientes do setor.

Em relação às tarifas do serviço monopolista de transmissão de energia elétrica expressas nas Receitas Anuais Permitidas existem dois componentes fundamentais: a remuneração dos ativos necessários à prestação do serviço em questão; e os custos operacionais provenientes das

¹⁴ Nota Técnica nº 068/2006-SRT/ANEEL - Primeira Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Transmissão de Energia Elétrica do Brasil (metodologia e critérios gerais).

atividades de operação e manutenção, parcela esta que tem um novo valor ao final de cada revisão tarifária.

O resultado final das revisões tarifárias deve garantir um reposicionamento tarifário que consiste em calcular uma receita que contemple tarifas com custos operacionais eficientes e remuneração dos ativos necessários à prestação do serviço nos níveis de qualidade exigidos.

O último item ganhou importância principalmente após a Medida Provisória n.º 579, que no contexto de final de contrato das concessões redefiniu os valores de RAP. Nessas redefinições, passou-se a considerar somente os custos de operação e de manutenção uma vez que diante da renovação das concessões o empreendimento foi considerado depreciado e amortizado e com isso a parcela referente à remuneração dos investimentos deixou de ser contabilizada.

Os processos de revisão tarifária realizados pela ANEEL no segmento de transmissão se iniciaram em 2006 por meio da Audiência Pública 007/2006. Desde então, passaram-se dois ciclos de revisão tarifária¹⁵ e mais recentemente, em 2013 foi apresentado pela ANEEL as metodologias e critérios a serem aplicados no 3º Ciclo de RTP¹⁶ para o período compreendido entre 23 de junho de 2013 e 23 de junho de 2018. Outro marco importante, diz respeito à Medida Provisória n.º 579, de 2012, que tratou da renovação das concessões com metodologias similares às das primeiras revisões tarifárias.

Vale ressaltar que, por disposição contratual, a revisão das concessionárias estudadas neste trabalho ocorreu apenas no âmbito das novas instalações (NI's) autorizadas por resolução específica. Em termos gerais para as empresas “antigas”, após os cálculos dos custos operacionais totais das transmissoras e seus respectivos índices de eficiência, os custos são desagregados e a parcela referente às novas instalações são identificadas¹⁷.

No entanto, na renovação das concessões conforme Medida Provisória n.º 579/2012, a aplicação dos índices de eficiência foi feita considerando todos os ativos com concessões renovadas, ou seja, praticamente a totalidade dos ativos existentes.

O método adotado nos ciclos de Revisões Tarifárias Periódicas para o setor de transmissão brasileiro é conhecido como Análise Envolvória de Dados (*Data Envelopment Analysis*, DEA) que a partir de insumos e produtos calcula eficiências relativas entre as empresas que estão

¹⁵ Cabe aqui ressaltar o fato do reposicionamento tarifário no primeiro e segundo ciclo terem sido aplicados somente para as parcelas da Rede Básica de Novas Instalações (RBNI), que correspondem às instalações autorizadas pela Aneel a partir de 2000, e da RCDM (Novas Instalações de Conexão e Demais Instalações de Transmissão), também com autorizações a partir de 2000, vigentes em 1º de julho de 2005.

¹⁶ As diretrizes e metodologias a serem aplicadas no 3º Ciclo de RTP estão na NT n.º 196/2013-SRE/ANEEL - Terceiro Ciclo de Revisões Periódicas das Concessionárias de Transmissão de Energia Elétrica do Brasil.

¹⁷ É importante ressaltar que inicialmente, a ANEEL sempre considera todos os ativos das instalações para calcular as estimativas de eficiência.

sendo analisadas, fato que confirma um alinhamento internacional conforme demonstrado no levantamento feito por Haney e Pollitt, (2009) constatando a adoção desta técnica em diversos países como Holanda, Áustria, Bélgica, entre outros.

Os insumos considerados compreendem nos custos operacionais anualizados compostos basicamente por pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas operacionais (PMSO). Vale destacar pequenas alterações na MP nº 579 com o acréscimo do item isolado outras despesas operacionais (O), algo que foi possível devido a uma maior abertura e estratificação do balanço mensal padronizado mostrando assim uma evolução na robustez da base de dados.

Ao contrário dos insumos, os produtos da transmissão foram mantidos sem nenhuma alteração mantendo-se as seguintes variáveis de saídas: Comprimento de rede (km), Capacidade de Transformação (MVA), Quantidade de Transformadores e Quantidade de Módulos: Entrada de Linha (EL), Conexão de Transformadores (CT) e Interligação de Barras (IB). As variáveis estão descritas na Tabela 7.

Tabela 7 -Variáveis de saída da Transmissão de Energia utilizadas pela ANEEL

Produto a ser representado	Variável
Linhas de Transmissão	Y1 = Comprimento de Rede (km)
Módulos de Manobra	Y2 = Somatório dos módulos: EL, CT e IB (nº).
Módulos de Equipamentos	Y3 = Quantidade de transformadores (nº) Y4 = Capacidade Instalada de Transformação (MVA)

Fonte: Nota Técnica no 396/2009-SRE/ANEEL

Em relação ao período analisado para cálculo das eficiências em cada ciclo, percebem-se as seguintes variações: três anos na 1ª RTP, sete anos na 2ª RTP e cinco anos na renovação das concessões, mostrando que o processo durante esse período estava em fase de amadurecimento.

Em relação ao método, o modelo DEA-NDRS (*non decrease return scale* - retorno crescente de escala) foi adotado na primeira e na segunda revisão. Já na MP nº 579/2012, houve uma diferenciação importante que considerou também a economia de escopo por parte da maioria das empresas que atuam nos segmentos de transmissão e geração, adotando neste caso o DEA-CRS (*constant return scale* - retorno constante de escala). A ELETROSUL e a CTEEP foram reconhecidas concessionárias exclusivas da transmissão de energia elétrica e neste caso adotou-se o DEA-NDRS.

Em todos os ciclos nota-se que os índices de ajustes estiveram presentes e com propostas diferentes de aplicação. No primeiro ciclo, foi feito um ajuste considerando uma mediana na qual foi estipulado um valor mínimo de eficiência em 80%.

Já o segundo ciclo de RTP foi denominado DEA em dois estágios (modelo semi-paramétrico) no qual foi considerado o 2º Estágio para ajuste dos índices de eficiência considerando fatores denominados variáveis ambientais¹⁸ via análise de regressão e desta forma contemplar as especificidades de cada empresa (nível de remuneração média do trabalho, o nível de tensão das linhas e a área de atuação). Vale destacar também que os pesos atribuídos a cada quilômetro de rede no modelo foram limitados segundo estimativas acerca dos custos relativos por nível de tensão, ou seja, o modelo DEA com restrições de pesos.

O fator qualidade só esteve presente no ciclo que tratou da revisão das concessões através do indicador Perdas por Parcela Variável/Receita. Nos demais ciclos, não foi considerado¹⁹. Sobre o terceiro ciclo de revisão tarifária, em termos gerais, foi descrito pela ANEEL que os critérios e metodologias utilizados terão como base o 2º Ciclo de Revisão Tarifária. A Tabela 8 lista, de forma resumida, as principais características identificadas em cada ciclo.

Tabela 8 - Metodologia utilizada pela ANEEL nos ciclos de RTP's

Revisão Tarifária	Insumo	Produto	Período Analisado	Método DEA (1ª Etapa)	Ajuste DEA (2ª Etapa)	Fator Qualidade
1ª RTP (2007)	TOTEX (custototal)	y1,y2,y3,y4	2003 a 2005	NDRS (crescente)	Mediana Central	Não Aplicado
2ª RTP (2009)	PMS	y1,y2,y3,y4	2002 a 2008	NDRS (crescente)	2º Estágio	Não Aplicado
MP 579 (2012)	PMSO*	y1,y2,y3,y4	2007 a 2011	NDRS (crescente) CCR (constante)	Restrição aos Pesos	Perda/Receita
3ª RTP (2017)	PMS	y1,y2,y3,y4	Não realizado	NDRS (crescente)	2º Estágio	Não Aplicado

Elaboração própria

Fonte: ANEEL (2007, 2009, 2012 e 2013)

*A novidade do item outros foi possível devido a uma maior abertura e estratificação do balanço mensal padronizado das empresas.

As Figuras 5 e 6 apresentam o valor de eficiência calculado para todas as empresas transmissora nos dois ciclos de revisão tarifária e na MP nº 579/2012. É importante esclarecer que as comparações de eficiência do DEA são relativas e só terão validade dentro de cada ciclo. Por exemplo, o fato da CEMIG, na Figura 5, apresentar uma eficiência de 89% no 1º ciclo de

¹⁸ Apesar de não serem consideradas como insumo ou produto, estas variáveis afetam os custos operacionais.

¹⁹ Neste caso, vale destacar que índice de qualidade considerado na composição final da eficiência impactou significativamente o índice final. Tal fato confirma a adoção de metodologias na transmissão já utilizadas anteriormente para a distribuição de energia elétrica na metodologia de Cálculo de Fator X.

RTP não implica necessariamente que tenha se tornado menos eficiente ao apresentar 62% no 3º ciclo, no entanto, é possível afirmar que ela piorou de posição no ranking perante as demais empresas que foram avaliadas. Ou ainda, pode haver a situação que apesar de a CEMIG ter melhorado seus resultados em relação a ela mesma, teve outras empresas que obtiveram um desempenho melhor ainda.

Figura 5 - Valores básicos de Eficiência (Primeiro Estágio)

Elaboração própria

Fonte: ANEEL (2007, 2009 e 2012)

Figura 6 - Valores finais de Eficiência (Segundo Estágio)

Elaboração própria

Fonte: ANEEL (2007, 2009 e 2012)

Apesar de trazerem uma quantidade significativa de informações sobre os resultados das eficiências das empresas, é importante destacar as limitações de avaliar e tirar conclusões sobre

a evolução da eficiência e produtividade ao longo do tempo exclusivamente com os gráficos acima, uma vez que a análise é relativa e os resultados apresentados só tratam o último ano de análise das RTP. Adicionalmente, relacionar índices de eficiência obtidos com os rankings de cada ciclo pode ser uma boa contribuição para tornar os resultados mais significativos.

2.4.3 A Medida Provisória nº 579

O ano de 2012 ficou marcado pelas novas regras estipuladas pelo Governo Federal para concessões no setor elétrico. Por meio da Medida Provisória - MP nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, permitiu-se a prorrogação das concessões, desde que aceita uma série de contrapartidas do concessionário por parte do Poder Concedente. Tal Lei dispôs, entre outros aspectos, sobre o tratamento a ser dado às concessões de geração e de transmissão alcançadas pelos artigos 17, 19 e 22 da Lei nº 9.074/1995, cujo vencimento se daria entre os anos de 2015 e 2017.

Um importante marco regulatório que impactou significativamente a estrutura de negócios das companhias que tiveram que se adaptar diante da nova realidade, uma vez que as empresas passaram a ter suas receitas baseadas somente nos custos de manutenção e operação dos ativos. Ou seja, ocorreu a substituição de receitas que contemplavam remuneração, depreciação, e custos de administração, operação e manutenção por receitas que contemplam somente custos de Administração, Operação e Manutenção.

Tabela 9 - Receita Líquida por empresa (Valores em milhões de R\$)

Empresa	Tipo (Fonte de Receita)	dez/09	dez/10	dez/11	dez/12	dez/13	dez/14	dez/15	2013/2012
CEEE GT	Geração e Transmissão	720	739	762	953	736	589	543	-23%
CEMIG GT	Geração e Transmissão	3.578	3.926	4.557	4.640	5.230	7.715	7.377	13%
COPEL GT	Geração e Transmissão	1.709	1.722	2.039	2.243	2.721	2.949	2.891	21%
CTEEP	Transmissão	1.649	1.735	2.026	1.888	822	973	1.089	-56%
CHESF GT	Geração e Transmissão	4.503	5.151	4.729	5.996	4.098	2.582	3.041	-32%
ELETRONORTE GT	Geração e Transmissão	3.433	3.746	4.206	4.480	4.590	6.006	5.603	2%
ELETROSUL	Predominantemente Transmissão	724	795	845	1.151	944	1.091	1.574	-18%
FURNAS GT	Geração e Transmissão	5.974	6.450	7.049	7.265	4.292	6.182	6.368	-41%
Total das Empresas	-	22.291	24.263	26.214	28.616	23.433	28.086	28.487	-18%

Elaboração própria

Fonte: Demonstrações financeiras disponíveis da ANEEL (vários anos).

Em relação aos aspectos financeiros, a Tabela 9 apresenta a evolução da receita líquida observada até 2015 e destaca a forte queda na receita que ocorreu em 2013 para empresas que optaram pela prorrogação das concessões, com impactos que duraram nos anos seguintes.

Conforme a Figura 7, ao comparar o ano de 2013 em relação a 2012 é possível observar uma redução de 23%, 56%, 32%, 18% e 41% respectivamente nas receitas líquidas de CEEE, CTEEP, CHESF, ELETROSUL e FURNAS.

Figura 7 - Receita Líquida das Empresas nos anos de 2012 e 2013
(Variação percentual de 2013 em relação a 2012)

Elaboração própria

Fonte: Demonstrações financeiras disponíveis da ANEEL (2012 e 2013).

Em contrapartida, as concessionárias que optaram pela não renovação da concessão de geração como CEMIG e COPEL apresentaram um aumento de 13% e 21%, respectivamente, ao comparar o ano de 2013 em relação a 2012. É válido destacar também, o aumento de 2% observado para a receita líquida da ELETRONORTE, única subsidiária da Eletrobrás a apresentar uma variação positiva. Os anos 2013 e 2014 para a CEMIG GT, COPEL GT e ELETRONORTE GT foram de forte crescimento nas receitas com vendas de energia, evidenciando o impacto positivo da referida Medida Provisória nas companhias que ficaram descontratadas e tiveram a possibilidade de vender energia no mercado livre, aproveitando o alto preço da energia de curto prazo (PLD).

Influenciado pela queda de receitas das concessinárias diante do novo marco regulatório é possível verificar outro forte impacto negativo para, a queda no preço das ações do setor de energia verificada nos dois dias subsequentes ao anúncio da Medida Provisória nº 579 (ASSUNÇÃO; TAKAMATSU; BRESSAN, 2015). Fato que impactou as ações inclusive de empresas que se beneficiaram em termos de receita líquida ao não renovar as concessões de geração de energia como é o caso da GEMIG e COPEL. Os resultados apresentados na Figura

8 demonstram que, mesmo após um ano do anúncio da medida, a perda de capitais ainda mantinha seus efeitos, com quedas nas ações preferenciais da CEEE (EEEL4), CEMIG (CMIG), COPEL (CPLE6), ELETROBRÁS (ELET6) e CTEEP (TRPL4) respectivamente de 49%, 29%, 16%, 40% e 28%.

Figura 8 -Valores das ações (em R\$) nos anos 2012 e 2013
(Variação percentual de 2013 em relação a 2012)

Elaboração própria

Fonte: Econômica.

Tabela 10 - Evolução do nº de desligamentos de funcionários entre 2009 e 2015

Empresa	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CEEE GT	n.d	44	46	n.d	63	145	49
CEMIG GT	n.d	218	25	76	278	39	8
COPEL GT	n.d	175	91	86	230	38	18
CTEEP	n.d	72	95	38	137	125	107
CHESF GT	129	137	382	51	1.369	52	29
ELETRONORTE GT	n.d	35	53	71	369	43	16
ELETROSUL	109	65	134	18	198	23	9
FURNAS GT	31	35	239	464	1.067	83	20
Total	nd	781	1.065	804	3.711	548	256

Elaboração própria

Fonte: ANEEL (balanço social, vários anos)

Portanto, diante de um cenário com redução de receitas e forte queda no preço de suas ações, as empresas do setor elétrico, em geral, se viram obrigadas a aumentar esforços e ações principalmente no sentido de adequar e reduzir seus gastos operacionais. Conforme ilustrado pela Figura 9, um dos principais efeitos causados pela MP 579 na maioria das empresas afetadas é o aumento no número de desligamentos de empregados verificados nos anos seguintes ao marco regulatório. Maiores detalhes podem ser consultados na Tabela 10, com efeitos mais

intensos entre os anos de 2013 e 2014, com destaque para as subsidiárias da Eletrobrás CHESF e FURNAS, principais empresas do grupo afetadas com a Medida Provisória, impactadas pela renovação de ambos os tipos de concessões, tanto na geração como na transmissão de energia²⁰.

Figura 9 - Número de desligamentos de empregados de 2010 a 2014

Elaboração própria

Fonte: Balanço Social (ANEEL)

2.4.4 Indenização dos ativos não-depreciados da Geração e Transmissão

Outro assunto que gerou muito debate entre empresas e agentes do setor elétrico brasileiro diz respeito ao cálculo das indenizações dos ativos da geração e da transmissão. Recentemente (21/02/2017), a ANEEL aprovou por meio de reunião pública da diretoria colegiada, a metodologia para cálculo da remuneração dos ativos não-depreciados das transmissoras de energia elétrica (Ativos Reversíveis), conforme diretrizes da Portaria nº 120/2016. Nos termos da Lei nº 12.783/13 (de conversão das Medidas Provisórias nº 579/12 e 591/2012), a medida remunera os ativos reversíveis não-depreciados até 31/12/2012, quando foram antecipados os vencimentos dos contratos de concessão das transmissoras CEEE, CELG-GT, CEMIG-GT, CHESF, COPEL-GT, CTEEP, ELETRONORTE, ELETROSUL e FURNAS.

Para exemplificar é possível citar o caso de FURNAS que teve sua indenização calculada em R\$ 3,6 bilhões, sendo R\$ 2,9 bilhões referentes à transmissão e R\$ 744 milhões à geração. A Empresa optou por receber a indenização dos ativos de transmissão ao longo de 30 meses, acrescida da remuneração pelo Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC) de 5,59% real ao

²⁰ Por meio dos relatórios de administração das empresas analisadas, é possível verificar que a maioria desses desligamentos ocorreu por meio de Programas de Desligamentos Voluntários (PDV's) promovidos pelas empresas.

ano. Para os ativos de geração, optou pelo recebimento à vista de R\$ 64 milhões referentes à UHE Marimbondo e, para R\$ 680 milhões relativos à UHE Corumbá, em parcelas mensais a serem recebidas até o vencimento do contrato de concessão (2042) com correção pelo CMPC.

O valor total de receita estimada para as transmissoras é da ordem de R\$62,2 bilhões. As parcelas de receitas não pagas entre janeiro/2013 e junho/2017 (denominado custo de capital não incorporado pela Portaria nº 120/2016) foram atualizadas pelo IPCA e remuneradas pelo custo de capital próprio do segmento de transmissão, constituindo um componente financeiro. Esse financeiro apurado, por sua vez, será pago em oito anos, a partir do processo tarifário de julho de 2017, com remuneração pelo custo médio ponderado de capital (WACC) vigente. Foi calculada, ainda, a receita econômica a vigorar após julho de 2017 pela vida útil média remanescente desses ativos. A seguir, a Tabela 11 apresenta os valores anuais de remuneração por transmissora, a serem pagos até 2025.

Tabela 11 - Valores anuais de remuneração por transmissora, a serem pagos até 2025.

Concessionária	RAP Financeiro	RAP Econômico	RAP TOTAL
CEEE	188.614.526	163.962.528	352.577.054
CELG GT	50.592.845	44.109.539	94.702.384
CEMIG	232.804.421	195.608.537	428.412.957
CHESF	1.281.615.811	1.086.725.964	2.368.341.775
COPEL	171.963.983	155.415.793	327.379.776
CTEEP	936.159.013	801.995.713	1.738.154.726
ELETRONORTE	596.043.410	515.196.462	1.111.239.872
ELETROSUL	278.366.198	231.441.253	509.807.451
FURNAS	2.079.582.921	1.797.526.155	3.877.109.076

Fonte: ANEEL (2017)

Para as distribuidoras, o impacto da remuneração se dá no item referente aos custos de transmissão – o que faz com que o efeito na tarifa varie de empresa a empresa, conforme as características da concessão. Em média, o efeito estimado na receita das distribuidoras é de 7,17% para os próximos processos tarifários. Importante destacar que esse impacto se deve somente ao item “transmissão de energia elétrica”, o que não implica um reajuste dessa ordem na tarifa final, já que outros fatores afetam a tarifa de energia elétrica.

3 MÉTODO DE PESQUISA

Este capítulo apresenta uma breve discussão a respeito dos métodos de *benchmarking* seguido da metodologia selecionada neste trabalho, o método Análise Envoltória de Dados (DEA) e o Índice Malmquist. A aplicação do Índice Malmquist e seus componetes baseado no método DEA, teve como objetivo de testar as hipóteses de que o efeito da regulação por incentivos adotados pela ANEEL melhorou a eficiência relativa e a produtividade das empresas de transmissão de energia no Brasil, após a assinatura dos contratos iniciais em 2001. O período analisado é compreendido pelos anos de 2002 até 2014.

3.1 MÉTODOS PARAMÉTRICOS E NÃO-PARAMÉTRICOS

Conceitualmente, eficiência pode ser definida como o resultado máximo obtido de acordo com os fatores empregados. Conforme afirma Brunekreeft (1999) a eficiência técnica acontece quando é produzido um resultado máximo a partir de um conjunto de entradas, fato que também implica produzir um determinado nível de produção utilizando insumos em níveis mínimos. A eficiência econômica implica que a produção máxima se deu a partir de um dado custo (de oportunidade), ou que um mínimo de custos (de oportunidade) foi conseguido para um determinado nível de produção.

Os ganhos de eficiência devem ser apropriados e distribuídos de forma a garantir a sustentabilidade empresarial no longo prazo e preços adequados aos usuários. Para que seja aplicada com sucesso, os indicadores (que um órgão regulador determina para mensuração de desempenho) devem ser comparados em um *benchmarking* composto de firmas ou prestadores de serviços no âmbito global, dado que uma comparação realizada somente com dados do passado da mesma empresa, não envolve bons incentivos regulatórios.

Os testes paramétricos baseiam-se em medidas intervalares da variável dependente e a utilização deste tipo de testes exige que sejam cumpridos três pressupostos, ou requisitos: distribuição normal, homogeneidade dos dados e variáveis intervalares e contínuas. Os testes paramétricos, tal como estão concebidos, podem aplicar-se apenas em dados (medidas relativas à variável dependente) que constituem uma escala de intervalos, ou seja, têm entre si intervalos contínuos e iguais. Já os testes não paramétricos quando comparados com os testes paramétricos, requerem menos pressupostos para as distribuições. Baseiam-se em dados ordinais e nominais e são muito úteis para a análise de testes de hipóteses; são também úteis

para a análise de amostras grandes, em que os pressupostos paramétricos não se verifiquem, assim como para as amostras muito pequenas e para as investigações que envolvam hipóteses cujos processos de medida sejam ordinais (TUCKMAN, 2000).

Conforme destacado por Marques e Silva (2006), entre os métodos mais aplicados para calcular a eficiência, o método DEA e os números índices são considerados métodos não-paramétricos, enquanto que as fronteiras estocásticas (SFA) e os modelos de regressão (e. g. OLS e COLS) são paramétricos. Na Figura 10, onde o processo produtivo é caracterizado por um único *input* (x) e um único *output* (y), observa-se a diferença entre estas duas classes de métodos.

Figura 10 - Tecnologias de produção obtidas por diferentes métodos.

Fonte: Marques e Silva (2006)

Na literatura internacional é possível verificar vários estudos abordando aplicações de métodos de *benchmarking* (JASMAB; POLLIT, 2009), (HANEY; POLLITT, 2011) (KUOSMANEN et al., 2013) especialmente na determinação de custos operacionais de empresas atuantes em setores regulados de infraestrutura. De maneira mais específica, Jasmab e Pollitt (2000) realizaram um levantamento dos principais métodos de estimação de fronteira (*benchmarking*) empregados na regulação dos setores de distribuição e transmissão de energia elétrica e constataram o método DEA e o método de Fronteira Estocástica, como principais abordagens utilizadas.

Em estudos posteriores para avaliar agências reguladoras de 40 países da Europa, América Latina e Austrália, Haney e Pollitt (2009) confirmaram a tendência de utilização desses métodos (DEA, COLS, SFA) nos processos de revisão periódicas para as indústrias de gás e eletricidade, com uma preferência maior pelo DEA sobre COLS (*corrected ordinary least squares*) no setor elétrico em relação ao gás.

Em termos teóricos e estatísticos o SFA é a abordagem mais completa. Ao modelar todas as entradas e saídas relevantes e incluir explicitamente um elemento estocástico para testes estatísticos, ele pode fornecer informações adicionais sobre o significado dos principais fatores de custo e o papel da tecnologia ao longo do tempo. No entanto conforme destacado por Kuoesmanen et al. (2013) o método econométrico da SFA requer alguns pressupostos paramétricos relativos à forma funcional da fronteira de custos. Adicionalmente exemplifica o Cobb-Douglas e o *translog* como as formas funcionais mais utilizadas na literatura da SFA.

Do ponto de vista teórico, não há um método superior *a priori* e conforme estudo feito por ACCC (2012) os métodos de *benchmarking* podem apresentar vantagens e desvantagens de acordo com a situação em que são empregados.²¹ Os métodos aplicados, sofrem variações, conforme as hipóteses consideradas a respeito do tipo de dados utilizados (painel ou *cross-section*), tecnologia do setor estudado (retornos crescentes, constantes ou decrescentes de escala), forma funcional da função de produção (ou custo), distribuição de probabilidade dos coeficientes de eficiência (Normal, Gama etc.) e, principalmente, a respeito da especificação de quais variáveis serão utilizadas.

Mais recentemente, Llorca et al. (2016) destacam a dificuldade de convergência como um dos resultados frequentemente encontrados ao estimar os modelos de SFA, diante de uma função de verossimilhança fortemente caracterizada pela não-linearidade. Diante dessa dificuldade o DEA oferece uma alternativa com aplicação relativamente simples, permitindo o desenvolvimento de um indicador comparável ao longo do tempo e entre firmas e ao mesmo tempo, suficientemente flexível para contemplar as mais diversas estratégias competitivas. Dentre as principais vantagens Jamasb e Pollitt (2001) destacam o fato de não requerer especificação de uma função de custo ou produção ao mesmo tempo que permite comparações entre empresas consideradas ineficientes com empresas reais.

Segundo Mullarkey et al. (2015) a utilização do método DEA para medir o desempenho relativo dos serviços públicos de eletricidade pode ser verificada desde o início da década 80 após sua criação com Charnes et al. (1978). No Brasil, conforme descrito no capítulo 3, as abordagens envolvendo Análise Envoltória de Dados foram aplicadas tanto nos ciclos revisão tarifárias periódicas da transmissão quanto na distribuição de energia elétrica.

²¹ ACCC (2012) realizou um amplo estudo comparativo levantando vantagens e desvantagens para os seguintes métodos *benchmarking*: *Partial Performance Indicator* (PPI); Análise do número índice baseado *Total Factor Productivity* (TFP); *Econometric method* (EM); *Stochastic Frontier Analysis* (SFA); and *Data Envelopment Analysis* (DEA).

Metodologia esta com possibilidades e vantagens reconhecidas também por especialistas do BNDES. Conforme destacado por Albuquerque et al. (2013), as estimativas de eficiência geradas podem ser utilizadas para acompanhar a evolução do setor em estudo, podendo servir inclusive, em um segundo momento, para subsidiar a elaboração de instrumentos de política pública mais eficazes²². Nesse sentido, contribui com o Banco em seu objetivo final de promover ganhos de competitividade e um crescimento sustentável da indústria brasileira.

Portanto, utilizando-se de uma ferramenta baseada em DEA, o estudo de caso aqui proposto, permitirá estruturar uma avaliação sobre a evolução da eficiência e produtividade, fornecendo diagnósticos setoriais e por empresa, identificando oportunidades para as empresas reguladas assim como potenciais espaços para ação de política pública.

3.2 MÉTODO

O método DEA é uma técnica não-paramétrica com ampla aplicação na literatura acadêmica e pelos agentes reguladores (ACCC, 2012). Uma das principais vantagens da DEA é que a função de produção não precisa ser especificada. Em contraste, métodos econométricos como COLS e SFA podem ser vulneráveis a erros de especificação funcional do modelo estimado. Tanto COLS quanto SFA avaliam os escores de eficiência. COLS assume que todos os desvios da fronteira são devidos à ineficiência. SFA, por outro lado, reconhece que erros estocásticos podem contribuir para a medição de ineficiências (HANEY; POLLIT, 2009).

Com isso, com o objetivo de para avaliar a evolução da produtividade do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro foi utilizado o Índice Malmquist baseado na Análise Envoltória dos Dados (DEA), denominado método Malmquist-DEA.

3.2.1 Análise Envoltória dos Dados – DEA

O método DEA é uma ferramenta matemática baseada em programação linear que busca medir a eficiência relativa das firmas a partir da estimação do conjunto de possibilidade de produção, considerando os mesmos insumos e produtos. Suas origens estão nas obras propostas por (CHARNES et al., 1978) e (BANKER et al., 1984), tendo (FARRELL, 1957) como uma importante referência para determinar a eficiência de uma unidade produtiva aliada com uma proposta de otimização, e desde então vem sendo desenvolvido com vários avanços no modelo,

²² Neste trabalho, Albuquerque et al., ao comparar o nível de competitividade entre fabricantes de bens de capital, focando nos aspectos internos às firmas, defende que é possível ao BNDS utilizar um indicador baseado em DEA para desenho de mecanismos de incentivos mais adequados.

método e aplicação nas mais diversas áreas. Há algumas variações básicas do modelo. Pode ser “orientados nos insumos” (*input-oriented*) ou “orientados nos produtos” (*output-oriented*).

A proposta original, desenvolvida no trabalho de Charnes, Cooper e Rhodes no ano de 1978 foi chamada de CCR em homenagem aos autores ou CRS (Constant Returns to Scale) pois partem do pressuposto de retornos constantes de escala, ou seja, os *outputs* crescem com os *inputs* na mesma proporção fazendo com que a fronteira tenha um formato linear, fato que tornava o modelo limitado. Em 1984, a questão foi equacionada através do modelo BCC (Banker, Charnes e Cooper) tendo o retorno variável de escala (VRS), no qual ao variar o *input* ou o *output*, o retorno não será proporcional e dependerá de qual região de produção está sendo analisada.

A Tabela 12 apresenta a modelagem primal orientada ao *input* para os modelos CCR e BCC. Considerados como um problema de programação linear, apresentam em sua formulação: a função objetivo que deve ser otimizada e as restrições do problema referente à função objetivo.

Tabela 12 - Formulação dos modelos CCR e BCC orientado aos *inputs*

Modelo CCR (primal) orientado aos inputs	Modelo BCC (primal) orientado aos inputs
$\text{MAX} = \sum_{i=1}^m u_i \cdot y_{i0} \quad (\text{função objetivo})$	$\text{MAX P0} = \sum_{i=1}^m u_i \cdot y_{i0} + u \quad (\text{função objetivo})$
Sujeito as seguintes restrições:	Sujeito as seguintes restrições:
$\sum_{i=1}^m v_j \cdot x_{j0} = 1$	$\sum_{i=1}^m v_j \cdot x_{j0} = 1$
$\sum_{i=1}^m u_i \cdot y_{jk} - \sum_{j=1}^n v_j \cdot x_{jk} \leq 0 \text{ para } k = 1, 2, \dots, z$	$\sum_{i=1}^m u_i \cdot y_{jk} + u - \sum_{j=1}^n v_j \cdot x_{jk} \leq 0 \text{ para } k = 1, 2, \dots, z$
Onde:	Onde:
u_i = peso calculado para o produto i	u_i = peso calculado para o produto i
v_j = peso calculado para o insumo j	v_j = peso calculado para o insumo j
x_{jk} = quantidade do insumo j para a unidade k	x_{jk} = quantidade do insumo j para a unidade k
y_{jk} = quantidade do produto i para a unidade k	y_{jk} = quantidade do produto i para a unidade k
x_{j0} = quantidade do insumo j para a unidade em análise	x_{j0} = quantidade do insumo j para a unidade em análise
y_{j0} = quantidade do produto i para a unidade em análise	y_{j0} = quantidade do produto i para a unidade em análise
z = número de unidades em avaliação	z = número de unidades em avaliação
m = número de tipos de produtos	m = número de tipos de produtos
n = números de tipos de insumos	n = números de tipos de insumos
$u_i \text{ e } v_j \geq 0$	$u_i \text{ e } v_j \geq 0$ e u sem restrição de sinal

Fonte: adaptado de Almeida et al. (2006)

De acordo com Coelli et al. (1998), os modelos CCR e BCC podem seguir duas direções: para maximizar as saídas ou para minimizar as entradas. A Figura 11 ilustra as possibilidades de orientações dos modelos em relação ao insumo ou produto.

Figura 11 - Modelo de Orientação ao insumo ou ao produto

Fonte: Coelli (1998)

O método DEA utiliza-se de técnicas não-paramétricas nas quais não permitem inferência estatística com validade somente para a amostra analisada e tem como principal resultado a eficiência produtiva das unidade tomadoras de decisão (DMU), gerada a partir de múltiplas entradas e saídas, representadas neste artigo pelas empresas de transmissão em cada ano analisado, totalizando 104 DMU's na amostra. É importante salientar que as unidades devem ter autonomia para tomada de decisões.

As empresas de transmissão de energia elétrica representam o setor a ser estudado neste artigo entre os anos de 2002 e 2014 e as variáveis gerenciáveis pelas empresas são claramente seus insumos (custos operacionais), já que a mesma não pode “escolher quanto ofertar” de seu produto (transformadores de potência, linhas de transmissão e quantidade de equipamentos) e o seu aumento não depende somente de uma decisão gerencial, devendo haver antes um processo de licitação ou autorização pelo órgão regulador.

Uma premissa crucial do modelo diz respeito à hipótese do tipo de retornos de escala existente no setor em análise. Em suma, a tecnologia de uma determinada indústria pode apresentar retornos decrescentes, constantes ou crescentes de escala. No primeiro, um aumento de todos os produtos irá provocar um aumento mais que proporcional nos insumos. No segundo caso há um crescimento sempre proporcional de produtos e insumos. Por fim, no último caso, há um crescimento menos que proporcional dos insumos quando há um aumento dos produtos.

Ao se assumir um tipo de retorno de escala pode-se restringir o universo de comparação entre as empresas. Grosso modo, se for assumido que há economias de escala, empresas maiores não servirão de referência para empresas menores. O contrário iria ocorrer quando se assumir retornos decrescentes de escala, isto é, empresas menores deixarem de ser referência para as maiores.

O reconhecimento da presença de economias de escala (retornos crescentes de escala) na distribuição e transmissão foi a principal motivação para a implantação da regulação tarifária no Brasil²³. Nesse contexto, outro item importante a ser considerado em relação ao setor de transmissão no Brasil é o fato de que algumas empresas possuem atividades nos segmentos de geração e transmissão, permitindo o compartilhamento de uma série de custos²⁴ entre os dois segmentos. Isso pode levar à conclusão que transmissoras que atuam nos dois segmentos podem apresentar economias de escopo em função do compartilhamento de custos entre as atividades de geração e transmissão e, assim, obter uma vantagem comparativa em relação às empresas que não têm tal compartilhamento.

Após a criação do modelo desenvolvido por Charnes et al. (1978) paralelamente ao início das aplicações DEA, a noção econômica do retorno de escala foi intensamente estudada no âmbito da Análise Envoltória dos Dados (SEIFORD; ZHU, 1999)²⁵. Nesse sentido, os resultados da análise RTS passaram a serem constantemente utilizados para caracterizar os diferentes modelos e indicar a fronteira de eficiência mais apropriada para modelagem DEA.

Portanto, baseando-se em Zoe (2003), com o objetivo de confirmar a melhor fronteira a ser aplicada para os estudos de comparações entre as empresas, foram feitas as estimativas dos retornos de escala.

Nesse estudo, inicialmente foram calculados os valores de eficiência para o modelo retorno constante (CCR) e crescente de escala (IRS) aliado às estimativas dos retornos de escala para as DMU's analisadas. Diante dos resultados RTS encontrados aliado ao fato de não ter sido encontrado diferenças entre os modelos para as empresas exclusivas do setor de transmissão no período analisado, a hipótese de retorno constante de escala mostrou-se a mais coerente para o

²³ Ver, por exemplo, o relatório da COOPERS & LYBRAND. Relatório Consolidado Etapa IV-1. Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Brasília, jun. 1997. Nesse contexto, quando houver um crescimento dos ativos de transmissão, os custos crescerão numa proporção menor que os ativos.

²⁴ Nota Técnica nº 383/2012-SRE/ANEEL. Benchmarking dos Custos Operacionais das Concessionárias de Transmissão de Energia Elétrica. Custos exemplificados na Nota Técnica com implicações sobre a análise dos ganhos de escala: custos contábeis, recursos humanos, diretorias de administração, regulação, etc.

²⁵ Neste trabalho Seiford e Zhu (1999) realizam uma discussão detalhada das estimativas RTS em relação aos modelos DEA orientado aos insumos.

grupo de 8 empresas analisadas²⁶. Portanto, para estimar o do Índice de Malmquist-DEA foi adotada a premissa do retorno constante de escala (CCR) eliminando assim possíveis problemas de comparações entre empresas, uma vez que não há restrições quanto ao universo de comparação.

3.2.2 Índice Malmquist

Partindo da ideia original de Malmquist (1953), primeiro a medir as mudanças de produtividade abordando os aspectos econômicos de consumo, e tendo como base a medida de eficiência proposta por Farrel (1954), Färe et al. (1994) construiu o índice Malmquist-DEA (IM) por meio da média geométrica de duas funções de distância desenvolvidas por Caves et al (1982), onde a primeira utiliza como referência à fronteira do período t (1) e a segunda, a fronteira do período $t+1$ (2). Neste caso a fronteira diz respeito à tecnologia nos períodos t e $t+1$, com orientação ao produto.

$$(1) \frac{D_o^t(x_o^{t+1}, y_o^{t+1})}{D_o^t(x_o^t, y_o^t)}$$

$$(2) \frac{D_o^{t+1}(x_o^{t+1}, y_o^{t+1})}{D_o^{t+1}(x_o^t, y_o^t)}$$

Suponha-se que temos uma função de produção no período de tempo t , bem como no período $t + 1$. O cálculo de índice de Malmquist requer duas medidas de período único e duas medidas de período. As duas medidas de período único podem ser obtidas utilizando o modelo CCR DEA (CHARNES et al., 1978):

$$\begin{aligned} (1) D_o^t(x_o^t, y_o^t) &= \text{minimizar } D_o \\ \text{Sujeito a} & \\ \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij}^t &\leq D_o x_{io}^t, \quad i = 1, 2, 3, \dots, m, \\ \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj}^t &\geq y_{ro}^t, \quad r = 1, 2, 3, \dots, s, \\ \lambda_j &\geq 0, j = 1, 2, \dots, n \end{aligned}$$

²⁶ Uma amostra pequena de empresas (como é o caso) pode enviesar para maior a estimativa de eficiência das empresas maiores. Em outras palavras, a fronteira de eficiência para empresas grandes pode ser subestimada nesse caso. Para evitar tal viés, conforme descrito na Nota Técnica no 266/2015–SRM/ANEEL, a ANEEL adotou em todos os estudos de *benchmarking* a premissa de retornos não-decrescentes (crescentes ou constantes) de escala.

Onde x_{io}^t é a i -ésima entrada e y_{ro}^t é a r -ésima saída para DMU $_o$ no período t . A eficiência $D_o^t(x_o^t, y_o^t) = mD_o^*$ determina a quantidade pela qual as entradas observadas podem ser proporcionalmente reduzidas, enquanto ainda produz o dado nível de saída. Usando $t + 1$ em vez de t para o modelo acima, obtemos $D_o^{t+1}(x_o^{t+1}, y_o^{t+1})$, o escore de eficiência técnica para DMU $_o$ no período $t + 1$.

A primeira das medidas do período misto, que é definida como $D_o^t(x_o^{t+1}, y_o^{t+1})$ para cada DMU $_o$, o $E Q = Q = 1, 2, 3, \dots, n$ é calculado como o valor ótimo para o seguinte problema de programação linear:

$$\begin{aligned} (2) D_o^t(x_o^{t+1}, y_o^{t+1}) = \text{minimizar } D_o \\ \text{Sujeito a} \\ \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij}^t \leq D_o x_{io}^{t+1}, \quad i = 1, 2, 3, \dots, m, \\ \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj}^t \geq y_{ro}^{t+1}, \quad r = 1, 2, 3, \dots, s, \\ \lambda_j \geq 0, \quad j = 1, 2, \dots, n \end{aligned}$$

Da mesma forma, a outra medida do período misto, $D_o^{t+1}(x_o^t, y_o^t)$, que é necessário na computação do índice de produtividade Malmquist orientado a entrada, é o valor ótimo para o seguinte problema linear:

$$\begin{aligned} (3) D_o^{t+1}(x_o^t, y_o^t) = \text{minimizar } D_o \\ \text{Sujeito a} \\ \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij}^{t+1} \leq D_o x_{io}^t, \quad i = 1, 2, 3, \dots, m, \\ \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj}^{t+1} \geq y_{ro}^t, \quad r = 1, 2, 3, \dots, s, \\ \lambda_j \geq 0, \quad j = 1, 2, \dots, n. \end{aligned}$$

Segundo Fare et al. (1992), o índice de produtividade de Malmquist orientado aos insumos, que mede a mudança de produtividade de uma particular DMU $_o$, $o \in Q = \{1, 2, \dots, n\}$, no tempo $t+1$ e t é dado por:

$$IM = \sqrt{\left(\frac{D_o^t(x_o^{t+1}, y_o^{t+1})}{D_o^t(x_o^t, y_o^t)} \cdot \frac{D_o^{t+1}(x_o^{t+1}, y_o^{t+1})}{D_o^{t+1}(x_o^t, y_o^t)} \right)}$$

Pode-se ver que a medida acima é realmente a média geométrica de dois índices de produtividade de Malmquist de Caves et al. (1982). Assim, seguindo Caves et al. (1982), Fare

et al. (1992) definem que $IM > 1$ indica ganho de produtividade; $IM < 1$ indica perda de produtividade; e $IM = 1$ significa nenhuma mudança na produtividade do tempo t para $t+1$.

De maneira alternativa, Fare et al. (1992) demonstram o índice de produtividade de Malmquist em dois componentes:

$$IM = \frac{D_o^{t+1}(x_o^{t+1}, y_o^{t+1})}{D_o^t(x_o^t, y_o^t)} \sqrt{\left(\frac{D_o^t(x_o^{t+1}, y_o^{t+1})}{D_o^{t+1}(x_o^{t+1}, y_o^{t+1})} \cdot \frac{D_o^t(x_o^t, y_o^t)}{D_o^{t+1}(x_o^t, y_o^t)} \right)} = ETxVT$$

sendo:

$$ET = \frac{D_o^{t+1}(x_o^{t+1}, y_o^{t+1})}{D_o^t(x_o^t, y_o^t)}$$

$$VT = \sqrt{\left(\frac{D_o^t(x_o^{t+1}, y_o^{t+1})}{D_o^{t+1}(x_o^{t+1}, y_o^{t+1})} \cdot \frac{D_o^t(x_o^t, y_o^t)}{D_o^{t+1}(x_o^t, y_o^t)} \right)}$$

O primeiro componente ET mede a mudança de eficiência técnica. O segundo VT (variação tecnológica) mede a mudança da fronteira tecnológica entre o período de tempo t e $t+1$. Fare et al. (1992, 1994a) indicam que um valor de VT maior do que um indica uma mudança positiva ou progresso técnico, um valor de VT inferior a um indica um desvio negativo ou regressão técnica e o valor de VT igual a um indica que não há mudança de tecnologia fronteira.

3.2.3 Exemplos de aplicação do Índice Malmquist

Com o objetivo de aplicar os conceitos apresentados na seção anterior, são demonstrados 2 (dois) exemplos de aplicação do Índice Malmquist e suas decomposições (ganhos de eficiência e evolução de tecnologia). Similarmente ao exemplo apresentado por Sé (2014) para algumas empresas distribuidoras no Brasil, são apresentadas aplicações para empresas de transmissão. Em todos os exemplos serão consideradas 8 empresas transmissoras tendo como insumo os Custos Operacionais (*Operacional Expenditure - Opex*) e como produtos a extensão da linha (Km), a potência em MVA, o número de módulos.

3.2.4 Exemplo 1: 2º Ciclo de Revisão Tarifária das Transmissoras (2009)

O primeiro exemplo é referente ao período de 2002 a 2007, e tem como base as informações contidas Nota Técnica (NT) nº 396/2009 - SRE/ANEEL, referente ao Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Transmissão de Energia Elétrica do Brasil, tendo como um dos seus principais objetivos, estabelecer o *Benchmarking* dos custos operacionais

das empresas em questão. Conforme pode ser verificado na Tabela 13, a NT considera, como insumo, os custos operacionais (*Operational Expenditure - Opex*) e, como produtos, a extensão da linha (Km), a potência em MVA e o número de módulos. .

Tabela 13 - Dados das empresas transmissoras: Exemplo 1 - 2º Ciclo de RTP

Empresa	Ano	Opex	Rede	Nº	Potência	Ano	Opex	Rede	Nº	Potência
		(R\$)	(km)	Módulos	(MVA)		(R\$)	(km)	Módulos	(MVA)
		X1	Y1	Y2	Y3		X1	Y1	Y2	Y3
CEEE	2007	126,10	6.289	950	7.093	2004	90,14	6.248	915	6.993
CEMIG	2007	134,45	5.958	544	14.644	2004	123,64	5.946	525	14.644
CHESF	2007	490,90	20.141	1.773	30.899	2004	389,86	20.092	1.678	28.289
COPEL	2007	103,12	7.251	1.118	20.268	2004	143,60	7.150	1.076	18.343
CTEEP	2007	336,98	18.578	2.144	51.887	2004	669,00	18.301	1.959	46.509
ELETRONORTE	2007	391,73	7.875	606	15.249	2004	315,38	7.795	578	14.409
ELETROSUL	2007	270,25	10.776	582	22.438	2004	210,05	10.650	491	17.800
FURNAS	2007	747,76	19.120	787	73.805	2004	477,13	18.478	726	67.362
CEEE	2006	112,18	6.283	939	7.068	2003	106,72	6.248	914	6.993
CEMIG	2006	163,17	5.946	541	14.644	2003	129,87	5.940	512	14.419
CHESF	2006	367,49	20.141	1.746	30.339	2003	389,86	20.092	1.653	27.889
COPEL	2006	124,93	7.172	1.103	19.818	2003	114,68	7.150	1.075	18.343
CTEEP	2006	679,53	18.534	2.070	49.203	2003	579,03	18.274	1.936	45.759
ELETRONORTE	2006	343,41	7.795	591	14.409	2003	277,46	7.650	570	14.316
ELETROSUL	2006	257,73	10.719	559	20.848	2003	176,64	10.639	470	17.576
FURNAS	2006	665,66	19.120	779	72.305	2003	404,37	18.570	724	67.362
CEEE	2005	104,30	6.271	922	6.993	2002	106,72	6.248	914	6.993
CEMIG	2005	148,41	5.946	529	14.644	2002	129,87	5.940	512	14.419
CHESF	2005	418,62	21.140	1.702	29.089	2002	389,86	20.092	1.653	27.889
COPEL	2005	125,95	7.170	1.088	19.068	2002	114,68	7.150	1.075	18.343
CTEEP	2005	669,99	18.301	1.972	46.509	2002	579,03	18.274	1.936	45.759
ELETRONORTE	2005	340,91	7.795	582	14.809	2002	277,46	7.650	570	14.316
ELETROSUL	2005	215,90	10.703	528	18.070	2002	176,64	10.639	470	17.576
FURNAS	2005	598,22	19.120	759	70.295	2002	404,37	18.570	724	67.362

Fonte: Nota Técnica nº 396/2009 - SRE/ANEEL (2009)

O índice de produtividade médio anual destas transmissoras no período compreendido entre 2002 e 2007, obtido por meio do Índice Malmquist e suas decomposições, está apresentado na Figura 12.

Figura 12 -Resultados do Índice de Malmquist e suas decomposições - Exemplo 1

Fonte: Elaboração própria

Os resultados encontram-se dispostos na Tabela 14, nos quais os valores positivos implicam em ganhos de produtividade, enquanto que valores negativos implicam em perdas de produtividade. Os resultados demonstram que, no período analisado, as empresas transmissoras tiveram um ganho de produtividade médio de 0,2%. Ao analisar as decomposições do IM, é possível verificar um deslocamento da fronteira em relação aos avanços tecnológicos apresentando ganhos de 5,1%, no entanto, com uma perda na eficiência técnica de 4,1%.

Tabela 14 - Produtividade Média Anual (2002 - 2007)

Transmissoras	IM	ET	VT
CEEE	2,0%	-3,0%	5,8%
CEMIG	-4,2%	-6,7%	4,6%
CHESF	-5,9%	-7,6%	3,7%
COPEL	7,1%	0,0%	7,1%
CTEEP	18,4%	10,7%	5,4%
ELETRONORTE	-4,6%	-7,1%	3,7%
ELETROSUL	-8,3%	-10,4%	2,9%
FURNAS	-2,7%	-8,8%	7,3%
Média	0,2%	-4,1%	5,1%

Fonte: Elaboração própria

3.2.5 Exemplo 2: Receita da Transmissão nos Termos da MP nº 579 (2012)

O segundo exemplo, referente ao período de 2007 a 2011, considera como insumo os custos operacionais (*Opex*) e como produtos a extensão da linha (Km), a potência em MVA e o número de módulos, conforme dados da Tabela 15.

Tabela 15 - Dados das Transmissoras analisadas - Exemplo 2 - MP nº 579 (2012)

Empresa	Ano	<i>Opex</i>	Rede	Nº	Potência	Ano	<i>Opex</i>	Rede	Nº	Potência
		(R\$)	(km)	Módulos	(MVA)		(R\$)	(km)	Módulos	(MVA)
		X1	Y1	Y2	Y3		X1	Y1	Y2	Y3
CEEE	2011	126,10	6.289	950	7.093	2008	90,14	6.248	915	6.993
CEMIG	2011	134,45	5.958	544	14.644	2008	123,64	5.946	525	14.644
CHESF	2011	490,90	20.141	1.773	30.899	2008	389,86	20.092	1.678	28.289
COPEL	2011	103,12	7.251	1.118	20.268	2008	143,60	7.150	1.076	18.343
CTEEP	2011	336,98	18.578	2.144	51.887	2008	669,00	18.301	1.959	46.509
ELETRONORTE	2011	391,73	7.875	606	15.249	2008	315,38	7.795	578	14.409
ELETROSUL	2011	270,25	10.776	582	22.438	2008	210,05	10.650	491	17.800
FURNAS	2011	747,76	19.120	787	73.805	2008	477,13	18.478	726	67.362
CEEE	2010	112,18	6.283	939	7.068	2008	106,72	6.248	914	6.993
CEMIG	2010	163,17	5.946	541	14.644	2007	129,87	5.940	512	14.419
CHESF	2010	367,49	20.141	1.746	30.339	2007	389,86	20.092	1.653	27.889
COPEL	2010	124,93	7.172	1.103	19.818	2007	114,68	7.150	1.075	18.343
CTEEP	2010	679,53	18.534	2.070	49.203	2007	579,03	18.274	1.936	45.759
ELETRONORTE	2010	343,41	7.795	591	14.409	2007	277,46	7.650	570	14.316
ELETROSUL	2010	257,73	10.719	559	20.848	2007	176,64	10.639	470	17.576
FURNAS	2010	665,66	19.120	779	72.305	2007	404,37	18.570	724	67.362
CEEE	2009	104,30	6.271	922	6.993					
CEMIG	2009	148,41	5.946	529	14.644					
CHESF	2009	418,62	21.140	1.702	29.089					
COPEL	2009	125,95	7.170	1.088	19.068					
CTEEP	2009	669,99	18.301	1.972	46.509					
ELETRONORTE	2009	340,91	7.795	582	14.809					
ELETROSUL	2009	215,90	10.703	528	18.070					
FURNAS	2009	598,22	19.120	759	70.295					

Fonte: Nota Técnica nº 396/2009 - SRE/ANEEL

O índice de produtividade médio anual destas transmissoras no período compreendido entre 2007 e 2011, obtido por meio do Índice Malmquist e suas decomposições estão apresentados na Figura 13.

Figura 13 - Resultados do Índice de Malmquist com decomposições (Exemplo 2)

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 16 apresenta os ganhos/perdas médias de produtividade do setor para o período de 2007 a 2011, sendo que os valores positivos implicam em ganhos de produtividade e os valores negativos implicam em perdas de produtividade. Os resultados demonstram que, no período analisado, as empresas transmissoras tiveram uma perda de produtividade média de 3,8 %. Ao analisar as decomposições do IM, é possível verificar um deslocamento da fronteira em relação aos avanços tecnológicos apresentando perdas de 6,2%, no entanto, com um ganho na eficiência técnica de 3,4%.

Tabela 16 - Produtividade Média Anual (2007 - 2011)

Transmissoras	IM	ET	VT
CEEE	-4,9%	7,3%	-8,3%
CEMIG	3,9%	10,8%	-6,0%
CHESF	-8,3%	-1,9%	-5,6%
COPEL	-16,6%	-11,0%	-7,9%
CTEEP	6,6%	12,5%	-4,4%
ELETRONORTE	-2,4%	3,9%	-5,6%
ELETROSUL	-3,8%	3,4%	-5,4%
FURNAS	-4,9%	1,9%	-6,0%
Média	-3,8%	3,4%	-6,2%

Fonte: Elaboração própria

3.3 DADOS, VARIÁVEIS E EMPRESAS ESTUDADAS

Ao analisar as redes de energia, em especial o setor de transmissão de energia elétrica, Joskow (2013) destaca a diversidade de variáveis e fatores que exercem influência nas redes de transmissão²⁷ e ao comparar países cita o exemplo da falta de padronização de onde a rede de transmissão termina e a rede de distribuição começa. No Reino Unido a rede de transmissão inclui elementos de rede que funcionam a 270 kV e acima; nos EUA e França, acima de 60kV. Dentro do conceito de Transmissão do modelo setorial atual brasileiro, as redes de transmissão abrangem linhas e subestações em 230 kV e acima sob coordenação do ONS.

Conforme Colen (2013), a seleção das variáveis de entrada e saída tem um papel crucial nas aplicações DEA realizadas para medir as eficiências das unidades de tomada de decisão (DMU's). Nesse sentido, Jasmab e Polit (2001) realizaram um estudo considerando 26 trabalhos que permitiram estabelecer comparações entre os países analisados, em especial para as redes de distribuição, verificando além da utilização da metodologia DEA, a presença do OPEX (Operating Expenditure) como variável de entrada em vários trabalhos. Mais recentemente, o levantamento feito por ACCC (2012) confirmaram o aumento aplicações de benchmarking considerando as despesas operacionais (opex) e as despesas de capital (capex) em muitos países da Organização de Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) principalmente para as áreas de distribuição de eletricidade e gás.

As variáveis gerenciáveis pela empresa transmissora de energia são claramente seus insumos (custos operacionais). Desde a implantação dos leilões da transmissão no Brasil principalemnte a partir do ano 2000, o aumento dos seus produtos²⁸ não depende somente de uma decisão gerencial, devendo haver antes um processo de licitação ou autorização pelo órgão regulador²⁹.

Neste caso, optou-se por trabalhar somente com o *opex*, na medida em que este oferece uma medida de custo mais homogênea, evitando as diferenças nos custos totais induzidas por gastos de investimento (*capex*)³⁰ irregulares da firma em períodos curtos de tempo.

²⁷ Segundo Joskow (2013) a composição de uma rede de transmissão depende de muitas variáveis: distribuição de geradores e a carga, a densidade populacional, a topografia geográfica, os atributos e a idade dos componentes da rede herdada e restrições ambientais que afetam a localização de novas linhas, subestações etc....

²⁸ Exemplos dos “produtos” da transmissão licitados pela ANEEL: transformadores de potência, linhas de transmissão, conjunto de equipamentos de manobras e medição, compensação de reativos (compensador estático, bancos de capacitores) etc.

²⁹ Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL. *Benchmarking* dos Custos Operacionais das Concessionárias de Transmissão de Energia Elétrica.

³⁰ Adicionalmente a facilidade na disponibilidade de dados oficiais sobre os Custos Operacionais para o período analisado não é encontrada em relação ao CAPEX.

Conforme demonstrado no APÊNDICE D (Painel de Dados das empresas estudadas) os custos operacionais³¹ em reais (R\$) foram considerados como insumo (entrada), enquanto que como produtos (saídas), foram considerados a extensão de rede (linhas de transmissão em Km), o MVA instalado e a quantidade de módulos. Esse último corresponde à soma dos módulos “Entrada de Linha” (EL), “Conexão de Transformadores” (CT) e “Interligação de Barramentos” (IB). A Tabela 17 apresenta as variáveis de entrada e saída utilizadas.

Tabela 17 - Variáveis de entrada e saída do modelo DEA.

Produto ou Insumo a ser representado	Variável
Custos Operacionais (produto)	X1 = Custos Operacionais (<i>Opex</i>)
Linhas de Transmissão (produto)	Y1 = Comprimento de Rede (km)
Módulos de Manobra (produto)	Y2 = Somatório dos módulos: EL, CT e IB.
Potência Instalada (produto)	Y3 = Capacidade Instalada de Transformação (MVA)

No entanto, em relação aos custos operacionais, embora haja disponibilidade de informações contábeis para o mesmo período anteriormente citado, verificam-se algumas dificuldades no tratamento dos dados. No entanto, para garantir o tratamento apropriado para a variável de entrada, os custos operacionais foram ajustados na mesma base de tempo, nesse caso, todos os valores foram referidos a dezembro de 2014.

Um outro fator determinante diz respeito à disponibilidade das informações sobre as variáveis de entrada e saída. Neste estudo, a análise foi feita considerando os dados disponibilizados oficialmente pela ANEEL para o período de análise, compreendido entre os anos de 2002 e 2014, levando em conta os ativos físicos e os custos de O&M. As informações utilizadas nesta pesquisa foram estruturadas na forma de Dados em Painel obtidas por meio das notas técnicas: NT ANEEL 266/2015, NT ANEEL 383/2012 e NT ANEEL 396/2009.

Para representar o setor de transmissão de energia elétrica no Brasil, este estudo selecionou as seguintes empresas transmissoras: CEEE-GT, CTEEP, CEMIG-GT, ELETRONORTE, CHESF-GT, ELETROSUL, COPEL-GT e FURNAS, empresas tradicionais do setor elétrico brasileiro que tiveram praticamente 100 % de suas concessões de transmissão renovadas com a Medida Provisória nº 579, em 2012. Estas transmissoras possuem seus ativos instalados em todos os estados brasileiros e são fortemente caracterizadas como Monopólios Naturais.

Depois de mais 15 anos após o início das licitações, período que praticamente dobrou a quilometragem de linhas de transmissão em operação comercial no Brasil (de 2000 a 2015), as

³¹ Denominado aqui *Opex*, em inglês, *Operational Expenditure*.

empresas existentes anteriores a 1999 continuam sendo fundamentais para a operação do sistema de transmissão brasileiro. Conforme demonstrado na Tabela 18, as empresas selecionadas começaram o ano de 2015 com a responsabilidade de operar e manter quase 60% das linhas de transmissão em operação; enquanto que no caso da potência instalada em MVA e disponível para operação comercial para o mesmo período, a participação é ainda mais significativa, com 88,98% da potência total instalada (uma participação significativa no mercado da transmissão de energia elétrica) .

Tabela 18 - Participação percentual das empresas selecionadas para estudo no mercado de transmissão de energia no Brasil em 2014 .

Empresas	Capacidade instalada de Transformação (MVA)	Participação no SIN Potência Instalada (%)	Extensão das linhas (Km)	Participação no SIN Extensão de linhas (%)
FURNAS	88.623	29,07	18.669	14,86
CTEEP	51.516	16,90	8.384	6,67
CHESF	43.371	14,23	19.221	15,30
ELETROSUL	28.066	9,21	8.130	6,47
ELETRONORTE	21.100	6,92	8.616	6,86
CEMIG	17.041	5,59	4.910	3,91
COPEL	12.237	4,01	2.065	1,64
CEEE	9.281	3,04	4.772	3,80
Subtotal Empresas	271.235	88,98	74.767	59,51
Total SIN	304.843	100,00	125.640	100,00

Elaboração própria

Fonte: MP nº579/2012-ANEEL e Dados Relevantes do ONS (2014)

De maneira complementar, em termos de contratos homologados pela ANEEL, percebe-se uma participação direta em 33,62 % dos contratos, no entanto, somado com a participação indireta de 24,14% na qual as empresas antigas participam como acionistas dentro de Sociedades de Propósito Específico que venceram leilões, esse valor chega a 57,76%, conforme pode ser visto com mais detalhes na Tabela 19.

Tabela 19 - Participação das concessionárias não-licitadas prorrogadas no número de CPST

Grupos de Empresas/Consórcios	Nº de CPST homologados pela ANEEL (Quantidade)	Participação no total de CPST's (%)	Classificação das concessionárias (Tipo)
CHESF	27	11,64	Não licitada prorrogada
CEEE	2	0,86	Não licitada prorrogada
CELG	2	0,86	Não licitada prorrogada
CEMIG	2	0,86	Não licitada prorrogada
COPEL	12	5,17	Não licitada prorrogada
CTEEP	1	0,43	Não licitada prorrogada
ELETRONORTE	12	5,17	Não licitada prorrogada
ELETROSUL	12	5,17	Não licitada prorrogada
FURNAS	8	3,45	Não licitada prorrogada
Subtotal (empresas existentes antes das licitações)	78	33,62	Não Licitadas Prorrogadas
Consórcios com participação das empresas antigas	56	24,14	Licitadas
Empresas/Consórcios sem a participação das empresas antigas	96	41,38	Licitadas
Demais Empresas (AFLUENTE T e EVERACY)	2	0,86	Não Licitadas e Não Prorrogadas
TOTAL	232	100,00	

Elaboração própria

Fonte: ANEEL (junho 2016)

Num país com a dimensão do Brasil e um sistema de transmissão cada vez mais complexo, após a contextualização até o presente momento, fica claro como as empresas transmissoras “tradicionais” ainda possuem um importante papel no setor e podem contribuir de maneira decisiva para atingir a confiabilidade e robustez desejada do SIN.

De maneira resumida, a Análise Envoltória dos dados (DEA) permite estimar um índice a partir da comparação da empresa em análise com uma Fronteira de Eficiência construída com base nas empresas consideradas mais eficientes do setor. No entanto, antes de estimar os valores de eficiência, é fundamental definir qual a hipótese a respeito do tipo de retorno de escala do setor de transmissão e qual a orientação: aos insumos ou saídas.

Nesse trabalho, as eficiências das empresas transmissoras foram estimadas para dois modelos³²: o modelo de retorno constante de escala (CCR) e o modelo de retorno crescente de escala (IRS ou NDRS), ambos orientados aos insumos. O primeiro considera retornos constantes de escala para calcular as eficiências das empresas que atuam de forma representativa nos segmentos de geração e transmissão e será denominado Modelo 1 (CEEE,

³² Conforme NT 382/2012 o modelo IRS (retorno crescente) foi aplicado para CTEEP e ELETROSUL, consideradas exclusivas do segmento de transmissão e CRS (retorno constante) para as demais.

CEMIG, COPEL, CHESF, ELETRONORTE e FURNAS). O segundo modelo é utilizado para calcular as eficiências das empresas predominantemente da transmissão de energia (ELETROSUL e Cteep), ou seja, não há ganhos de escopo em função da atuação em mais de um segmento.

Assim, após realizar uma análise prévia das eficiências obtidas para ambos os modelos em relação às características monopolísticas do setor de transmissão, é possível garantir coerência no modelo a ser adotado para calcular o Índice Malmquist e seus componentes.

3.3.1 CEEE³³

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT é uma das empresas pertencentes ao Grupo CEEE, é concessionária do serviço público de geração e transmissão de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Sul, sociedade de economia mista originada do processo de reestruturação societária, efetuado em novembro de 2006. Tem como maior acionista a Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações (CEEE-Par), que, por sua vez, tem o Estado do Rio Grande do Sul como acionista majoritário.

A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, proposta pelo Governo Federal e aprovada pelo Congresso Nacional estabeleceu novas regras para o Setor Elétrico Brasileiro. Em seus dispositivos, a Lei proíbe que uma empresa de distribuição de energia elétrica exerça atividades de geração, transmissão e venda de energia a consumidores livres, dentre outras restrições. A CEEE, como empresa verticalizada, exercia as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica precisando, portanto, se adequar à nova Lei para continuar atuando no setor.

O novo modelo societário adotado compreendeu a criação de uma empresa *holding* denominada Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE - Par, com duas controladas: a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE - GT e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE - D, permanecendo o Governo do Estado do Rio Grande do Sul com o controle acionário e o poder de gestão de todas as empresas oriundas do processo de reestruturação.

A CEEE-GT produz cerca de 19% da energia hidrelétrica gerada no Rio Grande do Sul. O Parque Gerador da CEEE- GT possui uma potência instalada de 909,9 MW, atinge uma

³³ As principais informações deste tópico foram extraídas do relatório anual das Demonstrações Financeiras Padronizadas 2016 da CEEE GT (Dezembro 2016 e 2015), disponível em: <http://ri.ceeec.com.br/Default.aspx?codPagina=283>.

potência total de 1.267,27 MW, distribuídos nas usinas do Sistema Jacuí, do Sistema Salto, em nove Pequenas Centrais Hidrelétricas, além de participações em projetos em parcerias público/privada (Participações Societárias da CEEE-GT possui participação societária em 14 empreendimentos de Geração³⁴). A energia produzida pelas usinas destina-se ao suprimento do Sistema Integrado Nacional (SIN), com os clientes situados em empresas de distribuição, consumidores do mercado livre, comercializadoras e geradoras.

Na área de Transmissão, no final do ano de 2016, a CEEE-GT disponibilizou ao sistema elétrico interligado 6.073 km de linhas de transmissão (5.902 próprios e 171 com contrato de O&M) e, através da operação de 68 subestações (54 próprias, 2 com cessão de uso, 10 compartilhadas e 2 com contrato de O&M), totalizando uma potência instalada de 9.925 MVA. Seus principais clientes são as concessionárias de distribuição que atuam no Estado, as Empresas de geração, e 11 consumidores livres. Possui também participação³⁵ nas seguintes Sociedades de Propósitos Específicos (SPE's): Transmissora Sul Litorânea de Energia (TSLE), Transmissora de Energia Sul-Brasil LTDA (TESB) e Fronteira Oeste Transmissora de Energia (FOTE).

Por meio da Lei Federal nº 12.783/2011, a CEEE-GT prorrogou por 30 anos a concessão de 12 usinas de seu parque gerador. A energia destes empreendimentos, totalizando 233 MW médios, foi alocada na forma de Cotas de Garantia Física e Potência às distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN, sendo a Companhia remunerada pela operação e manutenção destas usinas.

A Tabela 20 demonstra a evolução de alguns dados financeiros para o período compreendido entre 2002-2015. Além da receita líquida, é possível observação a receita proveniente da disponibilização do sistema de transmissão e os investimentos realizados tanto em ativos próprios quanto para as SPE's.

Tabela 20 - Informações Financeiras CEEE GT

Dados Financeiros	2002	2003	2004	2005	2006	2007 ³	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Receita Líquida (R\$ Milhões) ¹	1.225,0	1.503,8	1.662,0	1.877,7	1.670,9	551,5	597,6	660,3	745,3	762,5	952,9	735,5	671,0	661,3
Disp do Sistema Transmissão (R\$ Milhões) ¹	174,0	234,0	291,7	340,1	350,2	383,1	408,0	438,7	456,2	505,6	553,7	232,3	277,8	351,4
EBTIDA (R\$ Milhões) ¹	165,0	-14,3	nd	167,5	93,3	206,3	288,4	1.643,9	127,9	194,7	289,9	-315,7	-442,8	48,8
Margem EBTIDA (%) ¹	13,47	-0,95	-	8,92	5,58	37,41	48,26	248,97	17,16	25,54	30,42	-42,92	-65,99	7,37
Investimento Geração/Transmissão ¹	nd	nd	nd	nd	112,36	121,91	88,44	96,9	137,88	78,2	91,5	197,357	99,439	102,924
Investimento Geração/Transmissão ²	nd	nd	nd	nd	112,36	121,91	88,44	96,9	137,88	78,2	91,5	240,851	303,966	382,984

¹ Valores financeiros da controladora referentes a dezembro do respectivo ano

² Valores financeiros consolidados referentes a dezembro do respectivo ano

Elaboração própria

³⁴ Demonstrações Financeiras Padronizadas 2016 - CEEE GT (Dezembro 2016 e 2015)

³⁵ Para maiores detalhes na participação da CEEE em Sociedades de Propósito Específico (SPE's) da transmissão, consultar APÊNDICE F.

Fonte: Demonstrações Financeiras – CEEE GT (2002-2015)

Outro aspecto relevante foi a adequação da estrutura de pessoal, onde em abril/2016, a CEEE-GT, desligou compulsoriamente 57 funcionários, o que proporcionará, a partir do ano de 2017, uma redução estimada de R\$ 22 milhões no custo e na despesa operacional da empresa. Cabe salientar que o resultado da companhia em 2016 foi significativamente impactado pelo reconhecimento dos valores a receber pertinentes aos ativos da RBSE. Conforme Despacho nº 1.643 emitido pela ANEEL em 16 de junho de 2016, a CEEE-GT obteve como montante homologado de indenização pertinente aos ativos não totalmente depreciados e existentes em 31 de maio de 2000, o valor de R\$836.283, na data base de 31 de dezembro de 2012. Sendo que o valor bruto dos bens para fins de indenização (Valor Novo de Reposição - VNR) totalizou R\$ 2.741.278.

3.3.2 CEMIG³⁶

Com atuação em várias regiões do País, com uma maior concentração na Região Sudeste, a CEMIG GT foi constituída em 8 de setembro de 2004, sob a forma de sociedade por ações, como subsidiária integral da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (“CEMIG”), nos termos da Lei Estadual nº 15.290, de 4 de agosto de 2004, como resultado do processo de desverticalização da companhia, uma vez que a CEMIG era uma sociedade que atuava de forma integrada, concentrando as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Em referido processo, a totalidade dos ativos operacionais e não-operacionais da CEMIG, relacionados às atividades de geração e de transmissão, foram transferidos à Companhia, juntamente com os demais direitos e obrigações decorrentes da prestação de tais serviços.

No setor de geração de energia elétrica, a empresa encerrou o ano de 2016 com participação em 63 Usinas, sendo 58 Usinas Hidrelétricas, 3 Eólicas, 1 Termelétrica e 1 Solar e Linhas de Transmissão pertencentes, na maior parte, à Rede Básica do Sistema Brasileiro de Geração e Transmissão, com capacidade instalada de 7.776 MW. No mesmo período, a CEMIG GT no setor de transmissão de energia elétrica da CEMIG GT operou e manteve 37 subestações e 4.927 km de linhas de transmissão, nas tensões de 230, 345 e 500 kV, integrantes do Sistema

³⁶ As principais informações deste tópico foram extraídas do Relatório de Administração da CEMIG GT (2016 e vários anos), disponíveis no site <http://cemig.foinvest.com.br/ptb/s-17-ptb.html> na central de downloads dos serviços aos investidores do Grupo CEMIG.

Interligado Nacional (SIN), distribuídas principalmente, entre a CEMIG Geração e Transmissão e a TAESA.

A CEMIG GT opera e mantém ativos de transmissão de outras 10 empresas, com as quais tem Contratos de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção, em 14 subestações (das quais 4 não são subestações da CEMIG GT) e 360 km de linhas de transmissão

O ano de 2004 apresentou grandes desafios para a Companhia: a entrada em vigor do novo marco regulatório e, principalmente, o processo de desverticalização de suas atividades de distribuição, geração e transmissão. No ano subsequente, em virtude do processo de desverticalização, a Companhia passou a ser organizada como uma *holding*, com duas subsidiárias integrais: a CEMIG Distribuição S.A. e a CEMIG Geração e Transmissão S.A. (“CEMIG Geração e Transmissão”).

Em 2006, a Companhia passou a atuar em outros Estados, por meio da aquisição do controle da Light S.A. (Light), situada no Estado do Rio de Janeiro, e da Transmissora Brasileira de Energia (TBE), que opera linhas de transmissão no Norte e Sul do Brasil. Em 2008, a Companhia adquiriu participação societária em parques eólicos do Ceará, com potência total de aproximadamente 100 MW. Participou também do consórcio empreendedor do projeto de geração Santo Antônio, no Rio Madeira.

Em abril de 2009, a Companhia adquiriu a Terna Participações S.A., atualmente denominada Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA). No mesmo ano, a Companhia ampliou sua participação no segmento de transmissão de energia elétrica com a aquisição de participações nas seguintes sociedades³⁷: EATE, ETEP, ENTE, ERTE e ECTE. Tal fato aumentou sua participação no mercado de transmissão de energia elétrica por meio das SPE's.

Em 2011, a Companhia adquiriu ativos relevantes de geração e transmissão de energia elétrica, dentre os quais destacam-se: (i) a aquisição de ações representativas de 50% do capital social da União de Transmissora de Energia Elétrica S.A. (UNISA), a qual é titular de quatro ativos na área de transmissão de energia elétrica, da Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. (Abengoa); (ii) a participação de 9,77% na Usina Hidrelétrica de Belo Monte; (iii) a aquisição do controle acionário da Renova Energia S.A., que há 11 anos atua no segmento de pequenas centrais hidrelétricas e usinas eólicas; e (iv) a participação em quatro PCHs em Minas Gerais.

Em 2012, a TAESA concluiu com a Abengoa a aquisição dos 50% remanescentes do capital social da UNISA. No mesmo ano, a Companhia concluiu a consolidação de seus investimentos no setor de transmissão de energia elétrica, mediante a transferência de ativos desse setor para

³⁷ Relatório Earnings Final Cemig - 4T2016

a TAESA. A Tabela 21 apresenta a evolução de dados financeiros para o período compreendido entre 2002 e 2015.

Tabela 21 -Informações Financeiras CEMIG GT

Dados Financeiros	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Receita Líquida (R\$ Milhões)	1.362	1.595	1.936	2.067	2.243	2.666	2.948	3.578	3.926	4.532	4.640	5.230	7.715	7.377
Disp do Sistema Transmissão (R\$ Milhões)	191	256	325	397	576	526	506	676	736	806	893	581	709	350
EBTIDA (R\$ Milhões)	nd	nd	nd	1.249	1.387	1.696	1.924	2.258	2.353	2.796	3.240	2.960	4.035	4.242
Margem EBTIDA (%)	nd	nd	nd	60	62	64	65	63	60	62	70	57	52	58
Investimento Geração e Transmissão	nd	nd	752,0	470,0	565,0	357,0	311,0	1.847,0	164,0	80,0	118,0	91,0	3.131,0	

Elaboração própria

Fonte: Demonstrações Financeiras – CEMIG GT (2002-2015)

3.3.3 CHESF³⁸

A CHESF, concessionária de serviço público de energia elétrica controlada pela Eletrobrás, é uma sociedade de economia mista de capital aberto, criada pelo Decreto-Lei nº 8.031 de 03 de outubro de 1945, tendo como atividades principais a geração e a transmissão de energia elétrica. Atualmente¹, as usinas e linhas de transmissão da Outorgada atendem parcialmente a oito estados da região Nordeste, sendo a energia necessária para suprir esta região fornecida, também, pelas regiões Norte e Sudeste/Centro-Oeste, além de geração térmica e eólica.

A transmissão de energia da CHESF finalizou o ano de 2016 sendo realizada por um sistema composto por 128 subestações (SE's), incluindo as 14 subestações elevadoras de usina, e interligadas por meio de 20.313,3 km de linhas de transmissão, nas tensões de 500, 230 e inferiores à 230 kV³⁹. Na geração de energia elétrica, em 31/12/2016, a Concessionária detinha 15.432,84 MW de potência instalada em operação, dos quais 10.613,13 MW em base de controladora (propriedade integral).

A Tabela 22 apresenta os valores percentuais (no final de 2015) dos ativos da geração e transmissão sob regime de O&M após a prorrogação das concessões com a Lei nº 12.783/2013, sendo 86% da capacidade instalada da geração em MW e 93,56% das linhas de transmissão em Km, ou seja, a grande maioria dos ativos da transmissão e geração tiveram suas concessões renovadas em 2013. Em relação à participação em SPE's da transmissão, no final de 2015⁴⁰, a

³⁸ As principais informações deste tópico foram extraídas dos relatórios Demonstrações Contábeis Regulatórias (2016) e Informe aos Investidores 4T15 Anexo (2015), disponíveis no site <http://eletrobras.com/pt/ri/Paginas/home.aspx> na central de downloads das relações com investidores.

³⁹ Deste total, 105 SE's e 19.539,6 km de linhas são nas tensões de 500kV e 230 kV

⁴⁰ Informações extraídas do relatório Informe aos Investidores 4T15 Anexo (2015). Para maiores detalhes das SPE's da transmissão com participação da CHESF, consultar APÊNDICE E.

empresa participava de 6 (seis) empreendimentos em operação comercial com 1.591,30 km equivalentes (porcentagem equivalente de km de linhas em relação ao total das SPEs).

Tabela 22 - Dados operacionais da Eletrobrás CHESF.

Segmento de negócio	Dados de Mercado	Corporativo sob			Percentual sob	
		Corporativo (a)	Regime de O&M (b)	(a)+(b)	Regime de O&M (%)	SPE ³
Geração	Capacidade Instalada (MW)	1.400	9.215	10.615	86,81%	838,6
	Linhas de Transmissão (Km)	1.281	18.604	19.885	93,56%	1.509
Transmissão	Potência Instalada ¹ (MVA)	9.227	41.933	51.160	81,96%	n.d.
	Número de Subestações ²	26	98	124	79,03%	n.d.

¹ Inclui MVA de subestações elevadoras de usinas

² Inclui Subestações pertencentes à SPE's em que a CHESF possui equipamentos próprios instalados de pelo menos uma entrada de linha.

³ Valores equivalentes nas SPE em relação ao MW instalado na geração e km de linha na transmissão

Elaboração própria

Fonte: Informe aos Investidores (2015) – ELETROBRÁS

A Tabela 23 demonstra a evolução de dados financeiros para o período compreendido entre 2002 e 2015. Entre 2002 e 2011, foi um período marcado por constantes aumentos de receitas e valores positivos para EBTIDA⁴¹ e Margem EBTIDA, no entanto, a partir de 2012 é possível constatar uma grande mudança nos resultados, principalmente em função da renovação das concessões que provocou uma queda brusca nas receitas da geração e transmissão de 2012 para 2013. Apesar de várias medidas implementadas com o objetivo de adequar seus custos e despesas ao novo nível de receitas operacionais, como por exemplo o PDV que resultou na adesão de 1.354 empregados, com o desligamento de 1.326 em 2013 e 28 em 2014, a Companhia apurou um prejuízo de R\$ 466,1 milhões em 2013, de R\$ 1.117,9 milhões em 2014 e de R\$ 476,0 milhões em 2015⁴².

Tabela 23 - Informações Financeiras CHESF GT

Dados Financeiros	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Receita Líquida (R\$ Milhões)	2.523	3.080	3.502	3.299	3.266	3.981	4.826	4.243	5.151	5.118	5.996	4.098	3.563	3.789
Disp do Sistema Transmissão (R\$ Milhões)	478	629	790	976	1.094	1.124	1.208	1.286	1.282	1.477	1.537	698	845	998
EBTIDA (R\$ Milhões)	1.656	2.094	2.320	1.964	1.722	2.071	2.819	1.799	2.795	2.263	-6.257	-1.040	116	-542
Margem EBTIDA (%)	nd	68,0	66,2	79,1	52,7	52,0	58,4	42,4	51,5	40,5	-104,3	-25,4	3,2	-13,0
Investimento Geração e Transmissão (R\$ Milhões)	406	403	476	343	356	302	381	505	672	1.059	997	1.215	1.065	603

⁴¹ Do inglês a sigla EBITDA “*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*”, significa em português "Lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização".

⁴² Os prejuízos estão registrados nos relatórios DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CHESF (2013, 2014 e 2015) disponíveis no site <http://eletrobras.com/pt/ri/Paginas/home.aspx> na central de downloads das relações com investidores.

⁴² As principais informações foram obtidas do Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis Regulatórias Copel GT (2016) disponíveis no site <http://ri.copel.com/ptb/demonstracoes-contabeis-regulatorias/copel-geracao-e-transmissao-sa>

Elaboração própria

Fonte: Informe aos Investidores – Eletrobrás (Anexo), vários anos.

3.3.4 COPEL⁴³

A COPEL Geração e Transmissão S.A. (COPEL Geração e Transmissão ou Companhia) é uma sociedade anônima de capital fechado, subsidiária integral da Companhia Paranaense de Energia (COPEL ou Controladora), que atua com tecnologia de ponta nas áreas de geração e transmissão de energia. Opera um sistema elétrico com parque gerador próprio de usinas (hidrelétricas, térmicas e eólicas), linhas de transmissão e subestações inclusive em parceiras por meio de sociedades de propósito específico (SPE).

Em cumprimento à legislação que trata da desverticalização do setor elétrico e à Resolução Autorizativa nº 1.120/07, em 1º de dezembro de 2007 ocorreu a cisão da COPEL Transmissão S.A., sendo os ativos de tensão igual a 69 kV e 138 kV transferidos para a COPEL Distribuição S.A. e os de tensão igual ou superior a 230 kV para a COPEL Geração S.A., que alterou a sua denominação para COPEL Geração e Transmissão S.A. Em 2008, dando continuidade ao processo de reestruturação societária, a COPEL obteve autorização da ANEEL para implantar a cisão, e posterior extinção, da COPEL Participações S/A e versão de seu patrimônio para a Companhia Paranaense de Energia e para a COPEL Geração e Transmissão S/A.

A COPEL Geração e Transmissão, no segmento de geração, terminou o ano de 2016 operando 19 usinas próprias e com participação em outras 12 usinas, sendo 17 hidrelétricas, 12 eólicas e 2 termelétricas, com capacidade instalada total de 5.313,4 MW e garantia física de 2.426,9 MW médios. Em relação ao sistema de transmissão no final de 2016, a Companhia detinha propriedade integral e participação de concessões de transmissão em operação, correspondente a 5.552 km de linhas de transmissão e 44 subestações da rede básica com potência de transformação da ordem de 14.602 MVA com participação⁴⁴ em 10(dez) SPE's da transmissão operando comercialmente.

A Tabela 24 apresenta a evolução de dados financeiros para o período compreendido entre 2002-2015. É possível destacar que apesar da forte redução de receita da transmissão com a renovação das concessões em 2013, o mesmo redução não foi observado pela receita da geração, consequência da não renovação das concessões da geração. Outro fator importante diz respeito

⁴⁴ Para maiores detalhes na participação da Copel GT em SPE's da transmissão, consultar APÊNDICE E.

ao significativo aumento de investimentos no setor de transmissão, a partir de 2011 em relação aos investimentos realizados até então.

Tabela 24 - Informações Financeiras COPEL GT

Dados Financeiros	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Receita Líquida (R\$ Milhões)	1.061	1.130	1.285	1.461	1.520	1.281	1.544	1.709	1.722	2.039	2.243	2.721	2.949	2.891
Disp do Sistema Transmissão (R\$ Milhões)	300	287	367	389	430	388	228	252	237	346	445	152	196	244
EBTIDA (R\$ Milhões)	nd	520	559	783	1.189	808	940	936	890	943	1.139	1.547	867	1.755
Margem EBTIDA (%)	nd	46	44	54	78	63	61	55	52	46	51	57	29	61
Investimento Transmissão ¹ (R\$ Milhões)	nd	nd	107	170	188	94	93	59	107	929	988	479	758	nd
Investimento Transmissão ² (R\$ Milhões)	nd	nd	107,0	169,8	188,0	102,5	143,4	250,2	275,6	933,7	1.014,4	885,8	1.316,3	1.373,3

¹ Valores financeiros da controladora referentes a dezembro do respectivo ano

² Valores financeiros consolidados referentes a dezembro do respectivo ano

Elaboração própria

Fonte: Demonstrações Financeiras – COPEL (2002-2015), vários anos

3.3.5 CTEEP⁴⁵

A Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) é uma sociedade de capital aberto, autorizada a operar como concessionária privada de serviço público de energia elétrica, tendo como atividades principais o planejamento, a construção e a operação de sistemas de transmissão de energia elétrica. A Companhia é oriunda de cisão parcial da Companhia Energética de São Paulo (CESP), tendo iniciado suas operações comerciais em 01 de abril de 1999. Em 10 de novembro de 2001, incorporou a EPTE⁴⁶, empresa oriunda da cisão parcial da Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo S.A.

Após leilão de privatização realizado em junho de 2006 na Bolsa de Valores de São Paulo (BOVESPA), com a consequente transferência da titularidade das ações para a vencedora do leilão: ISA Capital do Brasil S.A. (ISA Capital), sociedade brasileira controlada pela Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA), sediada na Colômbia, constituída para operar no Brasil, a CTEEP passou a ser controlada pela ISA.

Com sede na cidade de São Paulo, a CTEEP está presente nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Minas Gerais, Rondônia, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, Tocantins, Maranhão, Piauí, Paraíba e Pernambuco. Seu sistema de transmissão é composto por 18.468 Km de linhas, 121 subestações e 55.687 MVA de capacidade de

⁴⁵ As principais informações deste tópico foram extraídas do Relatório Anual e de Sustentabilidade (2015), disponível no site <http://www.isactEEP.com.br/ri/informacoes-financeiras/central-de-resultados> na central de downloads das relações com investidores.

⁴⁶ Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S.A.

transformação. Possui ainda participação acionária⁴⁷ em 8 (oito) empresas constituídas para a prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica.

A Tabela 25 demonstra a evolução de alguns dados financeiros para o período compreendido entre 2002-2015. Após vários anos apresentando aumentos consecutivos de receitas, a renovação das concessões em 2013 provocou uma forte redução de receita⁴⁸, principalmente em relação aos valores referentes a controladora, impactando diretamente nos indicadores como EBTIDA e margem EBTIDA. No entanto, nos anos seguintes apresentou sinais de recuperação.

Tabela 25. Informações Financeiras CTEEP

Dados Financeiros	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Receita Líquida (R\$ Milhões) ¹	720,7	846,6	1.161,5	1.153,1	1.220,9	1.315,4	1.564,1	1.815,0	1.735,2	2.025,8	1.888,4	822,2	972,7	1.089,3
Receita Líquida (R\$ Milhões) ²	720,7	846,6	1.161,5	1.153,1	1.220,9	1.315,4	1.564,1	2.149,0	2.256,3	2.900,8	2.015,0	981,2	1.102,8	1.287,1
Disp do Sistema Transmissão (R\$ Milhões) ¹	759,1	903,8	1.155,9	1.276,4	1.387,1	1.548,2	1.785,5	2.087,5	1.977,1	2.302,7	2.169,4	945,0	1.096,3	1.233,1
Disp do Sistema Transmissão (R\$ Milhões) ²	759,1	903,8	1.155,9	1.276,4	1.387,1	1.548,2	1.785,5	2.455,8	2.551,5	3.268,7	2.287,2	1.118,4	1.234,3	1.442,1
EBTIDA (R\$ Milhões) ²	258,7	346,0	568,9	610,0	181,5	1.190,1	1.329,1	1.347,9	1.176,1	1.454,6	1.472,0	-202,1	457,2	622,6
Margem EBTIDA (%) ²	35,9	40,9	51,8	50,6	13,7	90,5	85,0	81,4	52,1	50,1	52,2	-20,6	41,5	48,4
Investimento Transmissão (R\$ Milhões) ¹	nd	173	163	316	472	436	277	326	200	389	nd	225	219	188
Investimento Transmissão (R\$ Milhões) ²	nd	172,7	162,7	315,9	472,2	435,8	327,2	557,3	504,9	661,4	952,2	815,4	507,0	376,5

¹ Valores financeiros da controladora referentes a dezembro do respectivo ano

² Valores financeiros consolidados referentes a dezembro do respectivo ano

Elaboração própria

Fonte: Demonstrações Financeiras CTEEP (2002-2015)

3.3.6 ELETRONORTE⁴⁹

Criada em 20 de junho de 1973 como subsidiária da Eletrobrás, a Eletrobrás ELETRONORTE é uma sociedade anônima de economia mista, com sede no Distrito Federal. Possui suas principais instalações operacionais (usinas, subestações e linhas de transmissão de energia elétrica) nos estados do Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima, São Paulo e Tocantins. Por meio do Sistema Interligado Nacional – SIN, também fornece energia a compradores das demais regiões do País. Atua também no estado de Roraima, com instalações pertencentes ao sistema isolado daquele estado.

A transmissão de energia da ELETRONORTE é realizada por um sistema composto por 61 (sessenta e uma) subestações em níveis de tensão 500, 230, 138 e 69 kV interligadas por meio

⁴⁷ Informações obtidas no Relatório Anual e de Sustentabilidade CTEEP (2015). Para maiores detalhes verificar no APÊNDICE E.

⁴⁸ A CTEEP é uma concessionária que atua exclusivamente no setor de transmissão de energia elétrica.

⁴⁹ As principais informações deste tópico foram extraídas do Relatório Informe aos Investidores 4T15 Anexo (2015), disponíveis no site <http://eletrobras.com/pt/ri/Paginas/home.aspx> na central de downloads das relações com investidores.

de 10.777 km linhas, além de participações em 8 (oito) sociedades de propósito específico⁵⁰ (SPE's). Seu parque gerador possui uma capacidade instalada de 9.359 MW, sendo 323,98 MW provenientes de térmicas, além participações em 7 (sete) sociedades de propósito específico⁵¹ (SPE's)

Tabela 26 - Dados operacionais da Eletrobrás ELETRONORTE no final de 2015.

Segmento de negócio	Dados de Mercado	Corporativo (a)	Corporativo sob Regime de O&M (b)	(a)+(b)	Percentual sob Regime de O&M (%)	SPE
Geração	Capacidade Instalada (MW)	9.281	78	9.359	0,83%	121
	Linhas de Transmissão (Km)	754	10.023	10.777	93,00%	2.072
Transmissão	Potência Instalada (MVA)	7.664	20.159	27.823	72,46%	n.d.
	Número de Subestações	9	52	61	85,25%	n.d.

n.d. = não disponível

Elaboração própria

Fonte: Informe aos Investidores (2015) - ELETROBRÁS

Embora a legislação vigente permita a participação em negócios de geração e transmissão em qualquer região do Brasil, seus principais ativos atualmente confirmam a estratégia da companhia em ter como foco a continuidade de atuação na região Amazônica.

No segmento transmissão de energia elétrica é possível considerar o ano de 2001 como um importante marco inicial. Após celebrar o Contrato de Concessão da Transmissão, nº 058/2001 - Aneel, foi assegurado para a ELETRONORTE o direito de receber a Receita Anual Permitida - RAP, estabelecida na Resolução nº 167, de 31 de maio de 2000. É válido lembrar ainda sobre as demais receitas da companhia, provenientes de contratos bilaterais, relativos às instalações de conexão e demais instalações de transmissão, homologados pela Aneel.

A partir de então, seja por meio de licitações ou autorizações da Aneel a empresa deu continuidade ao processo de expansão de sua rede básica, passando de 8.400 km em 2001 para 10.777 km em 2015. De forma paralela, aconteceram outros eventos importantes como a questão da transferência de ativos para as distribuidoras, participações em SPE's e a incorporação de ativos nas quais era societária.

Nesse contexto a transferência de instalações para as concessionárias de distribuição de energia elétrica merece destaque. Sob as diretrizes da Eletrobrás *Holding*, em 2008 foi iniciado na ELETRONORTE um processo de reestruturação na tentativa de solucionar problemas históricos ligados principalmente com a sua atuação em sistemas elétricos isolados da região

⁵⁰ Informações obtidas a partir das Demonstrações Financeiras, Relatórios da Administração 2015 (Eletronorte). Para maiores detalhes consultar APÊNDICE E.

⁵¹ Demonstrações Financeiras, Relatórios da Administração 2015 (Eletronorte).

norte. Com o objetivo de promover o saneamento econômico-financeiro da concessionária é possível listar várias medidas:

- Transferência do controle acionário da subsidiária integral Manaus Energia S/A (atual Amazonas Distribuidora de Energia S/A) para a Eletrobrás, em maio de 2008, o que tornou as participações societárias permanentes da ELETRONORTE substancialmente menores.
- Interligação do Sistema Acre/Rondônia, em outubro de 2009.
- Transferência dos ativos da ELETRONORTE nos Estados do Acre, Rondônia e Roraima para as concessionárias distribuidoras estaduais. A ANEEL determinou que os ativos de propriedade da ELETRONORTE, vinculados à atividade de distribuição, fossem transferidos para as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (Ofícios nº 152/2007-SRF/ANEEL e nº 171/2008-SRT-SCR/ANEEL).
- Transferência do controle acionário da subsidiária integral Boa Vista Energia S.A para a Eletrobrás em outubro de 2012.
- Início do processo de transferência das DIT's em 2009 nos estados do Maranhão, Pará e Mato Grosso, respectivamente, para as distribuidoras CEMAR, CELPA e CEMAT.

A transferência de ativos para as distribuidoras aliada com a interligação do sistema Acre/Rondônia, a partir de 2009, beneficiou os resultados dos anos seguintes conforme pode ser constatado na Tabela 38. Até então, a equivalência patrimonial vinha sendo impactada negativamente pelos ativos da distribuição que estavam sob a responsabilidade da ELETRONORTE. Além de não serem remunerados por pertencerem à atividade de distribuição, tais ativos eram dependentes de fontes de suprimento energético de alto custo, e apresentavam elevados níveis de inadimplência, perdas técnicas e endividamento. Tais fatos, constantemente, exigiam aportes periódicos de recursos por parte da Eletrobrás.

Em 2014, foram incorporadas à Companhia as SPE's Estação Transmissora de Energia e Linha Verde Transmissora de Energia S.A. Em 2015 foi incorporada a SPE Rio Branco Transmissora, a partir de abril, e além disso, ainda em 2015, foram adquiridos junto à ELETROSUL Centrais Elétricas os ativos da antiga SPE Porto Velho Transmissora de Energia S.A (PVTE). A incorporação desses novos ativos ao sistema de transmissão contribuiu para o aumento da receita. O aumento da receita oriunda da disponibilização do Sistema de Transmissão pode ser verificado na Tabela 27 para os anos de 2014 e 2015.

Tabela 27 - Informações Financeiras ELETRONORTE GT

Dados Financeiros	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Receita Líquida (R\$ Milhões) (a)	1.878	2.248	2.508	2.508	3.204	3.765	3.810	3.433	3.746	4.206	4.480	4.590	6.046	5.375
Disp do Sistema Transmissão (R\$ Milhões) (a)	336	406	545	568	606	623	704	768	901	1.002	1.028	302	629	772
EBTIDA (R\$ Milhões) (a)	683	553	350	538	597	662	387	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Margem EBTIDA (%) (a)	36,4	24,6	11,9	42,8	18,6	17,6	10,2	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
EBTIDA (R\$ Milhões) (b)	631	460	267	640	712	793	384	1.091	947	1.099	34	2.240	1.255	954
Margem EBTIDA (%) (b)	22,3	11,9	5,8	19,6	17,1	17,2	10,0	31,8	20,5	20,1	0,7	46,1	20,8	16,0
Investimento Geração e Transmissão	1.076	831	765	899	652	559	331	458	358	341	305	326	360	548

Elaboração própria

Fonte: Informe aos Investidores – Eletrobrás (Anexo), vários anos.

3.3.7 ELETROSUL⁵²

A ELETROSUL Centrais Elétricas S.A., constituída em 23/12/1968 como subsidiária da Eletrobrás, vinculada ao MME e autorizada a funcionar pelo Decreto nº 64.395, de 23/04/1969, é uma sociedade de economia mista de capital fechado, concessionária de serviços públicos de transmissão e produtora independente de energia elétrica. Com sede em Florianópolis, Santa Catarina, possui atuação nos três estados da Região Sul, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Pará e Rondônia, por meio de empreendimentos próprios e em parceria. Realiza estudos e projetos, constrói e opera instalações de transmissão e de geração de energia elétrica, investe em pesquisa e desenvolvimento, fomenta o uso de fontes alternativas de energia, presta serviços de telecomunicação e pratica outros atos de comércio decorrentes dessas atividades.

Conforme apresentado na Tabela 28, no final de 2015, o Sistema de Transmissão próprio da ELETROSUL, estava constituído por 44 subestações com uma capacidade total de transformação de 23.682 MVA, além de 10.720 km de linhas de transmissão além de participação em 6(seis) SPE's. No segmento de geração, realiza atividades para implantação de empreendimentos hidrelétricos e de fontes alternativas, sendo que a atual carteira de empreendimentos de geração de energia elétrica (próprios e 8 SPE's) totaliza 2.100,3 MW de potência, dos quais 1.580 MW já se encontram em operação comercial.

⁵² As principais informações deste tópico foram extraídas do Relatório Informe aos Investidores 4T15 Anexo (2015), disponíveis no site <http://eletrobras.com/pt/ri/Paginas/home.aspx> na central de downloads das relações com investidores e do próprio site da Eletrosul <http://www.eletrosul.gov.br/a-empresa/quem-somos/historico>

Tabela 28 - Dados operacionais da Eletrobrás ELETROSUL no final de 2015

Segmento	Dados de Mercado	Corporativo (a)	Corporativo sob Regime de O&M (b)	(a)+(b)	SPE
Geração	Capacidade Instalada (MW)	472	-	472	1.108
Transmissão	Linhas de Transmissão (Km)	1.294	9.426	10.720	1.087
Transmissão	Potência Instalada ¹ (MVA)	3.613	20.069	23.682	ND
Transmissão	Número de Subestações	13	45	58	ND

¹ Inclui transformadores instalados em subestações de terceiros

Elaboração própria

Fonte: Informe aos Investidores (2015) – ELETROBRÁS

Em relação ao histórico de marcos regulatórios, é importante destacar dois importantes eventos: o primeiro foi a privatização ocorrida em 1998, por meio da qual todo seu parque gerador foi vendido, reduzindo significativamente sua área de atuação, passando a atuar exclusivamente como empresa transmissora de energia, totalizando 1.325 empregados. E o segundo, em março de 2004 (Lei nº 10.848), ao receber novamente a licença para voltar ao segmento de geração de energia elétrica, concomitantemente com a aprovação do Novo Modelo do Setor Elétrico. A Tabela 29 demonstra a evolução de alguns dados financeiros para o período compreendido entre 2002-2015.

Tabela 29 - Informações Financeiras ELETROSUL GT

Dados Financeiros	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Receita Líquida (RL)	1.651	378	456	468	539	549	639	820	795	845	1.151	919,091	1.073	1.445
Disp do Sistema Transmissão (R\$ Milhões)	276	399	469	507	569	583	680	775	780	921	977	660	826	904
EBTIDA (R\$ Milhões)	214	219	247	251	315	317	413	450	658	280	33	566	514	-474
Margem EBTIDA (%)	nd	58	54	54	58	58	65	62	39	21	2	52	46	-29
Investimento Geração e Transmissão	147,9	116,1	156,7	256,3	291,4	291,1	405,7	541,5	618,4	603,3	458,5	311,6	280,7	293,5

Elaboração própria

Fonte: Informe aos Investidores – Eletrobrás (Anexo), vários anos.

3.3.8 FURNAS⁵³

Fundada em 28 de fevereiro de 1957, FURNAS é uma sociedade anônima de economia mista federal, de capital fechado, tendo como atividades principais a geração e a transmissão de energia elétrica e como principal acionista a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás. Foi estabelecida para construir e operar a Usina Hidrelétrica de FURNAS, a primeira de grande porte no Brasil, no estado de Minas Gerais, bem como o sistema de transmissão a ela associado, interligando os estados de Minas Gerais, de São Paulo e do Rio de Janeiro.

⁵³ As principais informações deste tópico foram extraídas do Relatório Informe aos Investidores 4T15 Anexo (2015), disponíveis no site <http://eletrobras.com/pt/ri/Paginas/home.aspx> na central de downloads das relações com investidores.

Suas instalações englobam um parque gerador com 27 usinas próprias ou em parceria com a iniciativa privada, entre empreendimentos hidrelétricos, térmicos e eólicos, totalizando 14.629 MW de potência instalada, sendo 10.878 MW referentes à parcela de FURNAS. No segmento de transmissão são 24.140 quilômetros de linhas, dos quais 4.233 quilômetros em parceria, e 68 subestações, com capacidade de transformação total de 118.243 MVA, construídas com recursos próprios ou em parceria com a iniciativa privada

No final de 2016⁵⁴, a transmissão de energia de FURNAS foi realizada por um sistema composto por 50 (cinquenta) subestações em níveis de tensão 500, 230, 138 e 69 kV interligadas por meio de 19.907 km linhas. No final de 2015, o segmento de geração de energia elétrica da FURNAS detinha 8.829 MW de potência instalada em operação, dos quais 4.212 MW em base de controladora (propriedade integral).

Tabela 30 - Dados operacionais de FURNAS.

Segmento	Dados de Mercado	Corporativo (a)	Corporativo sob Regime de O&M (b)	(a)+(b)	Percentual sob Regime de O&M (%)	SPE
Geração	Capacidade Instalada (MW)	4.212	4.617	8.829	52,29%	2.305
Transmissão	Linhas de Transmissão (Km)	1.148	18.759	19.907	94,23%	1.368
Transmissão	Potência Instalada* (MVA)	13.161	90.208	103.368	87,27%	ND
Transmissão	Número de Subestações	10	40	50	80,00%	ND

*Capacidade de Transformação Total (MVA Total) = Capacidade em operação + Capacidade reserva + Capacidade em revisão.

Elaboração própria

Fonte: Informe aos Investidores (2015) – ELETROBRÁS

FURNAS possui 21 participações em empreendimentos por meio de SPE's em operação comercial. No segmento de transmissão de energia elétrica, a empresa participa em 18 (dezoito)⁵⁵ empreendimentos com 1.591,30 km equivalentes (porcentagem equivalente de km de linhas em relação ao total das SPEs). Na geração de energia elétrica⁵⁶ possui 838,6 MW equivalentes por meio da participação societária em 4 SPE's da geração hidráulica e 10 da geração hidráulica.

A Tabela 31 demonstra a evolução de alguns dados financeiros para o período compreendido entre 2003-2015. Além da receita líquida, é possível observação a receita proveniente da disponibilização do sistema de transmissão e os investimentos realizados tanto em ativos próprios quanto para as SPEs.

⁵⁴ Relatório da Administração (2016) - publicado no jornal O Globo e no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, em 13 de abril de 2017.

⁵⁵ Para maiores detalhes ver APÊNDICE F.

⁵⁶ Relatório de Administração – Furnas (2015)

Tabela 31 - Informações Financeiras FURNAS GT

Dados Financeiros	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Receita Líquida (R\$ Milhões)	10.223	4.660	4.614	5.053	5.219	5.105	5.772	5.974	6.450	7.049	7.265	4.292	6.182	6.368
Disp do Sistema Transmissão (R\$ Milhões)	911	1.235	1.583	1.742	1.887	1.575	1.959	2.095	2.057	2.309	2.475	926	1.095	1.283
EBTIDA (R\$ Milhões)	1.653	2.086	1.481	1.533	1.266	496	1.546	1.263	1.546	1.275	-827	207	680	1.786
Margem EBTIDA (%)	nd	44,8	32,1	30,3	24,3	9,7	26,8	20,8	22,5	16,5	-11,4	4,8	10,8	27,0
Investimento Geração e Transmissão	767,0	630,5	516,6	731,7	675,0	651,0	922,9	1.337,0	1.175,4	920,3	978,5	855,5	755,7	638,5

¹ Valores financeiros da controladora referentes a dezembro do respectivo ano

² Investimentos em ativos próprios (fixos)

³ Investimentos em Sociedade de Propósito Específicos

Elaboração própria

Fonte: Demonstrações Financeiras* – FURNAS (2005-2015)

4 RESULTADOS E ANÁLISES

O capítulo 4 apresenta os resultados e análises do trabalho considerando o setor de transmissão brasileiro representado por 8 empresas conforme demonstrado no capítulo anterior. Após calcular as estimativas RTS (*return to scale*), a seção 4.1, apresenta os cálculos iniciais das eficiências considerando dois aspectos. O primeiro, aplicados os dados em painel e o segundo, de maneira distinta para cada ano das DMU's analisadas juntamente com seus respectivos rankings obtidos em cada ano. A seção 4.2 apresenta os resultados e análises do Índice Malmquist para o setor (seção 4.2.1), seguido da análise por empresa (seção 4.2.2).

4.1 ESTIMATIVAS DE RETORNOS DE ESCALA

Baseando-se em Zoe (2003), foram feitas as estimativas RTS (*return to scale*) considerando a orientação aos insumos⁵⁷ com o intuito de verificar qual a fronteira de eficiência característica de cada DMU. A Figura 14 apresenta as possíveis classificações (orientada à entrada) sendo: as regiões A, D e F representam retornos crescentes de escala (IRS); já as regiões B e E representam retornos constantes de escala (CRS) e a região C representa retornos decrescentes de escala. A Tabela 32 apresenta as classificações obtidas em relação aos retornos de escala indicados pelo modelo.

Figura 14. Retorno de Escala das Regiões para o modelo orientado aos insumos.

Fonte: Adaptado de Zoe (2003)

⁵⁷ Maiores detalhes sobre a metodologia utilizada para obter as classificações RTS podem ser encontradas em Zoe (2003) e Seiford e Zhu (1999).

Tabela 32 - Classificações dos Retornos de Escala (RTS) obtidos , 2002-2014.

Empresas (Retorno de Escala)	Anos												
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CEEE	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS
CEMIG	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS
CHESF	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS
COPEL	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	CRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS
CTEEP	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS
ELETRONORTE	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS
ELETROSUL	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS
FURNAS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS

Os resultados demonstram que CEEE, CEMIG e COPEL (relativamente menores) apresentam retornos crescentes de escala em todos os anos, com exceção da COPEL em 2007 operando com retorno constante de escala, ou seja, sua escala mais produtiva. As outras empresas: CHESF, CTEEP, ELETRONORTE, ELETROSUL e FURNAS (relativamente maiores) apresentaram retornos decrescentes de escala em todos os anos. Desta forma, estes resultados implicam que CEEE, CEMIG e COPEL devem expandir suas operações para tornarem-se eficientes em escala, enquanto que as demais devem regredir suas operações para aumentar o desempenho da eficiência.

Tabela 33 - Eficiência das empresas estudadas (Modelo CRS), 2002-2014.

Empresas (CRS)	Anos													Média
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
CEEE	0,65	0,78	0,92	0,80	0,76	0,68	0,68	0,41	0,46	0,30	0,38	0,40	0,47	0,59
CEMIG	0,77	0,60	0,63	0,53	0,48	0,58	0,56	0,49	0,55	0,61	0,55	0,57	0,67	0,59
CHESF	0,77	0,69	0,69	0,67	0,73	0,55	0,51	0,30	0,47	0,40	0,36	0,26	0,43	0,52
COPEL	0,79	0,89	0,71	0,81	0,82	1,00	0,49	0,53	0,49	0,44	0,39	0,52	0,66	0,66
CTEEP	0,44	0,44	0,38	0,38	0,38	0,77	0,98	0,96	0,80	0,92	0,76	0,82	0,86	0,68
ELETRONORTE	0,40	0,43	0,38	0,35	0,35	0,31	0,24	0,25	0,25	0,26	0,27	0,31	0,36	0,32
ELETROSUL	0,77	0,74	0,62	0,61	0,51	0,49	0,51	0,50	0,38	0,38	0,42	0,39	0,52	0,52
FURNAS	0,73	0,99	0,84	0,70	0,65	0,59	0,61	0,43	0,48	0,42	0,36	0,41	0,53	0,59
Eficiência Média	0,66	0,69	0,65	0,61	0,58	0,62	0,57	0,48	0,48	0,47	0,44	0,46	0,56	0,56

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 33 apresenta os índices obtidos no modelo CRS orientado aos insumos. O maior valor de eficiência foi obtido pela COPEL em 2007, fato que a colocou como *benchmarking* em relação às demais transmissoras. Situação que mudou significativamente a partir da cisão da COPEL Transmissão S.A (apesar da significativa redução dos ativos da transmissão os custos operacionais se mantiveram).

Após a separação da distribuição e transmissão da COPEL⁵⁸ (desverticalização), na qual seus ativos foram reduzidos significativamente, conforme demonstrado no Apêndice D, houve uma redução significativa dos produtos de saída a partir de 2008, ficando com apenas 25% dos quilômetros de linha, 49% da potência instalada (MVA) e 29% do número de módulos, enquanto que os custos operacionais praticamente não apresentaram mudanças significativas.

Outra empresa que obteve altos índices de eficiência foi a Cteep, com 0,98 em 2008 e 0,96 em 2009, principalmente em função da privatização em 2006/2007 que reduziu seus custos operacionais em 50,4% no ano de 2007 quando comparado com 2006. CTEEP e COPEL foram as empresas que apresentaram os maiores valores médios de eficiências para o período analisado neste estudo (2002-2014). CEMIG, CEEE e FURNAS apresentaram o mesmo valor médio de eficiência para o período, igual a 0,59 seguidas por CHESF e ELETROSUL com médias de 0,52 para os valores de eficiência. A ELETRONORTE aparece como a empresa com os menores valores de eficiência durante este período (2002-2014), com média de 0,32.

Tabela 34 - Eficiência das empresas estudadas (NDRS ou IRS), 2002-2014.

Empresas	Anos													
(NDRS ou IRS)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Média
CEEE	0,71	0,84	1,00	0,87	0,82	0,73	0,73	0,43	0,47	0,31	0,39	0,41	0,47	0,63
CEMIG	0,96	0,74	0,78	0,65	0,59	0,72	0,70	0,61	0,68	0,72	0,63	0,65	0,74	0,71
CHESF	0,77	0,69	0,69	0,67	0,73	0,55	0,51	0,30	0,47	0,40	0,36	0,26	0,43	0,52
COPEL	0,79	0,89	0,71	0,81	0,82	1,00	0,88	0,93	0,86	0,72	0,64	0,83	1,00	0,84
CTEEP	0,44	0,44	0,38	0,38	0,38	0,77	0,98	0,96	0,80	0,92	0,76	0,82	0,86	0,68
ELETRONORTE	0,40	0,43	0,38	0,35	0,35	0,31	0,24	0,25	0,25	0,26	0,27	0,31	0,36	0,32
ELETROSUL	0,77	0,74	0,62	0,61	0,51	0,49	0,51	0,50	0,38	0,38	0,42	0,39	0,52	0,52
FURNAS	0,73	0,99	0,84	0,70	0,65	0,59	0,61	0,43	0,48	0,42	0,36	0,41	0,53	0,59
Eficiência Média	0,70	0,72	0,68	0,63	0,61	0,64	0,64	0,55	0,55	0,52	0,48	0,51	0,61	0,60

Fonte: Elaboração própria

De acordo com os índices de eficiência IRS da Tabela 34 a COPEL continuou sendo a empresa mais eficiente em todo o período analisado obtendo 1,00 nos anos de 2007 e de 2014, apresentando o maior valor de eficiência média, 0,84. Adicionalmente, a Tabela 35 apresenta as diferenças entre os modelos IRS (retornos crescentes) e CRS (retornos constantes).

⁵⁸ Conforme RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - COPEL (2009) em cumprimento à legislação do setor elétrico e à Resolução Autorizativa 1.120/07, em 1º de dezembro de 2007 ocorreu a cisão da COPEL Transmissão S.A., sendo os ativos de tensão igual a 69 kV e 138 kV transferidos para a COPEL Distribuição S.A. e os de tensão igual ou superior a 230 kV para a COPEL Geração S.A., que alterou a sua denominação para COPEL Geração e Transmissão S.A.

Tabela 35 - Diferença das Eficiências (IRS - CRS), 2002-2014.

Empresas (IRS-CRS)	Anos												
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CEEE	0,07	0,07	0,08	0,07	0,06	0,05	0,04	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,00
CEMIG	0,19	0,15	0,15	0,12	0,11	0,14	0,13	0,12	0,13	0,11	0,08	0,08	0,07
CHESF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COPEL	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,39	0,40	0,37	0,28	0,25	0,31	0,34
CTEEP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELETRONORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELETROSUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FURNAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Elaboração própria

Apesar das estimativas de fronteira terem indicado retornos de escala decrescente para FURNAS, CHESF, ELETRONORTE é reconhecido que estas empresas se beneficiam da situação de atuarem tanto no segmento de geração quanto transmissão (economia de escopo), fato que permite o compartilhamento de custos operacionais. O mesmo fato acontece com a COPEL, apesar de apresentar retornos crescentes de escala. Outro fato importante a ser observado diz respeito às diferenças observadas entre os modelos, mostrando não haver diferenças entre os modelos IRS e CRS, para as empresas exclusivamente pertencentes ao segmento de transmissão (as principais diferenças acontecem nas transmissoras com menor volume de ativos: CEMIG, COPEL e CEEE).

Portanto, diante das situações levantadas: economia de escopo de empresas com atuação na geração e transmissão e ausência de diferença nas eficiências entre os modelos IRS e CRS para empresas exclusivas da transmissão de energia, a hipótese de retorno de escala constante, torna-se a mais indicada para comparações entre as empresas analisadas.

4.2 ESTIMATIVAS DAS EFICIÊNCIAS E RANKING DAS EMPRESAS

A Tabela 36 apresenta os resultados de eficiência e ranking das empresas em cada ano para o modelo DEA-CRS. A COPEL se destaca como a empresa mais eficiente, ocupando o primeiro lugar até o ano de 2007, período anterior a desverticalização. A CTEEP após oscilar entre 7º e 8º lugares entre 2002 e 2006, ocupou o 2º lugar em 2007, assumindo o 1º lugar em 2008 e manteve-se como única líder nos anos seguintes.

Tabela 36 - Resultados da Eficiência para o Modelo CRS

Empresas	Índice de Eficiências e Ranking																											
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014															
CEEE	0,85	6	0,90	3	1,00	1	1,00	1	0,93	2	0,68	3	0,90	2	0,53	4	0,68	3	0,38	7	0,60	3	0,59	4	0,66	4		
CEMIG	1,00	1	0,67	6	0,87	4	0,69	6	0,60	6	0,58	5	0,61	4	0,55	3	0,72	2	0,69	2	0,76	2	0,73	2	0,83	2		
CHESF	0,98	3	0,77	5	0,82	5	0,83	4	0,89	3	0,55	6	0,52	6	0,31	7	0,59	6	0,44	5	0,47	7	0,32	8	0,50	7		
COPEL	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1	0,53	5	0,58	2	0,64	4	0,49	3	0,54	5	0,66	3	0,81	3	0,81	3		
CTEEP	0,55	7	0,50	7	0,52	7	0,47	7	0,47	8	0,77	2	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1		
ELETRONORTE	0,50	8	0,48	8	0,46	8	0,44	8	0,43	7	0,31	8	0,25	8	0,26	8	0,31	8	0,28	8	0,35	8	0,37	7	0,42	8		
ELETROSUL	0,98	3	0,83	4	0,80	6	0,75	5	0,62	5	0,49	7	0,52	6	0,52	5	0,48	7	0,41	6	0,58	4	0,50	6	0,63	6		
FURNAS	0,95	5	1,00	1	1,00	1	0,91	3	0,80	4	0,59	4	0,66	3	0,48	6	0,63	5	0,47	4	0,50	6	0,52	5	0,65	5		
Média	0,85		0,77		0,81		0,76		0,72		0,62		0,62		0,53		0,63		0,52		0,60		0,59		0,69			

A Tabela 37 apresenta os resultados de eficiência e ranking das empresas em cada ano para o modelo DEA-IRS. A COPEL se destaca como a empresa mais eficiente, ocupando o primeiro lugar em todos os anos analisados. A CTEEP após oscilar entre 7º e 8º lugares entre 2002 e 2006, ocupou o 3º lugar em 2007, assumindo o 1º lugar em 2008 e manteve-se líder nos anos seguintes juntamente com a COPEL.

Os resultados reforçam a coerência em assumir o retorno de escala constante ao comparar as empresas analisadas.

Tabela 37 - Resultados da Eficiência para o Modelo IRS (NDRS)

Empresas	Índice de Eficiências e Ranking																									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014													
CEEE	0,94	6	1,00	1	1,00	1	1,00	1	0,82	2	1,00	1	0,70	4	0,87	4	0,53	4	0,80	4	0,74	4	0,77	4		
CEMIG	1,00	1	0,87	6	1,00	1	0,80	5	0,74	5	0,77	3	0,94	4	0,81	3	1,00	1	1,00	1	0,97	3	0,96	3		
CHESF	0,98	3	0,77	5	0,82	5	0,83	4	0,89	3	0,55	6	0,52	7	0,31	8	0,59	6	0,44	7	0,47	7	0,32	8	0,50	7
COPEL	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1
CTEEP	0,55	7	0,50	7	0,52	7	0,47	7	0,47	8	0,77	3	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1
ELETRONORTE	0,50	8	0,48	8	0,46	8	0,44	8	0,43	7	0,31	8	0,32	8	0,34	7	0,39	8	0,37	8	0,44	8	0,46	7	0,50	7
ELETROSUL	0,98	3	0,83	5	0,80	6	0,75	6	0,62	6	0,49	7	0,65	6	0,65	5	0,58	7	0,51	5	0,68	5	0,57	5	0,69	5
FURNAS	0,95	5	1,00	1	1,00	1	0,91	3	0,80	4	0,59	5	0,66	5	0,48	6	0,63	5	0,47	6	0,50	6	0,52	6	0,65	6
Eficiência Média	0,86		0,81		0,83		0,77		0,74		0,66		0,76		0,66		0,76		0,67		0,74		0,70		0,76	

4.3 CÁLCULO DO ÍNDICE MALMQUIST-DEA E SEUS COMPONENTES

4.3.1 Análise do Setor de Transmissão de Energia Elétrica Brasileiro

Esta seção tem como principal objetivo descrever e avaliar as principais mudanças de produtividade verificadas no setor de transmissão de energia elétrica do Brasil entre 2002 e 2014. Neste caso, conforme descrito na seção anterior, foram consideradas apenas as empresas existentes em 1999 (período em que representavam praticamente 100% do setor) e que nos dias atuais ainda continuam representando uma parcela significativa do mercado.

Apesar do fato da mudança da produtividade das transmissoras poderem ser afetadas por fatores ambientais não previstos pelo modelo, conforme Oliveira et al. (2009), partimos do princípio que os valores médios são menos susceptíveis de fatores contextuais, e, portanto, refletir adequadamente o papel dos níveis de regulação e de ações na produtividade das empresas. A Tabela 38 apresenta o índice Malmquist (IM) médio anual para as empresas transmissoras de energia elétrica em cada ano e os seus componentes, o primeiro correspondendo à variação da eficiência técnica (ET) e o segundo representando a variação tecnológica (VT), em um total de 104 DMU's. Os cálculos foram feitos utilizando o *software* Frontier considerando os quatro cenários a seguir:

1º Cenário (Todas as empresas) - representando o setor de transmissão de energia elétrica brasileiro considerando as 8(oito) empresas estudadas;

2º Cenário (Exceto Cteep) - 7 empresas, retirando a Cteep dos cálculos, empresa privatizada em 2006/2007;

3º Cenário (Exceto COPEL) - 7 empresas, retirando a COPEL dos cálculos, empresa desverticalizada em 2007/2008;

4º Cenário (Exceto Cteep e COPEL) - 6 empresas, retirando a Cteep e COPEL dos cálculos, considerando 4 empresas pertencentes ao governo federal (FURNAS, CHESF, ELETROSUL e ELETRONORTE), 1 pertencente ao governo estadual de Minas Gerais (CEMIG) e 1 pertencente ao governo estadual do Rio Grande do Sul (CEEE).

Tabela 38 – Ganhos e Perdas de produtividade do setor de transmissão de energia elétrica entre 2002 e 2014, considerando 4 cenários.

Anos	Ganhos/Perdas de Produtividade (%)				Ganhos/Perdas de Eficiência Técnica (%)				Ganhos/Perdas de Tecnologia (%)			
	Todas Empresas	Exceto Cteep	Exceto Copel	Exceto Cteep e Copel	Todas Empresas	Exceto Cteep	Exceto Copel	Exceto Cteep e Copel	Todas Empresas	Exceto Cteep	Exceto Copel	Exceto Cteep e Copel
2003/2002	4,78%	5,34%	3,74%	4,13%	-9,14%	-8,98%	-1,07%	-0,87%	15,11%	15,49%	4,48%	4,61%
2004/2003	-6,09%	-5,16%	-4,12%	-2,63%	5,67%	5,77%	-8,00%	-6,85%	-11,17%	-10,29%	4,71%	5,14%
2005/2004	-5,15%	-5,98%	-8,29%	-9,65%	-6,20%	-5,86%	7,55%	5,85%	1,20%	-0,03%	-14,74%	-14,67%
2006/2005	-3,45%	-3,92%	-3,12%	-4,04%	-5,44%	-6,08%	0,15%	-1,36%	2,17%	2,36%	-3,22%	-2,72%
2007/2006	10,86%	-2,18%	9,99%	-5,87%	-9,84%	-20,53%	-6,06%	2,79%	22,97%	23,03%	15,19%	-8,78%
2008/2007	-6,46%	-11,15%	0,94%	-3,38%	1,71%	51,86%	-20,22%	-2,77%	-7,99%	-41,58%	26,78%	-0,62%
2009/2008	-14,83%	-16,46%	-17,93%	-20,40%	-13,15%	-0,02%	-16,39%	-2,23%	-1,84%	-16,90%	-1,76%	-18,92%
2010/2009	6,23%	9,29%	8,18%	11,98%	25,55%	3,95%	27,86%	5,89%	-15,33%	4,98%	-15,32%	5,60%
2011/2010	-5,02%	-8,58%	-4,34%	-8,38%	-18,37%	-13,78%	-17,68%	-12,87%	16,35%	5,78%	16,19%	4,80%
2012/2011	-2,48%	-0,77%	-1,20%	1,00%	19,28%	12,46%	20,68%	14,60%	-18,23%	-11,80%	-18,11%	-11,93%
2013/2012	5,69%	4,50%	1,70%	-0,36%	-2,26%	0,59%	-5,90%	-3,89%	8,12%	3,78%	8,07%	3,60%
2014/2013	26,39%	29,19%	26,21%	29,45%	21,17%	12,33%	20,94%	12,95%	4,30%	15,16%	4,34%	14,76%
Média	0,87%	-0,49%	0,98%	-0,68%	0,75%	2,64%	0,16%	0,94%	1,30%	-0,83%	2,22%	-1,59%

Fonte: Elaboração própria

O modelo Malmquist-DEA-CRS com orientação aos insumos foi aplicado de forma distinta para cada cenário. Os cálculos dos índices e seus componentes foram feitos de modo a permitir uma análise global em relação à variação da produtividade do setor de transmissão de energia elétrica entre 2002 e 2014. A análise destacou as principais variações de produtividade verificadas no período e ao mesmo tempo buscou identificar os principais motivos que provocaram essas mudanças. As simulações permitiram avaliar e separar os efeitos dos principais marcos regulatórios ocorridos durante o período analisado: privatização da Cteep em junho de 2006, desverticalização da COPEL iniciado no final de 2006, os ciclos de RTP's realizados pelo regulador e a MP nº 579, de 2012, convertida posteriormente na Lei nº 12.783/2013. Os marcos regulatórios de relevância para o período analisado são apresentados na Figura 15.

Figura 15 - Contexto regulatório do setor de transmissão de energia no Brasil (2001-2014)

Fonte: Elaboração própria

A Figura 16 apresenta graficamente as médias anuais de ganhos/perdas de produtividade no setor de transmissão de energia entre 2002 e 2014 para os quatro cenários analisados conforme explicado anteriormente (valores obtidos por meio do Índice Malmquist). Em seguida, as Figuras 17 e 18 apresentam os ganhos/perdas de Eficiência Técnica (ET) e Variação de Tecnologia (VT), respectivamente (índices que compõem o Índice Malmquist).

Ao analisar o índice de produtividade apresentado na Figura 16, verificou-se no 1º Cenário (Todas as empresas) que, de 2002 a 2003, de 2006 a 2007, de 2009 a 2010, de 2012 a 2013 e de 2013 a 2014, o setor de transmissão de energia apresentou em média ganho de produtividade de 4,78 %, 10,86%, 6,23%, 5,69% e 26,39%, respectivamente.

Figura 16 - Ganhos/Perdas de Produtividade (%), no período 2002-2014.

Fonte: Elaboração própria

No segundo cenário, com a retirada da Cteep da análise, as principais diferenças observadas em relação ao 1º cenário aconteceram de 2006 a 2007 no qual apresentou uma perda média de 2,18% (passando de ganho para perda), de 2007 a 2008 apresentou perda de 11,15% (neste caso aumentou a perda) e de 2009 a 2010 obteve ganho de 9,29% (aumentou o ganho).

Já no 3º cenário com a retirada da COPEL da amostra e mantendo o 1º cenário para comparações, as principais diferenças observadas foram de 2004 a 2005, de 2008 a 2009, de 2012 a 2013, períodos os quais apresentaram respectivamente em média perda de 8,29% (aumentou a perda), ganho de 0,94% (passou de perda para ganho) e ganho de 1,70% (diminuiu o ganho).

Por fim no 4º cenário considerando a retirada da Cteep e COPEL e tendo o 1º cenário, para comparações, as principais diferenças observadas foram de 2003 a 2004 perda de 2,63% (diminuiu a perda); de 2004 a 2005 perda de 9,65% (aumentou a perda); de 2006 a 2007 perda de 5,87% (passou de ganho para perda); de 2008 a 2009 perda de 20,40 % (aumentou a perda); de 2009 a 2010 ganho de 11,98% (aumentou o ganho); de 2010 a 2011 perda de 8,38% (aumentou a perda); de 2011 a 2012 ganho de 1,00% (passou de perda para ganho); de 2012 a 2013 perda de 0,36% (passou de ganho para perda) e de 2013 a 2014 ganho de 29,45% (aumentou o ganho).

Conforme demonstrado no capítulo anterior a mudança de produtividade da Malmquist do setor de transmissão é o produto da mudança de eficiência técnica com a variação de tecnologia

do setor de transmissão. Portanto é preciso analisar os componentes do índice Malmquist e identificar a contribuição de cada um.

Figura 17 - Ganhos/Perdas de Eficiência Técnica (%), no período 2002-2014.

Fonte: Elaboração própria

Considerando o 1º cenário, ao analisar os componentes demonstrados na Tabela 39, é possível constatar de 2002 a 2003, de 2006 a 2007, de 2012 e 2013, o ganho de produtividade médio do setor de 4,7%, 10,86% e 5,69%, respectivamente. É um efeito combinado de um ganho médio na fronteira tecnológica (15,11%, 22,87% e 8,12% respectivamente) com uma perda média na eficiência técnica (9,14%, 9,84% e 2,26% respectivamente). Portanto, a melhoria na fronteira tecnológica é a única fonte de ganho de produtividade. Em contrapartida, o ganho de produtividade médio observado de 2009 a 2010, é um efeito combinado de um ganho médio de 25,55% na eficiência técnica com uma perda média de 15,55% na fronteira tecnológica, ou seja, nesse caso a eficiência técnica é a única responsável pelo ganho de produtividade. Por fim, o único caso em que o ganho de produtividade recebeu efeito de ambos os componentes, neste caso de 26,26%, aconteceu de 2013 e 2014, com ganhos de 21,27% na eficiência técnica e ganhos de 4,3% na fronteira de tecnologia.

Figura 18 - Ganhos/Perdas Tecnológicas (%), no período 2002-2014.

Fonte: Elaboração própria

Ao analisar as principais variações de produtividade do setor elétrico, é possível destacar o ano de 2007 em que após apresentar anos consecutivos com decréscimos, apresentou um aumento significativo no ano. O principal motivo que proporcionou o ganho de produtividade do setor em 2007 foi o processo de privatização da Cteep ocorrido em 2006/2007, fato que teve como uma de suas consequências, a redução nos custos de operação e manutenção de 50% em 2007 e 30% em 2008 em relação ao ano anterior. O custo operacional que era R\$925,92 em 2006 reduziu para R\$360,84 em 2008 e conforme pode-se observar na Figura 21 a força de trabalho que contava com 2.300 funcionários passou para 1.300 funcionários.

No entanto, no ano seguinte em 2008 o índice voltou a apresentar perda (IM= 0,94, um dos menores valores apresentados pela amostra). Essa queda pode ser justificada principalmente em função do processo de desverticalização da COPEL que, praticamente, manteve os mesmos níveis de custos operacionais mas reduziu boa parte das saídas ao repassar parte de seus ativos para o setor de distribuição.

A tabela 39 apresenta o número de empregados no final do exercício para cada empresa.

Tabela 39 - Número de empregados no final do exercício (quadro próprio)

Empresa	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CEEE GT	1.421	1.472	1.533	1.539	1.476	1.334	1.285
CEMIG GT	2.041	1.823	1.798	1.724	1.665	1.701	1.697
COPEL GT	1.594	1.744	1.863	1.841	1.702	1.554	1.568
CTEEP	1.409	1.402	1.418	1.506	1.438	1.407	1.404
CHESF GT	5.635	5.638	5.659	5.631	4.427	4.587	4.563
ELETRONORTE GT	3.701	3.852	3.815	3.757	3.394	3.355	2.974
ELETROSUL	1.580	1.605	1.555	1.535	1.343	1.318	1.312
FURNAS GT	4.758	4.906	4.860	4.567	3.547	3.517	3.548
Total	nd	22.442	22.501	22.100	18.992	18.773	18.351

Elaboração própria

Fonte: Balanço Social da ANEEL (vários anos, 2009-2015)

Figura 19 - N° de funcionários no final do exercício (quadro próprio)

Elaboração própria

Fonte: Balanço Social (ANEEL, vários anos)

Conforme demonstrado na Figura 19 é possível observar, a partir de 2011, uma queda do número de funcionários efetivos das empresas analisadas, sobretudo na empresas federais subsidiárias da Eletrobrás. Tal fato se ocorreu principalmente em função dos programas de desligamentos voluntários (PDV's) implantados praticamente por essas empresas, que desligaram um grande número de trabalhadores como no caso de FURNAS e CHESF que passaram de 4.860 e 5.659 funcionários em 2011, para 3.517 e 4.587 respectivamente em 2014. Uma resposta por parte das empresas transmissoras após o ajuste da receita feito com a MP nº 579, em 2012. O índice de Malmquist para as oito empresas apresentou aumento nos anos de 2013 (IM = 1.06) e 2014 (IM = 1.26), associado a melhorias na tecnologia de produção nos dois anos, sendo VT=1,06 em 2013 e VT=1,08 em 2014 enquanto que a eficiência técnica apresentou perda em 2013 e ganho em 2014.

4.3.2 Análise por empresa

O objetivo desta seção é explorar a produtividade de cada empresa (valores anuais individuais) considerando a análise conjunta de todas as empresas (primeiro cenário). Apesar de serem consideradas como empresas homogêneas e comparáveis pelo Regulador, existem particularidades que mostram uma diferença significativa entre as empresas transmissoras analisadas e que impactam em todo o setor.

A Figura 20 apresenta a evolução da produtividade das empresas transmissoras estudadas por meio do Índice Malmquist, representado pela média geométrica dos índices de cada empresa no ano em análise. Em termos gerais, a produtividade total média do setor de transmissão de energia elétrica apresentou ganhos ao considerar o período de 2002-2014 (IM Médio=1,009)⁵⁹ com acréscimos observados em relação ao ano anterior em 2003, 2007, 2010, 2013 e 2014 (1,052, 1,108, 1,062, 1,057 e 1,264, respectivamente). No entanto, os anos de 2004, 2005, 2006, 2008, 2009, 2011 apresentaram decréscimos na produtividade em relação ao ano anterior (0,937; 0,948; 0,965; 0,935; 0,852; 0,950 e 0,975, respectivamente).

Figura 20 - Evolução do Índice Malmquist (IM) de 2002 a 2014

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 40 apresenta a evolução anual relativa do Índice de Malmquist (fator de produtividade total) observado para cada empresa, entre os anos de 2002 e 2014. As Tabelas 41 e 42, apresentam os componentes Eficiência Técnica (ET) e Variação Tecnológica (VT),

⁵⁹ Andrade e Sant'Anna (2011) constataram decréscimo ao analisar o período de 2002-2008 (IM Médio=0,985) para o mesmo grupo de empresas. Neste estudo, nas informações da Copel fornecidas pela Aneel ainda não constava o repasse de ativos da transmissão para a distribuição oriundo do processo de desverticalização ocorrido em 2007/2008.

respectivamente. Conforme descritos na seção anterior, os índices e seus componentes para cada empresa foram calculados utilizando *software Frontier* com base no modelo CRS e orientação aos insumos. Uma vez que estamos interessados em explorar os efeitos da regulação e os níveis de produtividade, serão feitas análises individuais sobre as empresas de modo a torná-las mais completas.

Tabela 40 - Ganhos/Perdas (%) de produtividade (TFP) entre 2002 e 2014.

Empresas	Anos												Média
	2003/ 2002	2004/ 2003	2005/ 2004	2006/ 2005	2007/ 2006	2008/ 2007	2009/ 2008	2010/ 2009	2011/ 2010	2012/ 2011	2013/ 2012	2014/ 2013	
CEEE	20,19	18,45	-12,92	-5,32	-9,99	-0,05	-40,35	12,21	-34,37	28,12	4,71	17,45	-0,16
CEMIG	-22,51	6,85	-16,63	-9,04	21,35	-3,42	-12,63	11,69	11,72	-11,06	4,86	17,56	-0,11
CHESF	-11,21	0,19	-2,31	8,53	-25,14	-6,00	-41,86	57,87	-14,78	-10,47	-27,54	65,55	-0,60
COPEL	13,38	-20,10	15,97	2,79	23,19	-55,27	6,91	-7,44	-9,76	-11,41	33,62	27,66	1,63
CTEEP	0,87	-13,10	-0,15	-0,14	102,13	27,53	-0,92	-14,52	16,35	-17,95	7,99	4,39	9,37
ELETRONORTE	7,20	-10,50	-7,15	-0,73	-11,44	-21,38	0,87	1,08	4,00	2,85	14,65	17,11	-0,29
ELETROSUL	-4,47	-15,66	-2,06	-16,10	-4,12	3,48	-1,05	-23,42	-1,03	14,59	-5,97	32,23	-1,96
FURNAS	34,77	-15,35	-16,76	-7,56	-9,13	3,47	-29,59	12,37	-12,25	-14,50	13,23	29,17	-1,01
Média	4,78	-6,15	-5,25	-3,45	10,86	-6,46	-14,83	6,23	-5,02	-2,48	5,69	26,39	0,86

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 41 apresenta os valores de ganhos e perdas de Eficiência Técnica para o período analisado. De 2002 a 2003, exceto CEEE e FURNAS, todas mostram perdas de ET (COPEL apresentou não variou). De 2003 a 2004, exceto ELETROSUL e ELETRONORTE, todas mostram ganhos de ET (COPEL apresentou não variou). De 2004 a 2005⁶⁰ e de 2005 a 2006⁶¹, exceto CHESF, todas mostram perdas de ET. De 2006 a 2007, exceto CTEEP, todas mostram perdas de ET (COPEL apresentou não variou).

⁶⁰ CEEE e COPEL não apresentaram variações de 2004 a 2005

⁶¹ COPEL não apresentou variações entre 2002 e 2006.

Tabela 41 - Ganhos/Perdas (%) de Eficiência Técnica (ET) entre 2002 e 2014.

Empresas	Anos												Média
	2003/ 2002	2004/ 2003	2005/ 2004	2006/ 2005	2007/ 2006	2008/ 2007	2009/ 2008	2010/ 2009	2011/ 2010	2012/ 2011	2013/ 2012	2014/ 2013	
CEEE	5,89	11,40	0,00	-6,86	-26,70	31,14	-40,72	27,97	-43,42	57,32	-3,14	12,46	2,11
CEMIG	-33,38	30,33	-20,94	-13,19	-2,05	4,94	-10,51	32,02	-4,93	9,91	-3,30	13,04	0,16
CHESF	-21,03	6,70	0,58	7,63	-38,88	-4,10	-40,40	89,46	-26,03	7,62	-32,62	57,99	0,57
COPEL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-46,59	9,51	9,40	-23,20	9,47	23,23	22,75	0,38
CTEEP	-10,28	4,65	-9,43	-0,97	65,02	30,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,59
ELETRONORTE	-4,64	-4,78	-4,63	-1,55	-27,69	-19,78	3,40	21,30	-9,73	23,63	6,60	11,76	-0,51
ELETROSUL	-15,02	-3,29	-6,79	-16,80	-21,73	5,58	1,39	-8,55	-14,35	40,63	-13,28	27,15	-2,09
FURNAS	5,32	0,00	-9,26	-11,78	-26,66	12,42	-27,88	32,83	-25,32	5,65	4,42	24,21	-1,34
Média	-9,14	5,63	-6,31	-5,44	-9,84	1,71	-13,15	25,55	-18,37	19,28	-2,26	21,17	0,74

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 42 apresenta os valores das variações tecnológicas para o período analisado. De 2002 a 2003, todas as empresas mostram uma mudança positiva na fronteira tecnológica. De 2003 a 2004, exceto CEEE, todas as empresas mostram uma mudança negativa. De 2004 a 2005, quatro empresas mostram uma mudança positiva (CEMIG, COPEL, CTEEP E ELETROSUL) e as outras quatro empresas (CEEE, CHESF, ELETRONORTE E FURNAS) mostram uma mudança negativa. De 2005 a 2006 e principalmente de 2006 a 2007, todas as empresas mostram uma mudança positiva na fronteira tecnológica. De 2007 a 2008, todas as empresas mostram uma mudança negativa. De 2008 a 2009, exceto CEEE, todas as empresas mostram uma mudança negativa. De 2009 a 2010, todas as empresas mostram uma mudança negativa. De 2010 a 2011, todas as empresas mostram uma mudança positiva. De 2011 a 2012, todas as empresas mostram uma mudança negativa. E, finalmente, de 2012 a 2013 e 2013 a 2014, todas as empresas mostram uma mudança positiva na fronteira tecnológica.

Tabela 42 - Ganhos/Perdas (%) na Variação Tecnológica (VT) entre 2002 e 2014.

Empresas	Anos												Média
	2003/ 2002	2004/ 2003	2005/ 2004	2006/ 2005	2007/ 2006	2008/ 2007	2009/ 2008	2010/ 2009	2011/ 2010	2012/ 2011	2013/ 2012	2014/ 2013	
CEEE	13,51	6,33	-12,92	1,66	22,79	-23,79	0,62	-12,31	15,98	-18,56	8,11	4,44	0,49
CEMIG	16,31	-18,02	5,45	4,78	23,90	-7,97	-2,38	-15,40	17,51	-19,08	8,43	4,00	1,46
CHESF	12,42	-6,10	-2,87	0,84	22,49	-1,99	-2,44	-16,67	15,21	-16,81	7,55	4,78	1,37
COPEL	13,38	-20,10	15,97	2,79	23,19	-16,25	-2,38	-15,40	17,51	-19,08	8,43	4,00	1,01
CTEEP	12,42	-16,96	10,24	0,84	22,49	-1,99	-0,92	-14,52	16,35	-17,95	7,99	4,39	1,87
ELETRONORTE	12,42	-6,01	-2,65	0,84	22,49	-1,99	-2,44	-16,67	15,21	-16,81	7,55	4,78	1,39
ELETROSUL	12,42	-12,79	5,07	0,84	22,49	-1,99	-2,41	-16,26	15,55	-18,51	8,43	4,00	1,40
FURNAS	27,96	-15,35	-8,27	4,78	23,90	-7,97	-2,38	-15,40	17,51	-19,08	8,43	4,00	1,51
Média	15,11	-11,13	1,25	2,17	22,97	-7,99	-1,84	-15,33	16,35	-18,23	8,12	4,30	1,31

Fonte: Elaboração própria

CEEE

Ao analisar o Índice Malmquist médio entre 2002 e 2014, a CEEE apresentou uma pequena perda de -0,16% sob forte influência das perdas de produtividade verificadas em relação aos anos anteriores. Em 2005 (-12,92%), 2007 (-9,99%), 2009 (-40,35%) e 2011 (-34,57%). Conforme APÊNDICE E, isto pode ser justificado principalmente pelos aumentos nos custos operacionais nesses anos, aliado ao fato de que não houve variações significativas nas variáveis de saída. Em relação à análise do Índice Malmquist (IM) e de seus componentes, é possível verificar que a perda apresentada em 2005 recebeu influência somente da regressão tecnológica (-12,92%) uma vez não houve mudança na ET (0,0%). Já as perdas de 2007, 2009 e 2011 são efeitos combinados de fortes perdas na ET (-26,70%, -40,72% e -43,42%, respectivamente) com ganhos na VT (13,51%, 6,33% e 4,44%, respectivamente). É interessante frisar que apesar da perda na produtividade média de -0,16% para o período analisado, houve ganho na eficiência técnica média ($ETm=0,49\%$) e na variação tecnológica média ($VTm=1,46\%$).

Ainda em relação à análise do Índice Malmquist e de seus componentes, é possível verificar ganhos de produtividade da CEEE de 2002 a 2003 (20,19%), de 2003 a 2004 (18,45%), de 2009 e 2010 (12,21%), de 2011 a 2012 (28,12%), de 2012 a 2013 (4,71%) e de 2013 a 2014 (17,45%). Os ganhos em 2003, 2004, 2013 e 2014 são efeitos combinados de ganhos na ET (5,89%, 11,40% e 12,46%, respectivamente) com ganhos na VT (13,51%, 6,33% e 4,44%, respectivamente). As melhorias na eficiência técnica de 2009 a 2010 (27,97%) e de 2011 a 2012 (57,32%) foram as únicas fontes de ganho de produtividade nesses anos, uma vez que a variação tecnológica foi negativa (-12,31% e -18,56%). Já de 2012 a 2013, o avanço na VT (8,11%) foi o único componente responsável pelo ganho de produtividade, um vez que houve perda de eficiência técnica (-3,14%). Os ganhos de 2003 e 2004 aconteceram principalmente em função da redução de custos de R\$ 172 milhões em 2002 para R\$ 145 milhões em 2003 e R\$ 123 milhões em 2004 (reduções de 15,6% e 15,5%, respectivamente), enquanto que para as variáveis de saída não houve variações significativas. Já nos ganhos dos anos de 2010, 2012, 2013 e 2014 em relação aos anos anteriores é possível verificar além da redução dos custos (7%, 20,6%, 2,6% e 12,3%, respectivamente) um aumento mais significativo das variáveis de saída⁶² como por exemplo os aumentos verificados na potência instalada (7,1%, 1,7%, 2,0% e 4,8%).

⁶² Para maiores detalhes consultar APÊNDICE D – Painel de Dados das empresas estudadas (2002-2014) e APÊNDICE E – Variações Anuais das Variáveis Estudadas (%).

CEMIG

Ao analisar o Índice Malmquist médio entre 2002 e 2014, a CEMIG apresentou uma pequena perda de -0,11% sob forte influência das perdas de produtividade verificadas em relação aos anos anteriores. Em 2003(-22,51%), 2005(-16,63%), 2006(-9,04%), 2008 (-3,42%), 2009(-12,63%) e 2012(-11,06%). Conforme APÊNDICE E, tal fato pode ser justificado principalmente pelos aumentos nos custos operacionais nesses anos, aliado ao fato de que não houve variações significativas nas variáveis de saída, exceto no ano de 2008 que apresentou aumento na extensão de rede em 5,8%. Em relação à análise do Índice Malmquist (IM) e seus componentes, é possível verificar que as perdas de 2003, 2005 e 2006 são efeitos combinados de fortes perdas na eficiência técnica (ET), de -33,38%, -20,94% e -13,19%, respectivamente; com ganhos na variação tecnológica (VT) de 16,31%, 5,45% e 4,78%, respectivamente. O contrário aconteceu com as perdas apresentadas em 2008 e 2012, que apesar de serem efeitos combinados, receberam influência negativa da regressão tecnológica de -7,97% e -19,08% e obtiveram ganhos na ET de 4,94% e 9,91%, respectivamente. É interessante frisar que apesar da perda na produtividade média de -0,11% para o período analisado, houve ganho na eficiência técnica média (ETm=0,16%) e na variação tecnológica média (VTm=1,46%).

Ainda em relação à análise do Índice Malmquist e seus componentes, é possível verificar ganhos de produtividade da CEMIG de 2003 a 2004 (6,85%), de 2006 a 2007 (21,35%), de 2009 e 2010 (11,69%), de 2010 a 2011(11,72%), de 2012 a 2013 (4,86%) e de 2013 a 2014 (17,56%). As melhorias na eficiência técnica de 2004 (30,33%) e de 2010 (32,02%) foram as únicas fontes de ganho de produtividade nestes anos, uma vez que houve regresso tecnológico de -18,52% e -15,4%. Situação contrária aconteceu nos anos de 2007, 2011 e 2013, nos quais, a progressão tecnológica em 2007 (23,9%), 2011 (17,51%) e 2013(8,43%) foi o único componente responsável pelo ganho de produtividade, nesse caso, houve perda de eficiência técnica nos anos de 2007(-2,05%), 2011(-4,93%) e 2013(-3,03%). Por último, o ganho apresentado em 2014, foi um efeito combinado positivo de ET(13,04%) e VT(4,00%). Nos ganhos dos anos de 2007, 2013 e 2014 em relação aos anos anteriores é possível verificar além da redução dos custos de -17,6%, -2,5% e -11,3%, respectivamente, um aumento mais significativo das variáveis de saída⁶³ como por exemplo o aumento de 5,8% na extensão de rede em 2007, na potência instalada e no número de módulos em 2013(3,2%) e 2014(4,2%). Vale destacar que os custos operacionais de R\$ 183 milhões em 2007 foram praticamente iguais aos

⁶³ Para maiores detalhes consultar APÊNDICE D – Painel de Dados das empresas estudadas (2002-2014) e APÊNDICE E – Variações Anuais das Variáveis Estudadas (%).

R\$ 184 milhões praticados em 2014, mesmo com os aumentos verificados nas variáveis de saída a partir de 2007.

CHESF

Ao analisar o Índice Malmquist médio entre 2002 e 2014, a CHESF apresentou uma pequena perda de -0,6% sob influência principalmente das perdas de produtividade verificadas. Em 2003 (-11,21%), 2007 (-25,14%), 2008 (-6,00%), 2009 (-41,86%), 2011 (-14,78%), 2012 (-10,47%) e 2013 (-27,54%)⁶⁴. Conforme APÊNDICE D, tal fato pode ser justificado principalmente pelos aumentos nos custos operacionais nesses anos muito superiores aos aumentos verificados na variáveis de saída. Em relação à análise do Índice Malmquist (IM) e seus componentes é possível verificar que as perdas de 2003, 2007, 2011 e 2013 são efeitos combinados de fortes perdas na ET (-21,03%, -38,88%, -26,03% e -32,62% respectivamente) com ganhos na VT (12,42%, 22,49%, 15,21% e 7,55%, respectivamente). Já as perdas apresentadas em 2012, apesar de serem efeitos combinados dos componentes, recebeu influência negativa de VT (-16,81%) e positiva na ET (7,62%). Em 2009 a perda de produtividade aconteceu principalmente em função da perda de ET (-40,40%). É interessante frisar que apesar da perda na produtividade média de -0,60% para o período analisado, houve ganho na eficiência técnica média (ET=0,57%) e na variação tecnológica média (VT=1,37%).

Ainda em relação à análise do Índice Malmquist e seus componentes é possível verificar ganhos de produtividade da CHESF de 2003 a 2004 (0,19%), de 2005 a 2006 (8,35%), de 2009 a 2010 (57,87%) e de 2013 a 2014 (65,55). As principais fontes contribuintes para os ganhos de produtividade foram as melhorias de eficiência técnica obtidas em 2004 (6,7%), 2006 (7,63%) e principalmente em 2010 (89,46%) e em 2014 (57,99%). Em relação à variação tecnológica nos anos de ganho de produtividade, as contribuições foram relativamente baixas, com os ganhos em 2006 (0,84) e 2014 (4,78). Para os anos de 2004 (-6,1%) e 2010 (-16,67) houve inclusive regresso tecnológico. Ou seja, a eficiência técnica foi o principal componente responsável pelos ganhos de produtividade apresentados no período, com destaque para 2010 e 2014. Em relação aos anos anteriores é possível verificar além da redução dos custos em 2006 (-12,2%), 2010 (-36,2%) e 2014 (-38,8%), um aumento mais significativo das variáveis de saída⁶⁵ como, por exemplo, o aumento na potência instalada em 2006 (4,3%), 2010 (3,9%) e 2014 (4,0%). Vale destacar que os custos operacionais em 2013 reduziram de R\$1.502 milhões

⁶⁴ Os resultados apresentados para cada ano são sempre em relação ao ano anterior.

⁶⁵ Para maiores detalhes consultar APÊNDICE D – Painel de Dados das empresas estudadas (2002-2014) e APÊNDICE E – Variações Anuais das Variáveis Estudadas (%).

de reais para R\$920 milhões em 2014, passando assim a operar com patamares muito inferiores aos verificados em 2009 e assim mais próximos aos praticados em 2008, quando os custos operacionais foram de R\$ 712 milhões.

COPEL

Ao analisar o Índice Malmquist médio entre 2002 e 2014, a COPEL apresentou um ganho de 1,63% (somente Cteep e COPEL apresentaram ganhos médios de produtividade), sob influência principalmente dos ganhos de produtividade verificados. Em 2003 (13,38%), 2005 (15,97%), 2006 (2,79%), 2007 (23,19%), 2009 (6,91%), 2013 (33,62%) e 2014 (27,66%). Conforme APÊNDICE D, tal fato pode ser justificado principalmente pelas reduções nos custos operacionais desses anos quando comparados com o ano anterior aliado ao aumentos anuais verificados anos nas variáveis de saída, como por exemplo potência instalada em 2005 (4%), 2013 (3,6%) e 2014 (6,2%). Em relação à análise do Índice Malmquist (IM) e seus componentes, os principais contribuintes para os ganhos de produtividade foram os avanços tecnológicos em 2003 (13,38%), 2005 (15,97%), 2006 (2,79%) e 2007 (23,19%) e as melhorias de eficiência técnica obtidas em 2009 (9,51%), 2013 (23,23%) e 2014 (22,75%). Ou seja, até 2007 o progresso tecnológico foi o principal componente responsável pelos ganhos de produtividade e a partir de 2009 a eficiência técnica foi o principal componente responsável pelos ganhos de produtividade apresentados. É possível interpretar o ganho de produtividade média de 1,63 como um deslocamento da fronteira resultante do ganho médio de eficiência técnica ($ET=0,38$) com a progressão tecnológica média ($VT=1,01$) apresentada no período.

Ainda em relação à análise do Índice Malmquist e seus componentes, é possível verificar perdas de produtividade da COPEL de 2003 a 2004 (-20,1%), de 2007 a 2008 (-55,27%), de 2009 a 2010 (-7,44%), de 2010 a 2011 (-9,76%) e de 2011 a 2012 (-11,41%). No ano de 2007, após sucessivos ganhos de produtividade, a COPEL se tornou *benchmarking* para outras transmissoras. No entanto, essa situação mudou drasticamente de 2007 a 2008, com a COPEL apresentando a queda de produtividade mais significativa, com perdas elevadas tanto na eficiência técnica ($ET=-46,59\%$) quanto na variação tecnológica ($VT=-16,25\%$). Tal fato se deu em função da Cisão⁶⁶ da COPEL Transmissão S.A na qual reduziu significativamente seus produtos de saída (*outputs*), ficando com apenas 25% dos quilômetros de linha, 49% da potência

⁶⁶ Em cumprimento à legislação do setor elétrico e à Resolução Autorizativa 1.120/07, em 1º de dezembro de 2007 ocorreu a cisão da COPEL Transmissão S.A., sendo os ativos de tensão igual a 69 kV e 138 kV transferidos para a COPEL Distribuição S.A. e os de tensão igual ou superior a 230 kV para a COPEL Geração S.A., que alterou a sua denominação para COPEL Geração e Transmissão S.A

instalada (MVA) e 29% do número de módulos sem que houvesse mudanças significativas nos custos operacionais. Já as perdas apresentadas em 2010 e 2012, apesar de serem efeitos combinados dos componentes, recebeu influência negativa da regressão tecnológica (-15,40% e -19,08% respectivamente) e positivas na ET (9,4% e 9,47%). Em 2011, a perda de produtividade aconteceu principalmente em função da perda de eficiência técnica de -23,2%. Em relação aos anos anteriores é possível verificar aumentos dos custos em 2010 (8,0%), 2011(19,0%) e 2014 (12,9%), sem que houvesse um aumento significativo dos *outputs*. Vale destacar que os custos operacionais reduziram de R\$150 milhões em 2013 para R\$ 125 milhões em 2014, menor valor obtido para todo o período analisado.

CTEEP

Ao analisar o Índice Malmquist médio entre 2002 e 2014, a Cteep apresentou um ganho de 9,37%, o maior entre as empresas analisadas, sob influência principalmente dos ganhos de produtividade verificados em 2007 (102,13%), 2008 (27,53%) e 2011 (16,35%) e ganhos de menor magnitude em 2013 (7,99%) e 2014 (4,39%). Conforme APÊNDICE D, isto pode ser justificado principalmente pela redução significativa dos custos operacionais nesses anos, aliado ao fato de que não houve variações significativas nas variáveis de saída. O destaque, apresentado em 2007, está fortemente relacionado com a privatização da CTESP em 2006, com o grupo ISA adquirindo 50,1% das suas ações ordinárias. Nos anos seguintes, a empresa reduziu significativamente seus custos operacionais passando de R\$ 926 milhões em 2006 para R\$ 459 milhões em 2007 (redução relativa ao ano anterior de 50,4%) e 361 milhões em 2008 (redução relativa ao ano anterior de 21,4%), sem grandes alterações de patamares nos anos seguintes. Em um contexto de otimização de recursos realizado pela empresa, merece destaque o Programa de Desligamento Voluntário (PDV), com 1.534 adesões em novembro/2006, no qual reduziu significativamente a quantidade de funcionários conforme apresentado na Figura 21. Em 31/10/2006 eram 2.737 funcionários, passando para 1.382 em 30/09/2007⁶⁷.

⁶⁷Apresentação Anual da Transmissão Paulista Apimec realizada em 26 de novembro de 2007.

Figura 21 - Número de funcionários da Cteep no final do período (quadro próprio)

Elaboração própria

Fonte: Balanço Social (ANEEL, vários anos) e site relações com investidores da Cteep:

<http://www.isacteep.com.br/ri/informacoes-financeiras/central-de-resultados>

Em relação à análise do Índice Malmquist e seus componentes, é possível verificar ganho de produtividade da Cteep de 2006 a 2007 de 65,02%, que é resultado da combinação de ganhos na ET (65,02%) com ganhos na VT (22,49%); de 2007 a 2008 de 27,53%, resultado combinado de ganhos na ET (30,11%) com perdas na VT (-1,99%); ou seja, neste caso somente a ET contribuiu positivamente no ganho de produtividade. Já os ganhos obtidos em 2011 (16,35%), 2013 (7,99%) e 2014 (4,39%) tiveram como única fonte de ganho de produtividade o avanço tecnológico, uma vez não houve variação na eficiência técnica para esses anos.

Ainda em relação à análise do Índice Malmquist e seus componentes é possível verificar que as principais perdas de produtividade, ocorridas em 2004 (-13,1%), 2010 (-14,52) e 2012 (-17,95%) aconteceram principalmente em função do regresso tecnológico apresentados nesses anos. Conforme APÊNDICE D, tal fato pode ser justificado principalmente pelos aumentos nos custos operacionais nesses anos, aliado ao fato de que não houve variações significativas nas variáveis de saída (*outputs*). É interessante frisar que o ganho na produtividade média de 9,37% para o período analisado teve influência positiva da variação tecnológica média (VT=1,87%) e principalmente da eficiência técnica média (ET= 6,59%).

ELETRONORTE

Ao analisar o Índice Malmquist médio entre 2002 e 2014, a ELETRONORTE apresentou uma pequena perda de -0,29% sob forte influência das perdas de produtividade verificadas em relação aos anos anteriores em 2004 (-10,50%), 2005 (-7,15%), 2007 (-11,44%) e 2008 (-

21,38%). Conforme APÊNDICE E, isto pode ser justificado principalmente pelos aumentos nos custos operacionais nesses anos, aliado ao fato de que não houve variações significativas nas variáveis de saída, exceto nos anos de 2007 e 2008 que apresentaram aumentos significativos nos *outputs* como por exemplo na potência instalada (aumentos de 5,8% e 7,7% respectivamente). Em relação à análise do Índice Malmquist (IM) e seus componentes, é possível verificar que as perdas de 2004, 2005 e 2008 são efeitos combinados de fortes perdas na ET (-4,78%, -4,63% e -19,78%, respectivamente) perdas na VT (-6,01%, -2,65% e -1,99%, respectivamente). Já a perda apresentada 2007 recebeu influência negativa da eficiência técnica (-27,69%) uma vez que houve progresso tecnológica (22,49%) em 2007. É interessante frisar que apesar da perda na produtividade média de -0,29% para o período analisado sob influência principalmente da perda na eficiência técnica média (ET= -0,51%), houve ganho na variação tecnológica média (VT=1,39%).

Ainda em relação à análise do Índice Malmquist e seus componentes é possível verificar ganhos de produtividade da ELETRONORTE de 2002 a 2003 (7,2%), de 2008 a 2009 (0,87%), de 2009 e 2010 (1,08%), de 2010 a 2011 (4,00%), de 2011a 2012 (2,85%), de 2012 a 2013 (14,65%) e de 2013 a 2014 (17,11%). Os ganhos em 2009, 2010 e 2012 são efeitos combinados de ganhos na ET (3,4%, 21,3% e 23,63%, respectivamente) com perdas na VT (-,44%, -16,67 e -16,81%, respectivamente), ou seja, a eficiência técnica foi a única fonte de ganho de produtividade nesses anos. De 2010 a 2011, a progressão tecnológica (VT=15,21%) foi a única fonte de ganho de produtividade, uma vez que houve perda de eficiência técnica (ET= -9,73%). Por último, de 2013 a 2014 o ganho de produtividade foi resultado do efeito combinado do ganho de ET (11,76%) com ganhos na VT (4,78%). As perdas observadas entre 2004 até 2008 aconteceram principalmente em função de sucessivos aumentos dos custos operacionais, chegando a 703 milhões em 2008, ao contrário do que observa-se a partir de 2009, período no qual é possível observar ganhos de produtividade em função de sucessivas reduções de custos passando de R\$ 693 milhões em 2009 para R\$ 535 milhões em 2014 aliado aos constantes aumentos de ativos com destaque para o aumento da potência instalada em 2009 (%10,3) e 2010 (10,7%) fruto principalmente da interligação com os sistemas isolados até então e de propriedade da ELETRONORTE (sistemas isolados de transmissão dos estados do Acre e Rondônia).

ELETROSUL

Ao analisar o Índice Malmquist médio entre 2002 e 2014, a ELETROSUL apresentou uma perda de -1,96%, sob influência principalmente das perdas de produtividade verificadas em 2004 (-15,66%), 2006 (-16,10%), 2010 (-23,42%) e 2013 (-5,97%). Conforme APÊNDICE E, isto pode ser justificado principalmente pelos aumentos nos custos operacionais nesses anos, aliado ao fato de que não houve variações significativas nas variáveis de saída, exceto nos anos de 2006 e 2013 que apresentaram aumentos significativos nos *outputs* como por exemplo na potência instalada (aumentos de 15,4% e 5,9% respectivamente). Em relação à análise do Índice Malmquist (IM) e de seus componentes é possível verificar que as perdas de 2004 e 2010 são efeitos combinados de perdas na ET (-3,29% e -8,55%, respectivamente) e principalmente perdas na VT (-12,79% e -16,26%, respectivamente). Já a perda apresentada 2006 e 2013 recebeu como principal influência a perda de eficiência técnica (-16,80% e -13,28%) uma vez que houve progresso tecnológica (0,84% e 8,43 respectivamente). É interessante frisar que apesar da perda na produtividade média de -1,96% para o período analisado sob influência principalmente da perda na eficiência técnica média (ET= -2,09%), houve ganho na variação tecnológica média (VT=1,40%).

Ainda em relação à análise do Índice Malmquist e seus componentes, é possível verificar ganhos de produtividade da ELETROSUL de 2008 a 2007(3,48%), de 2011 a 2012(14,59%) e de 2013 e 2014(32,23%). Os ganhos em 2008, 2012 e 2014 tiveram como principal fonte de ganho de produtividade os aumentos de ET (3,4%, 21,3% e 23,63%, respectivamente). Em relação à variação tecnológica, exceto em 2014(VT=4,00%), nos demais anos houve regressão tecnológica, 2008(VT=-1,99) e 2012(VT=-18,51). Vale destacar que os custos operacionais reduziram de R\$ 511 milhões em 2013 para R\$ 386 milhões em 2014, passando assim a operar com patamares muito inferiores aos verificados nos anos anteriores, de 2013 a 2010 e mais próximos aos praticados em 2007 quando os custos operacionais foram de R\$ 368 milhões.

FURNAS

Ao analisar o Índice Malmquist médio entre 2002 e 2014, FURNAS apresentou uma perda de -1,01%, sob influência principalmente das perdas de produtividade verificadas em 2004 (-15,35%), 2005 (-16,76%), 2006 (-7,56%), 2007 (-9,13%), 2009 (-29,59%), 2011 (-12,25%) e 2012 (-14,50%). Conforme APÊNDICE D, isto pode ser justificado principalmente pelos aumentos nos custos operacionais nesses anos muito superiores aos aumentos verificados na variáveis de saída⁶⁸. Em relação aos componentes do Índice Malmquist (IM) é possível verificar

⁶⁸ Os resultados apresentados para cada ano são sempre em relação ao ano anterior.

que o ano de 2004 teve como única influência a regressão tecnológica de $VT = -15,35$ enquanto que as perdas de 2005 e 2009, são resultado de perdas na ET (-9,26% e 27,88%, respectivamente) e perdas na VT (-8,27% e -2,38%). Os anos de 2006, 2007 e 2011 são efeitos combinados de fortes perdas na ET (-11,78%, -26,66% e -25,32%, respectivamente) com ganhos na VT (4,78%, 23,90% e 17,51%, respectivamente). Em 2012, apesar do ganho de ET (7,62%), a perda de produtividade aconteceu principalmente em função da perda na VT (-19,08%). É interessante frisar que apesar da perda na produtividade média de -1,01% sob influência principalmente das perdas na eficiência técnica média ($ET = -1,34\%$), a variação tecnológica média entre 2002 e 2014 foi positiva ($VT = 1,51\%$).

Ainda em relação à análise do Índice Malmquist e seus componentes é possível verificar ganhos de produtividade de FURNAS de 2002 a 2003 (34,77%), de 2007 a 2008 (3,47%), de 2009 a 2010 (12,37%), de 2012 a 2013 (13,23%) e de 2013 a 2014 (29,17%). Os ganhos de produtividade obtidos em 2003, 2013 e 2014 foram resultados do efeito combinado de ganhos de ET (5,32%, 4,42% e 24,21%, respectivamente) com ganhos na VT (27,96%, 8,43% e 4%, respectivamente). As melhorias de eficiência técnica obtidas em 2008 (12,42%) e 2010 (32,83%) foram as únicas fontes contribuintes para os ganhos de produtividade. Para os anos de 2008 ($VT = -7,97\%$) e 2010 ($VT = -15,47$) houve inclusive regresso tecnológico. Vale destacar que a eficiência técnica contribuiu positivamente em todos os anos do período analisado, com ganhos de produtividade, com destaque para 2010 e 2014. Tais ganhos de produtividade são justificados principalmente pela redução dos custos em relação aos anos anteriores em 2003 (-23,6%), 2008 (-3,4%), 2010 (-10,7%), 2013 (-11%) e 2014 (-22,4%). Vale destacar que os custos operacionais reduziram de R\$ 1.500 milhões em 2013 para R\$ 1.165 milhões em 2014, passando assim a operar com patamares muito inferiores aos verificados nos anos anteriores (2013, 2012 e 2011) e mais próximos aos praticados em 2007 quando os custos operacionais foram de R\$ 1.019 milhões.

5 CONCLUSÕES

5.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Após um período marcado por reformas estruturais ocorridas na década de 90, o setor elétrico brasileiro deu início a uma nova etapa no início dos anos 2000, que ficou conhecido como o Novo Modelo do Setor Elétrico. Um período marcado pela forte atuação do órgão regulador nos mercados de energia, em particular os setores de distribuição e transmissão, caracteristicamente conhecidos como monopólios naturais.

Em termos gerais, particularmente para as redes de energia, um dos principais objetivos da regulação consiste em implantar mecanismos de incentivos para melhorar a eficiência operacional e de investimento do mercado regulado em questão e ao mesmo tempo assegurar que os consumidores se beneficiem dos ganhos. Jamasb & Pollitt (2007), destacam também sobre a importância de considerar a regulação por incentivos de forma ampla dentro do contexto regulatório de reformas no qual o setor está inserido.

No Brasil, para atingir esses objetivos no setor de transmissão de energia⁶⁹, diversas medidas estruturais foram tomadas, como por exemplo a implantação das licitações públicas como modelo de expansão do sistema de transmissão⁷⁰, separação dos setores de transmissão e de distribuição por meio da Lei nº 10.848/2004, com destaque para o processo de desverticalização da COPEL⁷¹; a privatização da Cteep em 2006; a implantação de mecanismos regulatórios nas revisões tarifárias periódicas em 2006 (1ªRTP) e 2009 (2ªRTP); e a renovação das concessões em 2012.

A partir de 2006, começaram as revisões periódicas tarifárias e o foco passou a dirigir-se à busca de eficiência. Neste cenário, todas as empresas tiveram suas eficiências relativas fortemente impactadas em razão da privatização da CTEEP em 2006, principalmente nos anos seguintes (2007 e 2008). Ao promover a forte redução dos seus custos operacionais a CTEEP tornou-se a empresa referência, uma tendência observada já durante a segunda revisão periódica e confirmada na renovação das concessões.

⁶⁹ A avaliação das principais medidas adotadas com objetivo de promover a eficiência das empresas de transmissão de energia foi feita para o período entre 2002 e 2014, ou seja, após a assinatura dos contratos iniciais com as empresas transmissoras existentes até o ano de 1999.

⁷⁰ Passou de 9 empresas transmissoras em 1999 para 104 em maio/2017 conforme site do ONS.

⁷¹ A desverticalização das empresas antigas foi parcial, separando somente a distribuição dos demais setores, ou seja, as empresas continuaram com a operação conjunta da geração e da transmissão.

5.2 PRINCIPAIS RESULTADOS NA EVOLUÇÃO DA PRODUTIVIDADE

Os resultados do índice de produtividade de Malmquist do setor de transmissão de energia no Brasil, representado pelas 8 empresas estudadas, apresentaram ganho de produtividade médio de 0,87% entre 2002 e 2014 influenciados pelos ganhos obtidos pela Cteep de 9,37% e pela Copel de 1,63%. Os ganhos de 2007 a 2008, obtidos após a privatização da Cteep e dos ganhos de 2012 a 2013 e de 2013 a 2014, obtidos principalmente após a renovação das concessões influenciaram positivamente. O aumento acentuado da eficiência, neste período, foi atribuído ao fato das empresas terem reduzido significativamente seus custos na tentativa de se adaptarem às novas regras do setor com receitas remunerando apenas os custos de operação e de manutenção e não mais amortização dos investimentos e depreciação dos ativos. Além disso, é possível interpretar que houve um deslocamento da fronteira, resultante da fronteira tecnológica ($ET=1,31\%$) com a contribuição positiva de todas as empresas. É possível verificar também um deslocamento da fronteira resultante da eficiência de produção ($ET=0,74$), nesse caso com contribuições positivas somente de CEEE, CEMIG, COPEL, CHESF e CTEEP.

No sentido de explicar os incrementos de produtividade, a decomposição do índice Malmquist revela que até o ano de 2007 as variações tecnológicas tiveram maior influência e de 2008 até 2014, as variações de eficiência técnica. Os resultados mostram queda na produtividade para a maioria das empresas no último ano de cada revisão tarifária periódica⁷² (RTP), no caso da 1ª RTP de 2003 a 2005⁷³ (exceto COPEL) e no caso de 2002 a 2008⁷⁴ (exceto CTEEP, ELETROSUL e FURNAS).

5.3 IMPLICAÇÕES PARA A REGULAÇÃO

Apesar da regulação por incentivos implantada pela ANEEL, é importante destacar que os principais ganhos de produtividade aconteceram após medidas drásticas no setor, tais como a privatização da CTEEP e a MP 579, que confirmaram as oportunidades de redução dos custos

⁷²É importante lembrar que os resultados das eficiências obtidos nos últimos anos de cada revisão foram aplicados somente para as novas instalações após 2000 (RBNI), permanecendo assim o ajuste anual de IPCA para as instalações existentes (RBSE) sem aplicação dos resultados de eficiências obtidos nos últimos anos.

⁷³ Na primeira revisão tarifária periódica (1ª RTP) foram considerados os anos de 2003, 2004 e 2005.

⁷⁴ Na segunda revisão tarifária periódica (2ª RTP) foi considerado o período de 2002 a 2008.

operacionais. Tal fato reforça a necessidade de aliar novos métodos e ferramentas regulatórias com objetivo de incentivar as empresas reguladas a buscarem custos operacionais eficientes.

Conforme destacado por ACCC (2012), a incorporação do *Total Factor Productivity* contribuiu para os objetivos da regulação do mercado energético australiano como o aumento da produtividade e preços mais baixos para os consumidores, no longo prazo. Nesse sentido, as análises do Índice Malmquist realizadas neste trabalho para o período entre os anos de 2002 e 2014 contribuem com os estudos iniciados recentemente pelo Regulador⁷⁵ e reforçam sobre a oportunidade de considerar o TFP na regulação energética brasileira.

Em termos estruturais, o ponto de partida para aumentar a eficiência do setor de transmissão de energia no Brasil foi à implantação, no final da década de 90 e início dos anos 2000, do processo licitatório por meio de leilões dos novos ativos a serem instalados (linhas, transformadores, compensação de reativos e etc.) como forma de garantir a continuidade da expansão do sistema. Este processo de expansão do Sistema Interligado Nacional, criou um novo cenário para o setor de transmissão, chegando a contar no final de 2016 com 104 agentes em operação comercial sob a coordenação do ONS.

É possível destacar também a adaptação das empresas estudadas em relação às novas regras do setor (leilões da transmissão), fato confirmado pela participação de todas as empresas estudadas em diversas sociedades de propósito específico⁷⁶. Análises abordando as SPE's e as empresas estudadas podem ser uma boa oportunidade de trabalhos futuros, aliado ao fato de ser atualmente um tema muito presente nos meio de comunicação.

Outra mudança estrutural importante foi a desverticalização parcial do setor feita a partir da Lei nº 10.824/2004, principalmente para as empresas aqui analisadas que separaram a distribuição dos setores de geração e de transmissão. Essa medida trouxe impactos profundos no setor, na medida que os resultados e as mudanças de estratégias das empresas se tornaram mais evidentes, haja vista o caso da COPEL GT que inicialmente apresentou elevadas quedas de produtividade após a desverticalização (em função da perda de ativos para a distribuição) e mostrou forte recuperação nos últimos anos da análise ao promover a redução de seus custos operacionais.

Segundo Jamison (2007) durante a escolha do esquema regulatório os reguladores se deparam com o desafio de ponderar problemas e benefícios ao estabelecer o limite de preço adequados aos custos e benefícios correspondentes da regulação da taxa de retorno

⁷⁵ Nota 266/2015

⁷⁶ As SPE's com participação das empresas estudadas tiveram início de suas operações comerciais principalmente a partir de 2005 e 2006.

correspondentes. Diante desse contexto, o corpo regulatório pode adotar um sistema híbrido que aplica diferentes formas de regulamentação com o objetivo de alinhar o aspecto institucional, político e econômico do regulador.

Para garantir a eficiência no funcionamento do setor elétrico deve ser considerado não apenas o momento atual, mas também as perspectivas de evolução no longo prazo levando em conta condições estruturais e conjunturais. Nesse sentido, de maneira complementar, esta pesquisa contribui com o regulador ao apresentar as variações da produtividade e eficiência técnica em função das características do agente regulado (tamanho da empresa, público ou privado, público da esfera estadual ou federal). Portanto, a sugestão é considerar a possibilidade dessas características identificadas ex-ante a aplicação do modelo escolhido

Em relação ao método adotado, ao analisar os ciclos de revisões tarifárias periódicas iniciados em 2006, é possível notar esforços contínuos por parte do regulador para conseguir implantar o método mais apropriado, capaz de fazer com que as empresas transmissoras busquem praticar custos operacionais cada vez mais eficientes. Entretanto, trabalhos acadêmicos e contribuições feitas em audiências públicas demonstram que o método adotado no setor de transmissão de energia do Brasil ainda não está totalmente consolidado e ainda pode oferecer oportunidades de melhorias. Variáveis de saída importantes como a quantidade de potência reativa instalada poderiam ser consideradas e disponibilizadas pelo Regulador para calcular a eficiência e a produtividade das empresas. Avaliação e novas propostas para o fator qualidade da transmissão incluído na Renovação das Concessões, também oferece uma boa oportunidade de pesquisa em trabalhos futuros.

Outro fator que merece destaque é a transparência nos processos em geral, verificada tanto na divulgação das informações por meio de diversos documentos, como por exemplo as notas técnicas, quanto nas audiências públicas com a participação de diversos agentes da sociedade. Nesse sentido, é importante destacar também melhorias na disponibilidade e qualidade das informações em relação às empresas fiscalizadas, contribuindo assim para as pesquisas do setor de energia no Brasil.

5.4 IMPLICAÇÕES PARA A GESTÃO DAS EMPRESAS REGULADAS

No Brasil, a privatização de empresas públicas⁷⁷ sempre foi assunto de muitos debates. No caso específico da transmissão de energia elétrica, apesar dos nossos resultados demonstrarem que a privatização funcionou como uma boa estratégia para melhoria da eficiência e da produtividade do Setor de Transmissão, é importante ponderar que essas melhoras se deram às custas de elevados cortes no quadro de funcionários da empresa privatizada (obtendo assim redução de custos atrelada à eficiência).

Confirmando sobre a importância e atualidade do tema no Brasil, o professor da UFRJ, Nivaldo Castro (PEREIRA; SCARAMUZZO, 2017) recentemente sinalizou sobre uma tendência de aumento da participação do capital privado no setor de energia elétrica brasileiro com a seguinte afirmativa: “O setor elétrico caminha para um modelo de controle majoritário da iniciativa privada. Não há mais necessidade de o Estado ficar à frente dos investimentos, como ocorria antes com a Eletrobrás”.

Partindo do princípio que não há diferenças significativas em relação a tecnologia disponível para as empresas estudadas, os resultados trazem implicações importantes para a gestão das empresas e reforçam que a tecnologia ainda não foi devidamente apropriada por parte de todas as empresas analisadas, mesmo estando sujeitas às mesmas regras regulatórias.

As oportunidades de melhoria, particularmente em relação à otimização dos processos empresariais, são conhecidas pelo mercado e podem ser confirmadas por meio de planos de reestruturações atualmente em andamento como o novo Plano Diretor de Negócios e Gestão para o período de 2017-2021 (PDNG 2017-2021) para as empresas do grupo Eletrobrás (incluindo FURNAS, CHESF, ELETRONORTE e ELETROSUL). Conforme (REUTERS, 2017), o presidente da Eletrobrás afirmou que a redução do quadro e outros cortes de custos, além da venda de imóveis administrativos e de distribuidoras de energia do grupo, prevista para até o final de 2017, deverão gerar uma economia anual de R\$ 2,5 bilhões para a companhia. A reportagem revela ainda que a Eletrobrás, atualmente com 23 mil trabalhadores deverá chegar ao final de seu processo de reestruturação, com 12 mil empregados.

Será mesmo a privatização o único caminho para as empresas estatais apropriarem a tecnologia disponível do setor de transmissão assim como empresas privadas? Empresas como a COPEL, estatal controlada pelo estado do Paraná mostram que não, ou seja, é possível que

⁷⁷ Conforme destacado por Mendonça&Dahl (1999), grande parte do setor de distribuição brasileiro foi privatizado no final da década de 90 e segundo Silvestre *et al* (2010), a privatização de distribuidoras no Nordeste apresentou resultados benéficos sob a perspectiva do investidor.

empresas públicas realizem uma gestão eficiente em relação aos custos conforme praticada na maioria das vezes pela iniciativa privada como a Cteep demonstrou.

5.5 LIMITAÇÕES

Em relação à Análise Envoltória dos Dados, apesar da vasta aplicação na literatura acadêmica e na prática regulatória, como um método determinista, os resultados da técnica DEA apresentam sensibilidade à presença de *outliers* (ACCC, 2012). Adicionalmente, aplicações complementares ao Índice Malmquist, em combinação com o método Bootstrap⁷⁸ ou o Teste de Kruskal-Wallis⁷⁹ (K-W), podem confirmar a consistência dos resultados, tornando assim a análise mais robusta.

Há limitações na base de dados em relação aos custos operacionais, uma vez que houve uma evolução da qualidade das informações com o passar do tempo. A partir de 2009 é possível constatar que as informações referentes ao PMSO (pessoal, material, serviços e outros) ficaram mais completas, permitindo, por exemplo, a abertura e inclusão definitiva do item outros no balanço mensal padronizado (BPM) da ANEEL.

5.6 SUGESTÃO DE ESTUDOS FUTUROS.

Pelo fato de partirem de pressupostos diferentes apresentando vantagens e desvantagens conforme aplicabilidade empregada, conforme afirma Souza et al. (2010) é interessante investigar os índices de eficiências obtidos pelos métodos DEA e SFA no mesmo conjunto de dados.

Realizar estudos comparativos envolvendo os novos agentes da transmissão (104 agentes em operação comercial em julho 2017) abordando questões técnicas, econômicas, organizacionais, comportamentos estratégicos buscando mapear com detalhes as melhores práticas observadas no mercado de transmissão de eletricidade etc...

Estudos de viabilidade para avaliar um possível processo de desverticalização total para as empresas atuantes tanto na geração quanto na transmissão de energia.

Estudos de *benchmarking* das empresas levando em consideração o *Capex* como variável de entrada modelo ou ainda variáveis de saída importantes como, por exemplo, a compensação de reativos.

⁷⁸O método Bootstrap, segundo Maddala (2003), é uma técnica de amostragem com o propósito de reduzir desvios e prover desvios padrão mais confiáveis.

⁷⁹O teste de K-W serve para testar a hipótese de que várias populações têm mesma distribuição (VIEIRA, 2003).

REFERÊNCIAS

- ABDALA, M. A. Governance of competitive transmission investment in weak institutional systems. **Energy Economics**, v. 30, n. 4, p. 1306–1320. 2008. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.12.009>>, acesso em 02 jul. 2017.
- ABRANCHES, S. Reforma regulatória: conceitos, experiências e recomendações, p. 19–50. **Revista do Serviço Público**, ano 50, n. 2, abr./jun. 1999a.
- _____. Privatização, mudança estrutural e regulação: Uma avaliação do programa de privatização no Brasil. IN: VELLOSO, J.P.R. **A crise mundial e a nova agenda de crescimento**. Rio de Janeiro: José Olympio. 1999b.
- ACCC.. Benchmarking Opex and Capex in Energy Networks. Working Paper n. 6, May. Melbourne: **Australian Competition and Consumer Commission**. 2012.
- ACKERMANN, T.. Distributed resources and re-regulated electricity markets. **Electric Power Systems Research**, 77, n. 9, p. 1148–1159. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.006>>. 2007.
- ALBUQUERQUE, B., GRIMALDI, D., MORET, E., SURLIUGA, L. Um índice de competitividade ao nível da firma : uma proposta baseada em Análise Envoltória de Dados Breno Albuquerque. **Revista do BNDES** 40, 115–160, dezembro de 2013. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/?locale=pt_BR>
- ALMEIDA, M. R. et al. Análise por Envoltória de Dados - Evolução e Possibilidades de Aplicação. **Anais Do XIX Simpósio de Administração Da Produção, Logística e Operações Internacionais**. SIMPOI, FGV, EAESP. 2006
- ANDRADE, G. N. de; SANT'ANNA, A. P. Análise da Evolução da Eficiência de Empresas de Transmissão de Energia Elétrica. **Relatório de Pesquisa Em Engenharia de Produção (UFF)**, v. 11, n. 2, p.1–26, 2011.
- ANEEL. **Primeira Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Transmissão de Energia Elétrica do Brasil** (metodologia e critérios gerais). Nota Técnica nº 068/2006-SRT/ANEEL. 2006
- _____. **Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Transmissão de Energia Elétrica do Brasil**. Nota Técnica nº 371/2008 - SRE/ANEEL. 2008.
- _____. **Benchmarking dos custos operacionais das concessionárias de transmissão de energia elétrica**. Nota Técnica nº 396/2009 - SRE/ANEEL. 2009.
- _____. **Metodologia de cálculo do fator X**. Nota Técnica nº 267/2010 - SRE/ANEEL. 2010.
- _____. **Terceiro Ciclo de Revisões Periódicas das Concessionárias de Transmissão de Energia Elétrica do Brasil**. Nota Técnica nº 196/2013-SRE/ANEEL. 2013.
- _____. **Atualização do Parâmetro de Ganho de Produtividade do Setor de Transmissão de Energia Elétrica**: previsto no Submódulo 9.2 do PRORET. Nota Técnica nº 266/2015–SRM/ANEEL. 2015.
- ANUATTI-NETO, F. et al. Os efeitos da privatização sobre o desempenho econômico e financeiro das empresas privatizadas. **Revista Brasileira de Economia**, v. 59, n. 2, p. 151–175, 2005. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/S0034-71402005000200001>>.
- ASSUNÇÃO, T. N., TAKAMATSU, R. T.; BRESSAN, V. G. F. **Os Impactos Da Medida Provisória 579 Nos Retornos Das Ações De Companhias De Energia Elétrica**, p. 42–60, 2015. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication/283800281>>.
- AZEVEDO, A.; MATTOS, L. Tarifas de uso do sistema de transmissão. In: NERY, E. **Mercados e regulação de Energia**. Rio de Janeiro: Interciencia. p. 424. 2012.

BANOVAC, E., Glavić, M., & Tešnjak, S. Establishing an efficient regulatory mechanism—Prerequisite for successful energy activities regulation. **Energy**, v. 34, n. 2, p.178–189, 2009. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.10.002>>.

BELL, M. Regulation in developing countries is different: avoiding negotiation, renegotiation and frustration. **Energy Policy**, v. 31, n. 4, p. 299–305, 2003. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00042-3](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00042-3)>.

BERG, S. V. Introduction to the fundamentals of incentive regulation. **Infrastructure Regulation and Market Reform**, v. 352, p. 1–8, 1998. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/2000/ap007/PaulSotkiewicz-IncRegulation.pdf>.

BNDES, R. D. O., **O Processo de Reformas do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro, p.137–168. 1999.

BRUNEKREEFT, G. Electricity Economics: Regulation and Deregulation. **Journal of Economic Literature**. v. 42, 1999. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/MPAE.2003.1213529>>.

CEEE GT. **Relatório anual das Demonstrações Financeiras Padronizadas 2016 - CEEE GT**. 2016. Disponível em: <<http://ri.CEEE.com.br/Default.aspx?codPagina=283>>.

ÇELEN, A. Efficiency and productivity (TFP) of the Turkish electricity distribution companies: An application of two-stage (DEA&Tobit) analysis. **Energy Policy**, v. 63, p. 300–310, 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.09.034>>.

CEMIG GT. **Relatório de Administração - CEMIG GT (2016 e vários anos)**, 2016. Disponível em: <<http://CEMIG.infoinvest.com.br/ptb/s-17-ptb.html>>.

CTEEP. **Relatório Anual e de Sustentabilidade (2015)**, 2016 . Disponível em: <<http://www.isacteeep.com.br/ri/informacoes-financeiras/central-de-resultados>>.

CHANG, C. P., & Berdiev, A. N.. The political economy of energy regulation in OECD countries. **Energy Economics**, v. 33, n. 5, p. 816–825, 2011. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.06.001>>.

CHARNES, a., Cooper, W. W.; Rhodes, E. Measuring the efficiency of decision making units. **European Journal of Operational Research**, v. 2, n. 6, 429–444. 1978. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/0377-2217\(78\)90138-8](https://doi.org/10.1016/0377-2217(78)90138-8)>.

COOPEL GT. **Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis Regulatórias Copel GT (2016)**, 2016. Disponível em:<<http://ri.copel.com/ptb/demonstracoes-contabeis-regulatorias/copel-geracao-e-transmissao-sa>>.

ELETRONBRAS. **Plano Diretor de Negócios e Gestão para o período de 2017 a 2021** (“PDNG 2017-2021”). Fato relevante, 2016. Disponível em: <<http://eletrobras.com/pt/ri/ComunidadeFatos/Fato%20Relevante%20-%20PDNG%2014112016.pdf>>.

_____. **Relatórios Demonstrações Contábeis Regulatórias (2016) e Informe aos Investidores 4T15 Anexo (2015)**, 2016. Disponível em: <<http://eletrobras.com/pt/ri/Paginas/home.aspx>>.

FARRELL, M. J. The Measurement of Productive Efficiency. **Journal of the Royal Statistical Society. Series A (General)**, v. 120, n. 3, p. 253–290, 1957. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/S0377-2217\(01\)00022-4](https://doi.org/10.1016/S0377-2217(01)00022-4)>.

GLACHANT, J.-M., Dubois, U.; Perez, Y. Deregulating with no regulator: Is the German electricity transmission regime institutionally correct? **Energy Policy**, v. 36, n. 5, p. 1600–1610, 2008. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.10.032>>.

GORE, O., VILJAINEN, S., MAKONEN, M., KULESHOV, D. Russian electricity market reform: Deregulation or re-regulation? **Energy Policy**, 41, 676–685. 2012 . Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.031>>

HAUTECLOCQUE, A. DE; GLACHANT, J. M. Long-term energy supply contracts in European competition policy: Fuzzy not crazy. *Energy Policy*, 37(12), 5399–5407. 2009. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.07.054>>

HANEY, A. B., POLLITT, M. G. Efficiency analysis of energy networks: An international survey of regulators. *Energy Policy*, v. 37, n. 12, p. 5814–5830, 2009. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.08.047>>.

_____. Exploring the determinants of “best practice” benchmarking in electricity network regulation. *Energy Policy*, v. 39, n. 12, p. 7739–7746, 2011. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.09.018>>.

_____. International benchmarking of electricity transmission by regulators: A contrast between theory and practice? *Energy Policy*, v. 62, p. 267–281, 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.042>>.

HONKAPURO, S. **Performance benchmarking and incentive regulation – considerations of directing signals for electricity distribution companies**. Acta Universitatis Lappeenrantaensis. 2008. Disponível em: <<http://www.doria.fi/handle/10024/38469>>.

JAMASB, T; POLLITT, M. **Benchmarking and Regulation of Electricity transmission and Distribution Utilities: Lessons from International Experience**. 2000.

_____. **International Benchmarking and Yardstick Regulation: An Application to European Electricity Utilities**, v. 31, p. 1609–1622, 2001. Disponível em: <<http://www.dspace.cam.ac.uk/handle/1810/294>>.

_____. Benchmarking and regulation: International electricity experience. *Utilities Policy*, v. 9, n. 3, p. 107–130. 2001. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/S0957-1787\(01\)00010-8](https://doi.org/10.1016/S0957-1787(01)00010-8)>.

_____. Incentive regulation of electricity distribution networks: Lessons of experience from Britain. *Energy Policy*, v. 35, n. 12, p. 6163–6187, 2007. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.06.022>>.

_____. Security of supply and regulation of energy networks. *Energy Policy*, v. 36, n. 12, SI, p. 4584–4589, 2008. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.007>>.

JARVIS, D. S. L.; SOVACOO, B. K. Conceptualizing and evaluating best practices in electricity and water regulatory governance. *Energy*, v. 36, n. 7, p. 4340–4352. 2011. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.04.007>>.

JAMISON, M. Regulation: price cap and revenue cap. *Encyclopedia of Energy Engineering and Technology*, 3, 1245–51. 2007 Disponível em: <http://warrington.ufl.edu/purc/purcdocs/papers/0527_Jamison_Regulation_Price_Cap.pdf>

JOSKOW, P. L. Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks. *Review of Network Economics*, v. 7, n. 4, p. 547–560. 2008. Disponível em: <<https://doi.org/10.2202/1446-9022.1161>>.

_____. **Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks**, in Nancy L. Rose (ed.), *Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned?*, Chapter 5, Chicago, IL and London, UK: University of Chicago Press, 291–344. 2013.

KAHN, A. Deregulation: Looking Backward and Looking Forward. *Yale Journal of Regulation*, v. 7, n. 2, p. 325–354. 1990.

KIM, S. R.; HORN, A. **Regulation policies concerning natural monopolies in developing and transition economies**, 1999.

KUOSMANEN, T. et al. What is the best practice for benchmark regulation of electricity distribution? Comparison of DEA, SFA and StONED methods. *Energy Policy* 61, 740–750. 2013. Disponível em:

<doi:10.1016/j.enpol.2013.05.091>

KIRBY, B., HIRST, E.; VANCOEVEERING, J. Unbundling Electric Generation and Transmission Services. **Energy**, v. 20, n. 1, p. 1191–1203, 1995. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/0360-5442\(95\)00060-T](https://doi.org/10.1016/0360-5442(95)00060-T)>.

KUOSMANEN, T. et al. What is the best practice for benchmark regulation of electricity distribution? Comparison of DEA, SFA and StoNED methods. **Energy Policy**, v. 61, p. 740–750. 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.091>>.

LITTLECHILD, S.C. Regulation of British Telecommunications Profitability (London: HMSO). 1983

LOPES, A. P. V. B. V; CARVALHO, M. M. de. Evolução da literatura de inovação em relações de cooperação: um estudo bibliométrico num período de vinte anos. **Gestão & Produção**, v. 19, n. 1, p. 203–217. 2012. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/S0104-530X2012000100014>>.

LLORCA, M., OREA, L., POLLITT, M. Efficiency and environmental factors in the US electricity transmission industry. *Energy Economics*. 55, 234–246. 2016. Disponível em: <doi:10.1016/j.eneco.2016.02.004>

MACAULAY, Frontispício de. In: Bernstein, Peter L. **Desafio aos Deuses, A fascinante história do Risco**. Rio de Janeiro: Campus. 1997.

MME. Consulta Pública nº 32 “Princípios para Reorganização do Setor Elétrico Brasileiro”, Ministério de Minas e Energia, julho de 2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas>>

_____. Consulta Pública nº 32 “Aprimoramento do Marco legal do Setor Elétrico”, Ministério de Minas e Energia, julho de 2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas>>

MULLARKEY, S., CAULFIELD, B., MCCORMACK, S., BASU, B. A framework for establishing the technical efficiency of Electricity Distribution Counties (EDCs) using Data Envelopment Analysis. **Energy Conversion Management**. 94, 112–123. 2015. Disponível em: <doi:10.1016/j.enconman.2015.01.049>

MADDALA, G.S. **Introdução à Econometria**. 3a. ed., Rio de Janeiro: Editora LTC, p. 318, 2003.

MARQUES, R., SILVA, D. Inferência estatística dos estimadores de eficiência obtidos com a técnica fronteira não paramétrica de DEA: uma metodologia de Bootstrap. **Investigação Operacional**, v. 26, n. 1, p. 89–110, 2006.

MATSUKAWA, I. The effects of average revenue regulation on electricity transmission investment and pricing. **Energy Economics**, v. 30, n. 3, p. 696–714. 2008. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.07.006>>.

MELLO, João C. O. Mercados primeira geração: descrição e panorama nacional. In: NERY, E. **Mercados e regulação de Energia**. Rio de Janeiro: Interciencia. p. 257. 2012.

MENDONÇA, A. F., & DAHL, C.. The Brazilian electrical system reform. **Energy Policy**, v. 27, p. 2, p. 73–83. 1999. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(99\)00009-9](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(99)00009-9)>.

OLIVEIRA, M. M. et al. Productivity change of the artisanal fishing fleet in Portugal: A Malmquist index analysis. **Fisheries Research**, v. 95, n. 2–3, p. 189–197. 2009. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.fishres.2008.08.020>>.

PESSANHA, J. F. M. et al. 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**, v. 30, n. 3, p. 521–545. 2010. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/S0101-743820100003000020>>.

PEREIRA, Renee; Scaramuzzo, Mônica. Estatais de energia podem atrair R\$ 30 bi. **Jornal Estado de São Paulo**. p. B6, 20 jun. 2017.

PEREIRA et al. An application of data envelopment analysis to evaluate the efficiency level of the

- operational cost of Brazilian electricity distribution utilities. **Socio-Economic Planning Sciences**, 48(3), 169–174. 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.seps.2014.03.002>>
- PINDADO, J.; Requejo, I. Family Business Performance from a Governance Perspective : **A Review of Empirical Research**. 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1111/ijmr.12040>>.
- PINTO JUNIOR, Helder Queiroz. **Economia da Energia**. Rio de Janeiro: Elsevier. 2016.
- PIRES, J. C. L.. **Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: BNDES, out. 1999 (Texto para Discussão, 76).
- PIRES, J. C. L.; PICCININI, M. S. **Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: A experiência internacional e o caso brasileiro**. Texto Para Discussão, 58. 1998. Disponível em <<https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>>
- PIRES, J. C. L.; GIAMBIAGI, F; SALES, A. F. As **Perspectivas do Setor Elétrico após o Racionamento**, p. 163–204. Rio de Janeiro: BNDES, dez. 2002.
- PRADO JUNIOR, Fernando A. de Almeida; SILVA, Ana Lúcia R. Sobre reformas e concessões no setor elétrico brasileiro: uma análise crítica. **Revista Estratégica**, v. 11, n. 2, p. 85-115, 2011.
- PRINGLES, R. et al. Designing regulatory frameworks for merchant transmission investments by real options analysis. **Energy Policy**, v. 67, p. 272–280. 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.12.034>>.
- RAMOS-REAL, F. J.. Cost functions and the electric utility industry. **A contribution to the debate on deregulation**, v. 33, p. 69–87. 2005. Disponível em: < [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00200-3](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00200-3)>.
- REZENDE, M. R; PESSANHA, J. F. M; AMARAL, R M. **Avaliação cruzada das distribuidoras de energia elétrica**. Production, v. 24, n. 4, p. 820-832, oct./dec. 2014. Disponível em< doi: <http://dx.doi.org/10.1590/S0103-65132014005000004>
- RUIZ, E; ROSELLON, J. Transmission investment in the Peruvian electricity market: Theory and applications. **Energy Policy**, v. 47, p. 238–245. 2012. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.062>>.
- SAPPINGTON, D. E. M. "Designing Incentive Regulation" **Review of Industrial Organization**, 9, 245-272. 1994.
- SANTIAGO JÚNIOR, Fernando Antônio. **A regulação do setor elétrico brasileiro**. Belo Horizonte: Fórum. 2010.
- SAUER, Ildo Luís. et. al. **A reconstrução do setor elétrico brasileiro**. São Paulo: Paz e Terra. 2003.
- SAPPINGTON, D. E. M; WEISMAN, D. L. The disparate adoption of price cap regulation in the U.S. telecommunications and electricity sectors. **Journal of Regulatory Economics**, v. 49, n. 2, p. 250–264. 2016. Disponível em:<<https://doi.org/10.1007/s11149-016-9295-5>>.
- SEIFORD, L.M., ZHU, J.,. An investigation of returns to scale in data envelopment analysis. **Omega International of Managment Science**. 27, 1–11.1999. Disponível em:< doi:Doi 10.1016/S0305-0483(98)00025-5>
- SERRATO, Eduardo. **Fronteiras Paramétricas de Eficiência para o Segmento de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil**, Faculdade de Economia, Universidade de Brasília-UNB. 2006.
- SHARMA, D. The multidimensionality of electricity reform - an Australian perspective. **Energy Policy**, v. 31, p. 1093–1102. 2003. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00217-3](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00217-3)>.
- SHLEIFER, A. A theory of yardstick competition. **RAND Journal of Economics**, v. 16, n. 3, p.319–327. 1985. Disponível em: <<https://doi.org/10.2307/2555560>>.
- SICILIANO, A. **Regulação Incentivada: Simplificação ou Complicação na Supervisão das Concessionárias de Eletricidade?**, V. 12, N. 23, p. 243-266. Rio de Janeiro: BNDES, dez. 2005.

SILVA, M. B. Da. Mecanismos de participação e atuação de grupos de interesse no processo regulatório brasileiro: o caso da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). **Revista de Administração Pública**, v. 46, n. 4, p. 969–992, 2012. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/S0034-76122012000400004>>.

SILVA, A. O. **Participação das empresas de transmissão do setor elétrico na expansão do sistema interligado**. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Economia, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2008. Disponível em: <<http://www.repositorio.ufpe.br/handle/123456789/3815?show=full>>

SILVESTRE, B. et al. Privatization of electricity distribution in the Northeast of Brazil: The good, the bad, the ugly or the naive? **Energy Policy**, 38(11, SI), 7001–7013. 2010, Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.07.015>>

SOUZA, M. V. P. et al. **Custos operacionais eficientes das distribuidoras de energia elétrica: um estudo comparativo dos modelos DEA e SFA**. *Gestão & Produção*, v. 17, p. 4, p. 653–667. 2010. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/S0104-530X2010000400002>>.

STERN, J.; HOLDER, S. Regulatory governance: criteria for assessing the performance of regulatory systems. **Utilities Policy**, 8(1), 33–50. 1999. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/S0957-1787\(99\)00008-9](https://doi.org/10.1016/S0957-1787(99)00008-9)>

TUCKMAN, B. W. **Manual de Investigação em Educação**. Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, p.374. 2000.

TOLMASQUIM, Mauricio T. **O novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Brasília: Synergia. 2015.

VIEIRA, S. **Bioestatística: tópicos avançados**. 2ª ed., Rio de Janeiro: Elsevier. p. 216, 2003.

VIEIRA FILHO, Xisto. A regulação e a comercialização de energia. In: NERY, E. **Mercados e regulação de Energia**. Rio de Janeiro: Interciência. p. 43, 2012.

VISCUSI, Kip; HARRINGTON, Joseph; VERNON, John. Economics of Regulation and Antitrust. **The MIT Press**, v. 4. 2005.

VOGELSANG, I. Incentive regulation and competition in public utility markets: A 20-year perspective. **Journal of Regulatory Economics**, v. 22, n. 1, p. 5–27, 2002. Disponível em: <<https://doi.org/10.1023/A:1019992018453>>.

ZHU, Joe, **Quantitative Models for Performance Evaluation and Benchmarking: Data Envelopment Analysis with Spreadsheets**. Kluwer Academic Publishers. Boston. 2003.

WCED. **Our common future**. Oxford: Oxford University Press. 1987

WILLIAMS, J. H.; GHANADAN, R. Electricity reform in developing and transition countries: A reappraisal. **Energy**, 31(6–7), 815–844. 2006. Disponível em : <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.02.008>>

WOO, C. K., KING, M., TISHLER, A.; Chow, L. C. H. Costs of electricity deregulation. **Energy**, v. 31, n. 6–7, p. 747–768, 2006 Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.03.002>>.

APÊNDICE A – Lista com 62 artigos selecionados na Revisão de Literatura

Título do artigo	Autores	Revista (Journal)
Risk, innovation, electricity infrastructure and construction cost overruns: Testing six hypotheses	Sovacool, Gilbert e Nugent (2014)	Energy
The impact of regulation, privatization and competition on gas infrastructure investments	Andrade (2014)	Energy
Conceptualizing and evaluating best practices in electricity and water regulatory governance	Jarvis e Sovacool (2011)	Energy
Regulation, efficiency and equilibrium: A general equilibrium analysis of liberalization in the Turkish electricity market	Akkemik e Oguz (2011)	Energy
Demand response resources: Who is responsible for implementation in a deregulated market?	Greening (2010)	Energy
Establishing an efficient regulatory mechanism-Prerequisite for successful energy activities regulation	Banovac, Glavic e Tesnjak (2009)	Energy
Electricity deregulation in OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) countries	Al-Sunaidy e Green (2006)	Energy
A framework for establishing the technical efficiency of Electricity Distribution Counties (EDCs) using Data Envelopment Analysis	Mullarkey, Caulfield, McCormack e Basu (2015)	Energy Conversion and Management
Ownership unbundling and investment in electricity markets A cross country study	Gugler, Rammerstorfer, Schmitt (2013)	Energy Economics
Energy policy and regional inequalities in the Brazilian economy	Santos, Haddad, Hewings (2013)	Energy Economics
Optimal transmission regulation of an integrated energy market	Tangeras (2012)	Energy Economics
The political economy of energy regulation in OECD countries	Chang, Berdiev (2011)	Energy Economics
Electricity tariff design for transition economies Application to the Libyan power system	Reneses, Gomez, Rivier e Angarita (2011)	Energy Economics
Congestion management rules and trading strategies in the Spanish electricity market	Furio e Lucia (2009)	Energy Economics
The unbundling regime for electricity utilities in the EU: A case of legislative and regulatory capture?	Koten e Ortmann (2008)	Energy Economics
Governance of competitive transmission investment in weak institutional systems	Abdala (2008)	Energy Economics
Transmission expansion in Argentina 4: A review of performance	Littlechild e Skerk (2008a)	Energy Economics
Transmission expansion in Argentina 6: Distribution companies, regulation and the Public Contest method	Littlechild e Skerk (2008b)	Energy Economics
Electricity reform in Argentina: Lessons for developing countries	Pollitt (2008)	Energy Economics
The effects of average revenue regulation on electricity transmission investment and pricing	Matsukawa (2008)	Energy Economics
High-tension electricity network expansions in Argentina: decision mechanisms and willingness-to-pay revelation	Chisari, Dal-Bo e Romero (2001)	Energy Economics
Lessons Learned From Electricity Market Liberalization	Joskow (2008)	Energy Journal
Electricity transmission pricing and performance-based regulation	Vogelsang (2006)	Energy Journal
Regulation of an electric power transmission company	Leautier (2000)	Energy Journal
Electricity sectors in transition	Joskow (1998)	Energy Journal
Why and how to subsidise energy R plus D: Lessons from the collapse and recovery of electricity innovation in the UK	Jamasb e Pollitt (2015)	Energy Policy
Systemic risk in the energy sector-Is there need for financial regulation?	Kerste, Gerritsen, Weda e Tieben (2015)	Energy Policy
Electricity transmission arrangements in Great Britain: Time for change?	Strbac, Pollitt, Green Konstantelos, Moreno, Newbery, (2014)	Energy Policy
On distributive effects of optimal regulation for power grid expansion	Herrera, Rosellon (2014)	Energy Policy
Designing regulatory frameworks for merchant transmission investments by real options analysis	Pringles, Olsina, Garces (2014)	Energy Policy

Continua...

Título do artigo	Autores	Revista (Journal)
To regulate or not to regulate off-grid electricity access in developing countries	Bhattacharyya (2013)	Energy Policy
International benchmarking of electricity transmission by regulators: A contrast between theory and practice?	Haney e Pollitt (2013)	Energy Policy
Independent regulatory agencies and rules harmonization for the electricity sector and renewables in the Mediterranean region	Cambini e Franzi (2013)	Energy Policy
Transmission investment in the Peruvian electricity market: Theory and applications	Ruiz e Rosellon (2012)	Energy Policy
Regulation and competition issues in Thai electricity sector	Wisuttisak (2012)	Energy Policy
Reconsidering the European regulation of merchant transmission investment in light of the third energy package: The role of dominant generators	Hauteclouque e Rious (2011)	Energy Policy
The effects of governance modes on the energy matrix of Andean countries	Fontaine (2011)	Energy Policy
Why (and how) to regulate power exchanges in the EU market integration context?	Meeus (2011)	Energy Policy
Privatization of electricity distribution in the Northeast of Brazil: The good, the bad, the ugly or the naive?	Silvestre, Hall, Matos e Figueira (2010)	Energy Policy
Performance analysis of US coal-fired power plants by measuring three DEA efficiencies	Sueyoshi, Goto e Ueno (2010)	Energy Policy
Long-term energy supply contracts in European competition policy: Fuzzy not crazy	Hauteclouque e Glachant (2009)	Energy Policy
The implications of an increasingly decentralised energy system	Wolfe (2008)	Energy Policy
Security of supply and regulation of energy networks	Jamasb e Pollitt (2008)	Energy Policy
Deregulating with no regulator: Is the German electricity transmission regime institutionally correct?	Glachant, Dubois e Perez (2008)	Energy Policy
Incentive regulation of electricity distribution networks: Lessons of experience from Britain	Jamasb e Pollitt (2007)	Energy Policy
An incentive mechanism for electricity transmission expansion in Mexico	Rosellon (2007)	Energy Policy
Cost functions and the electric utility industry. A contribution to the debate on deregulation	Ramos-Real (2005)	Energy Policy
Electricity industry reforms in the Philippines	Sharma, Madamba e Chan (2004)	Energy Policy
The multidimensionality of electricity reform - an Australian perspective	Sharma (2003)	Energy Policy
Electricity market reform failures: UK, Norway, Alberta and California	Woo, Lloyd e Tishler (2003)	Energy Policy
Efficiency, performance and regulation of the international gas industry - a bootstrap DEA approach	Hawdon (2003)	Energy Policy
Liberalisation of the Russian power sector	Kennedy (2003)	Energy Policy
Regulation in developing countries is different: avoiding negotiation, renegotiation and frustration	Bell (2003)	Energy Policy
Price regulation in the Spanish energy sectors: who benefits?	Arocena, Contin e Huerta (2002)	Energy Policy
Regulatory reform and market development in power sectors of transition economies: the case of Kazakhstan	Kennedy (2002)	Energy Policy
Power trade and competition in Northern Europe	Tennbakk (2000)	Energy Policy
Foreign direct investment in China's power sector: trends, benefits and barriers	Blackman e Wu (1999)	Energy Policy
The Brazilian electrical system reform	Mendonça e Dahl (1999)	Energy Policy
Effects of regulatory reforms in the electricity supply industry on electricity prices in developing countries	Nagayma (2007)	Energy Policy
Russian electricity market reform: Deregulation or re-regulation?	Gore, Viljainen, Makkonen e Kuleshov (2012)	Energy Policy
Liberalisation and R&D in network industries: The case of the electricity industry	Jamasb e Pollitt (2008)	Research Policy
Changing Regulation and Governance of Finnish Energy Policy Making: New Rules but Old Elites?	Ruostetsaari (2010)	Review of Policy Research

APÊNDICE B – Publicações disponíveis na Revista do BNDES sobre o tema energia

Título	Autores	Tema
Estudo de caso sobre impactos ambientais de linhas de transmissão na Região Amazônica	Campos (2010)	Energia Elétrica
O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico Nacional e o Mecanismo de Project Finance	Filho, Alonso, Chagas, Szuster e Sussekkind (2009)	Energia Elétrica
Por Que as Tarifas Foram para os Céus?	Santos, Barbosa, Silva e Abreu (2008)	Energia Elétrica
Propostas para o Setor Elétrico Brasileiro		
Custo de Capital de Distribuição de Energia Elétrica - Revisão Tarifária 2007-2009	Camacho, Rocha e Fiuza (2006)	Energia Elétrica
Regulação Incentivada: Simplificação ou Complicação na Supervisão das Concessionárias de Eletricidade?	Siciliano (2005)	Energia Elétrica
BNDES 50 Anos - Histórias Setoriais: O Setor Elétrico	Gomes, Albarca, Faria e Fernandes (2002)	Energia Elétrica
Setor Elétrico: (3) Perfil das Concessionárias	Fernandes, Gomes, Guevara e Faria (2001)	Energia Elétrica
Volume 2 - Mistas		
Setor Elétrico: (1) Ranking 2001 Volume 1	Fernandes, Gomes, Guevara e Faria (2001)	Energia Elétrica
Setor Elétrico: (2) Perfil das Concessionárias	Fernandes, Gomes, Guevara e Faria (2001)	Energia Elétrica
Volume 2 - Geradoras		
Setor Elétrico: (5) Perfil das Concessionárias	Fernandes, Gomes, Guevara e Faria (2001)	Energia Elétrica
Volume 2 - Distribuidoras (cont.)		
Setor Elétrico: (4) Perfil das Concessionárias	Fernandes, Gomes, Guevara e Faria (2001)	Energia Elétrica
Volume 2 - Distribuidoras		
O Apoio do BNDES ao Setor Elétrico	BNDS (2001)	Energia Elétrica
O Cenário Macroeconômico e as Condições de Oferta de Energia Elétrica no Brasil	Pires, Gostkorszewicz e Giambiagi (2001)	Energia Elétrica
O Setor Elétrico - Desempenho 93/99	BNDS (2000)	Energia Elétrica
Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro	Pires (2000)	Energia Elétrica
A Privatização no Brasil: Privatização do Setor Elétrico no Brasil	Ferreira (2000)	Energia Elétrica
O Processo de Reformas do Setor Elétrico Brasileiro	Pires (1999a)	Energia Elétrica
Capacitação, Eficiência e Abordagens Regulatórias		
Contemporâneas no Setor Energético: As Experiências de ANEEL e da ANP	Pires (1999b)	Energia Elétrica
Políticas Regulatórias no Setor de Energia Elétrica	Pires (1999c)	Energia Elétrica
A Oferta de Energia Elétrica no Brasil	BNDS (1999)	Energia Elétrica
A Expansão do Setor Elétrico	BNDS (1998)	Energia Elétrica
Mecanismos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico:	Rigolon e Piccinini (1998)	Energia Elétrica
A Experiência Internacional e o Caso Brasileiro		
Modelos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico	Pires e Piccinini (1998)	Energia Elétrica
Energia Elétrica no Brasil - Retrospecto	BNDS (1997)	Energia Elétrica
O Risco do Déficit de Energia Elétrica no Brasil	BNDS (1996)	Energia Elétrica
Determinantes do baixo aproveitamento do potencial elétrico do setor sucroenergético: uma pesquisa de campo	Nyko, Faria, Milanez, Castro, Brandão e Dantas (2011)	Energia
Perspectivas do setor de biomassa de madeira para a geração de energia	Vidal e Hora (2011)	Energia
Visão do Desenvolvimento N° 69 - Infraestrutura e Energia sustentam os investimentos entre 2009-2012	Puga e Borça Junior (2009)	Energia
Wind Forum Brazil 2009	Casottie Sias (2009)	Energia
Leilão de Energia Nova: Análise da Sistemática e dos Resultados	Costa e Pierobon (2008)	Energia
Visão do Desenvolvimento n° 41 - Energia e saneamento puxam investimentos em infra-estrutura no período 2008 / 2011	Puga e Borça Junior (2007)	Energia
A Convergência para um Novo Padrão de Financiamento para o Setor Elétrico no Brasil	Borges (2006)	Energia
O Papel das Fontes Renováveis de Energia no		
Desenvolvimento do Setor Energético e Barreiras à sua Penetração no Mercado	Costa e Prates (2005)	Energia
Alcool: Potencial Gerador de Divisas e Empregos	BNDS (2003)	Energia

Fonte: Lista de artigos extraídos da Biblioteca Virtual do BNDES disponível no site:

<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/680>

APÊNDICE C – Empresas de Transmissão de Energia (Sigla) cadastrado no ONS

Agentes de Transmissão (Sigla) cadastrados no ONS		
AETE ¹	ESDE ¹	MANAUS TRA ¹
AFLUENTE ³	ESTAÇÃO ¹	MATOGROSSENSE ¹
ARARAQUARA ¹	ETAU ¹	MGE TRA ¹
ATE ¹	ETEM ¹	MONTES CLAROS ¹
ATE II ¹	ETEO ¹	NORTE BRASIL ¹
ATE III ¹	ETEP ¹	NOVATRANS ¹
ATE VII ¹	ETES ¹	NTE ¹
ATE V ¹	ETIM ¹	PATESA ¹
ATE VI ¹	ETN ¹	PCTE ¹
ATE VII ¹	ETVG ¹	PEDRAS TRA ¹
ATE VIII ¹	EVRECY ¹	PPTE ¹
ATLANTICO ¹	EXPANSION ¹	RIO BRANCO TRANS ¹
BRASNORTE ¹	FURNAS²	RPTE ¹
BRILHANTE ¹	GOIAS TRA ¹	SÃO GOTARDO ¹
CALDAS NOVAS ¹	GTESA ¹	SE NARANDIBA ¹
CATXERE ¹	IE PINHEIROS ¹	SERRA DA MESA ¹
CEEE GT²	IE SUL ¹	SETE LAGOAS ¹
CELG GT ²	IE GARANHUNS ¹	SPTE ¹
CEMIG G/T	IE MADEIRA ¹	STC ¹
CENTROESTE ¹	IEMG ¹	STE ¹
CHESF²	IENNE ¹	STN ¹
CIEN ¹	IESJ ¹	TDG DELMIRO GOUVEIA ¹
COPEL TRA²	INTESA ¹	TESB ¹
COQUEIROS TRA ¹	IRACEMA ¹	TPAE ¹
CPFL Transmissão Piracicaba ¹	ITATIM ¹	TRANSENER GO ¹
CPTE ¹	ITE ¹	TRANSENER SÃO PAULO ¹
CTEEP²	JTE ¹	TRANSENERGIA RENOVA ¹
EATE ¹	LIGHT ¹	TRANSIRAPÉ ¹
EBTE TRA ¹	LINHA VERDE ¹	TRANSLESTE ¹
ECTE ¹	LNT ¹	TRANSUDESTE ¹
ELETRONORTE²	Londrina ¹	TSN ¹
ELETROSUL²	LT TRIÂNGULO ¹	UIRAPURU ¹
ENCRUZO NOVO ¹	LTC ¹	VCTE ¹
ENTE ¹	LUMITRANS ¹	XINGU ¹
ERTE ¹	MACAPÁ TRA ¹	
Total de 104 Agentes da Transmissão cadastrados no ONS		

¹ Transmissoras que foram licitadas. (94 empresas)

² Transmissoras não licitadas que tiveram suas concessões prorrogadas. (9 empresas)

³ Não licitada (1 empresa)

Fonte: Adaptado do ONS – Agentes da Transmissão (julho/2017)

APÊNDICE D – PAINEL DE DADOS DAS EMPRESAS ESTUDADAS (2002-2014)

Empresa	Ano	Custos Op (R\$) Rede (km) N° Módulos Potência (MVA)				Ano	Custos Op (R\$) Rede (km) N° Módulos Potência (MVA)			
		X1	Y1	Y2	Y3		X1	Y1	Y2	Y3
CEEE	2014	295,94	5.972	1.114	9.424	2007	171,82	5.673	935	7.160
CEMIG	2014	183,92	4.920	669	17.874	2007	183,21	4.894	562	15.425
CHESF	2014	919,86	20.841	2.133	44.300	2007	668,90	19.192	1.801	31.902
COPEL	2014	124,53	1.939	416	11.912	2007	140,52	7.388	1.120	20.268
CTEEP	2014	435,11	19.689	2.487	51.154	2007	459,17	18.555	2.125	46.442
ELETRONORTE	2014	535,07	10.076	798	20.887	2007	533,76	8.730	495	13.720
ELETROSUL	2014	386,45	10.033	770	28.835	2007	368,24	9.451	574	23.122
FURNAS	2014	1.164,48	21.047	1.048	88.591	2007	1.018,89	20.645	909	86.288
CEEE	2013	337,60	5.761	1.082	8.992	2006	152,86	5.668	924	7.135
CEMIG	2013	207,46	4.920	650	17.150	2006	222,33	4.627	559	15.425
CHESF	2013	1.501,83	20.554	2.070	42.585	2006	500,74	19.192	1.774	31.324
COPEL	2013	149,63	1.904	398	11.212	2006	170,23	7.307	1.105	19.818
CTEEP	2013	452,43	19.538	2.476	51.146	2006	925,92	18.511	2.052	44.039
ELETRONORTE	2013	622,88	10.016	774	20.087	2006	467,92	8.641	483	12.964
ELETROSUL	2013	511,02	10.033	768	28.835	2006	351,18	9.401	551	21.484
FURNAS	2013	1.500,36	21.047	1.048	88.366	2006	907,03	20.645	900	84.534
CEEE	2012	346,64	5.759	1.061	8.502	2005	142,11	5.657	907	7.059
CEMIG	2012	212,78	4.917	630	16.775	2005	202,22	4.627	547	15.425
CHESF	2012	1.068,00	20.171	2.045	42.235	2005	570,41	20.144	1.729	30.033
COPEL	2012	193,70	1.904	384	10.862	2005	171,61	7.305	1.090	19.068
CTEEP	2012	484,96	19.473	2.455	50.559	2005	912,92	18.277	1.955	41.628
ELETRONORTE	2012	679,40	9.529	722	19.439	2005	464,53	8.641	475	13.324
ELETROSUL	2012	451,50	10.000	725	27.094	2005	294,18	9.387	521	18.621
FURNAS	2012	1.686,17	20.858	1.032	87.706	2005	815,13	20.645	877	82.184
CEEE	2011	436,57	5.759	1.043	8.268	2004	122,83	5.636	901	7.059
CEMIG	2011	184,74	4.905	625	16.375	2004	168,48	4.627	542	15.425
CHESF	2011	923,85	19.489	1.939	35.292	2004	531,22	19.145	1.704	29.207
COPEL	2011	171,59	1.904	378	10.862	2004	195,67	7.285	1.078	18.343
CTEEP	2011	391,72	18.907	2.435	50.466	2004	911,57	18.277	1.942	41.628
ELETRONORTE	2011	670,19	9.139	693	18.539	2004	429,73	8.641	472	12.964
ELETROSUL	2011	503,60	9.949	703	26.189	2004	286,21	9.340	484	18.343
FURNAS	2011	1.429,17	20.746	978	86.948	2004	650,13	19.952	839	78.755
CEEE	2010	278,26	5.759	1.013	8.268	2003	145,41	5.636	900	7.059
CEMIG	2010	194,41	4.905	615	15.425	2003	176,97	4.622	529	15.188
CHESF	2010	785,63	19.448	1.906	34.952	2003	531,22	19.145	1.679	28.794
COPEL	2010	144,15	1.904	362	10.112	2003	156,26	7.285	1.077	18.343
CTEEP	2010	447,97	18.767	2.401	49.115	2003	788,98	18.251	1.919	40.957
ELETRONORTE	2010	689,77	9.044	676	18.039	2003	378,07	8.481	466	12.881
ELETROSUL	2010	496,98	9.949	693	25.823	2003	240,69	9.330	464	18.112
FURNAS	2010	1.250,90	20.746	973	86.723	2003	550,99	20.051	836	78.755
CEEE	2009	299,30	5.754	971	7.717	2002	172,28	5.481	887	6.857
CEMIG	2009	217,13	4.904	613	15.425	2002	136,96	4.619	524	15.188
CHESF	2009	1.231,79	19.315	1.878	33.641	2002	464,08	18.838	1.630	28.485
COPEL	2009	133,42	1.874	352	10.112	2002	175,56	7.280	1.066	17.993
CTEEP	2009	370,72	18.638	2.266	48.044	2002	795,85	18.251	1.896	39.674
ELETRONORTE	2009	697,20	9.044	644	16.301	2002	360,27	7.538	455	12.611
ELETROSUL	2009	379,85	9.949	674	25.723	2002	229,92	9.330	446	16.496
FURNAS	2009	1.401,03	20.656	955	86.438	2002	720,91	20.051	820	75.908
CEEE	2008	174,85	5.691	951	7.592					
CEMIG	2008	189,70	4.904	591	15.425					
CHESF	2008	711,61	19.192	1.845	33.185					
COPEL	2008	140,52	1.818	324	9.962					
CTEEP	2008	360,84	18.595	2.192	47.901					
ELETRONORTE	2008	703,29	9.044	535	14.783					
ELETROSUL	2008	373,77	9.927	650	25.290					
FURNAS	2008	984,73	20.645	926	86.288					

Fonte: Adaptado ANEEL (2009, 2012, 2015)

APÊNDICE E – Variações Anuais (%) das Variáveis do Setor de Transmissão

Apêndice E.1 - Variações Anuais (%) dos Custos Operacionais (X1)

Empresas	2003/ 2002	2004/ 2003	2005/ 2004	2006/ 2005	2007/ 2006	2008/ 2006	2009/ 2008	2010/ 2009	2011/ 2010	2012/ 2011	2013/ 2012	2014/ 2013	2014/ 2002	Variação Anual Média (%)
CEEE	-15,6	-15,5	15,7	7,6	12,4	1,8	71,2	-7,0	56,9	-20,6	-2,6	-12,3	71,8	7,6
CEMIG	29,2	-4,8	20,0	9,9	-17,6	3,5	14,5	-10,5	-5,0	15,2	-2,5	-11,3	34,3	3,4
CHESF	14,5	0,0	7,4	-12,2	33,6	6,4	73,1	-36,2	17,6	15,6	40,6	-38,8	98,2	10,1
COPEL	-11,0	25,2	-12,3	-0,8	-17,5	0,0	-5,1	8,0	19,0	12,9	-22,8	-16,8	-29,1	-1,7
CTEEP	-0,9	15,5	0,1	1,4	-50,4	-21,4	2,7	20,8	-12,6	23,8	-6,7	-3,8	-45,3	-2,6
ELETRONORTE	4,9	13,7	8,1	0,7	14,1	31,8	-0,9	-1,1	-2,8	1,4	-8,3	-14,1	48,5	4,0
ELETROSUL	4,7	18,9	2,8	19,4	4,9	1,5	1,6	30,8	1,3	-10,3	13,2	-24,4	68,1	5,4
FURNAS	-23,6	18,0	25,4	11,3	12,3	-3,4	42,3	-10,7	14,3	18,0	-11,0	-22,4	61,5	5,9

Apêndice E.2 -Variações Anuais (%) da Extensão da Rede (Y1)

Empresas	2003/ 2002	2004/ 2003	2005/ 2004	2006/ 2005	2007/ 2006	2008/ 2006	2009/ 2008	2010/ 2009	2011/ 2010	2012/ 2011	2013/ 2012	2014/ 2013	2014/ 2002	Variação Anual Média (%)
CEEE	2,8	0,0	0,4	0,2	0,1	0,3	1,1	0,1	0,0	0,0	0,0	3,7	9,0	0,7
CEMIG	0,1	0,1	0,0	0,0	5,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	6,5	0,5
CHESF	1,6	0,0	5,2	-4,7	0,0	0,0	0,6	0,7	0,2	3,5	1,9	1,4	10,6	0,9
COPEL	0,1	0,0	0,3	0,0	1,1	-75,4	3,1	1,6	0,0	0,0	0,0	1,8	-73,4	-5,6
CTEEP	0,0	0,1	0,0	1,3	0,2	0,2	0,2	0,7	0,7	3,0	0,3	0,8	7,9	0,6
ELETRONORTE	12,5	1,9	0,0	0,0	1,0	3,6	0,0	0,0	1,1	4,3	5,1	0,6	33,7	2,5
ELETROSUL	0,0	0,1	0,5	0,2	0,5	5,0	0,2	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	7,5	0,6
FURNAS	0,0	-0,5	3,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,0	0,5	0,9	0,0	5,0	0,4

Apêndice E.3 - Variações Anuais (%) do N° de Módulos (Y2)

Empresas	2003/ 2002	2004/ 2003	2005/ 2004	2006/ 2005	2007/ 2006	2008/ 2006	2009/ 2008	2010/ 2009	2011/ 2010	2012/ 2011	2013/ 2012	2014/ 2013	2014/ 2002	Variação Anual Média (%)
CEEE	1,4	0,1	0,8	1,8	1,2	1,7	2,1	4,3	3,0	1,7	2,0	4,8	25,6	2,1
CEMIG	1,0	2,5	0,8	2,3	0,6	5,2	3,7	0,3	1,6	0,8	3,2	4,2	27,7	2,2
CHESF	3,0	1,5	1,4	2,6	1,5	2,4	1,8	1,5	1,7	5,5	1,2	4,0	30,8	2,4
COPEL	1,0	0,1	1,1	1,4	1,4	-71,1	8,6	2,8	4,4	1,6	3,6	6,2	-61,0	-3,2
CTEEP	1,2	1,2	0,7	5,0	3,6	3,2	3,4	6,0	1,4	0,8	0,9	0,0	31,2	2,3
ELETRONORTE	2,3	1,4	0,7	1,5	2,5	8,1	20,4	5,0	2,5	4,2	7,2	4,0	75,4	5,0
ELETROSUL	4,0	4,5	7,5	5,9	4,1	13,2	3,7	2,8	1,4	3,1	5,9	0,0	72,7	4,7
FURNAS	2,0	0,3	4,5	2,6	1,0	1,9	3,1	1,9	0,5	5,5	1,6	0,3	27,8	2,1

Apêndice E.4 - Variações Anuais (%) da Potência Instalada (Y3)

Empresas	2003/ 2002	2004/ 2003	2005/ 2004	2006/ 2005	2007/ 2006	2008/ 2006	2009/ 2008	2010/ 2009	2011/ 2010	2012/ 2011	2013/ 2012	2014/ 2013	2014/ 2002	Variação Anual Média (%)
CEEE	2,9	0,0	0,0	1,1	0,4	6,0	1,6	7,1	3,0	1,7	2,0	4,8	37,4	2,6
CEMIG	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,8	3,2	4,2	17,7	0,9
CHESF	1,1	1,4	2,8	4,3	1,8	4,0	1,4	3,9	1,7	5,5	1,2	4,0	55,5	2,8
COPEL	1,9	0,0	4,0	3,9	2,3	-50,8	1,5	0,0	4,4	1,6	3,6	6,2	-33,8	-1,8
CTEEP	3,2	1,6	0,0	5,8	5,5	3,1	0,3	2,2	1,4	0,8	0,9	0,0	28,9	2,1
ELETRONORTE	2,1	0,6	2,8	-2,7	5,8	7,7	10,3	10,7	2,5	4,2	7,2	4,0	65,6	4,6
ELETROSUL	9,8	1,3	1,5	15,4	7,6	9,4	1,7	0,4	1,4	3,1	5,9	0,0	74,8	4,8
FURNAS	3,8	0,0	4,4	2,9	2,1	0,0	0,2	0,3	0,5	5,5	1,6	0,3	16,7	1,8

APÊNDICE F – Lista de SPE's com participação das empresas estudadas

	Sociedade de Propósito Específico - SPE (Transmissão de Energia Elétrica)	Local (Estados)	Percentual de Participação (%)	Extensão de linhas (Km)	Extensão de linhas (Km) Equivalente	Potência (MVA)	Potência (MVA) Equivalente	Início de Operação
FURNAS	Enerpeixe S.A.	SP	15,0	161	24	156	23	fev/10
	Transleste	MG	49,0	63	31	0	0	mar/10
	Transudeste	MG	40,0	151	60	0	0	mar/11
	Transirapé	MG	49,9	14	7	0	0	mai/15
	Baguari Energia S.A.	MG	40,0	17	7	525	210	abr/06
	Centroeste de Minas	MG	49,0	259	127	0	0	dez/13
	Retiro Baixo Energética S.A.	-	24,5	2.375	582	3.630	889	ago/13
	Serra do Facão Energia S.A.	-	49,0	258	126	900	441	jun/14
	Chapecoense Geração S.A.	-	49,0	45	22	300	147	out/10
	Transenergia Renovável S.A.	MS/GO	49,5	32	16	686	340	out/10
	Goiás Transmissão S.A.	GO	49,0	592	290	900	441	abr/11
	MGE Transmissão S.A.	MG/ES	24,5	65	16	0	0	mai/07
	Energia Olímpica S.A.	RJ	24,5	138	34	236	58	dez/06
	Caldas Novas Transmissão S.A.(1)	GO	15,0	0	0	156	23	ago/06
	Luziânia Niquelândia Transmissora S.A.	GO	24,5	4.310	1056	6.140	1.504	ago/15
	Madeira Energia S.A.	-	49,0	0	0	300	147	jun/14
	Transenergia São Paulo S.A	SP	49,0	0	0	150	74	fev/12
	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	RO/SP	0,0	0	0	150	0	fev/12
	Total de 18 SPE's com participação de FURNAS	-	-	-	2.398	-	4.298	-
	Total de Linhas e Potência equivalentes	-	-	-	-	-	-	-
CHESF	Sistema de Transmissão Nordeste S.A - STN	CE/PI	49,0	546	267,5	-	-	jan/2006
	Integração Transmissora de Energia S.A - INTESA	TO/GO	12,0	695	83,4	-	-	mai/2008
	Manaus Transmissora de Energia S.A	PA/AM	19,5	559	109,0	-	-	mar/2013
	Interligação Elétrica do Madeira	RO/MT/MS/SP	24,5	2.375	581,9	-	-	mai/2014
	Transmissora Delmiro Gouveia S.A - TDG	MA/CE	49,0	156	76,4	-	-	jan/2014
	Interligação Elétrica Garanhuns S.A - IEG	PE/PB	49,0	666	326,3	-	-	jul/2015
	Extremoz Transmissora do Nordeste S.A - ETN	PB/RN	49,0	300	147,0	-	-	abr/2015
	Total de 7 SPE's com participação de Chesf	-	-	-	1.592	-	-	-
	Total de Linhas e Potência equivalentes	-	-	-	-	-	-	-
ELETRONORTE	Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	MT	49,0	200	98,0	-	-	2007
	INTESA - Integração Transmissora de Energia S/A	TO/GO	37,0	695	257,2	-	-	mai/2008
	Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	MT	49,7	400	198,8	-	-	nov/2009
	Transmissora Matogrossense de Energia S.A	MT	49,0	348	170,5	-	-	nov/2011
	Manaus Transmissora de Energia S.A	PA/AM	30,0	586	175,8	-	-	mar/2013
	Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	RO	49,0	2.375	1163,8	-	-	nov/2014
	Transnorte Energia S.A.	AM/RR	49,0	715	350,4	-	-	jan/2015
	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A	PA/TO/GO/MG	49,0	-	-	-	-	em cons.
	Total de 8 SPE's com participação de Eletronorte	-	-	-	2.414	-	-	-
	Total de Linhas e Potência equivalentes	-	-	-	-	-	-	-
ELETROSUL	ETAU	SC/RS	27,4	188	51,5	150	41,1	abr/2005
	Uirapuru	PR	75,0	120	90,0	0	0	jul/2006
	TSBE	PR/SC	80,0	120	96,0	0	0	fev/2014
	Costa Oeste	PR	49,0	151,5	74,2	300	147	ago/2014
	TSLE	RS	51,0	468	238,7	747	381	dez/2014
	Marumbi	PR	20,0	29,4	5,9	672	134	jun/2015
	Total de 6 SPE's com participação da Eletrosul	-	-	-	556	-	703	-
	Total de Linhas e Potência equivalentes	-	-	-	-	-	-	-

Continua...

	Sociedade de Propósito Específico - SPE (Transmissão de Energia Elétrica)	Local (Estados)	Percentual de Participação (%)	Extensão de linhas (Km)	Extensão de linhas (Km) Equivalente	Potência (MVA)	Potência (MVA) Equivalente	Início de Operação
CEEE	FOTE - Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A.	RS/SC	49,0	616	301,8	-	-	
	TSLE	RS	49,0	468	229,3	747	366	dez/2014
	TSBE	PR/SC	20,0	120	24,0	0	0	fev/2014
	Total de 3 SPE's com participação da Ceee Total de Linhas e Potência equivalentes	-	-	-	555	-	366	-
COPEL	Costa Oeste Transmissora de Energia S.A	PR	51,0	143	72,9	0	0,0	ago/2014
	Marumbi Transmissora de Energia S.A	PR/SC/RS	80,0	28	22,4	896	717	jun/2015
	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A	PR/SC/RS	20,0	798	159,6	498	100	fev/2014 ¹
	Caiuá Transmissora de Energia S.A	PR/SC/RS	49,0	103,9	50,9	0	0	mai/2014
	Integração Maranhense Transm. de Energia S.A	MA	49,0	365	178,9	0	0	mai/2014
	Matrinchã Transmissora de Energia S.A	MT/GO	49,0	1.005,0	492,5	0	0	mai/2016
	Guaraciaba Transmissora de Energia S.A	MT/GO/MG	49,0	590,0	289,1	0	0	
	Paranaíba Transmissora de Energia S.A	BA/MG	24,5	953,0	233,5	0	0	
	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A	SP/PR	50,1	847,0	424,3	4.000	2.004	
	Cantareira Transmissora de Energia S.A	MG/SP	49,0					
	Total de 10 SPE's com participação da Copel Total de Linhas e Potência equivalentes	-	-	-	1.924	-	2.820	-
CTEEP	ISA EVRECY ¹	MG/ES	100,0	154	154,0	450	450,0	nov/2008
	Interligação Elétrica de Minas Gerais - ISA IEMG	MG	100,0	172	172,0	0	0	dez/2008
	Interligação Elétrica Pinheiros - ISA Pinheiros	SP	100,0	5	5,0	2.800	2800	set/2010 ²
	Interligação Elétrica Sul - ie Sul	PR/SC/RS	50,0	173,0	86,5	750	375	dez/2010 ²
	Interligação Elétrica Norte e Nordeste - IENE	MA/PI/TO	25,0	720	180,0	0	0	jan/2011
	Interligação Elétrica Serra do Japi - ISA Serra J.	SP	100,0	10,9	10,9	1.600	1.600	mar/2012
	Interligação Elétrica do Madeira - ie madeira	RO/MT/GO/MG	50,0	2.375	1187,5	6.100	3050,0	ago/2013 ²
	Interligação Elétrica Garanhuns - ie garanhuns	AL/PE/PB	51,0	832	424,4	2.100	1071	out/2014
	Total de 8 SPE's com participação da Cteep Total de Linhas e Potência equivalentes	-	-		2.220		9.346	-
CEMIG	Centroeste de Minas	MG	0,0	63	0	-	-	mar/10
	Transirapé	MG	0,0	65	0	-	-	mai/07
	Transleste	MG	0,0	138	0	-	-	dez/06
	Transudeste	MG	0,0	140	0	-	-	fev/07
	Taesa (composta por diversas SPE's)	Vários						
	Total de 5 SPE's com participação da Cemig Total de Linhas e Potência equivalentes	-	-		331		3.250	-