

RENAN BERGONSI MULLER

**Privatizações das empresas brasileiras de distribuição de energia elétrica:
resultados de longo prazo e novas propostas**

São Paulo

2021

RENAN BERGONSI MULLER

**Privatizações das empresas brasileiras de distribuição de energia elétrica:
resultados de longo prazo e novas propostas**

Versão Corrigida

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Engenharia de Produção

Orientador: Prof. Dr. Erik Eduardo Rego

São Paulo

2021

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 17 de maio de 2021

Assinatura do autor: Renan Bergonsi Muller

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Muller, Renan Bergonsi

Privatizações das empresas brasileiras de distribuição de energia elétrica: resultados de longo prazo e novas propostas / R. B. Muller – versão corr. -- São Paulo, 2021.

176 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Produção.

1.Privatização 2.Distribuição de Energia Elétrica 3.Indicadores de Performance 4.Regulação I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Produção II.t.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Dr. Erik Eduardo Rego, pelas importantes contribuições, discussões e atenção em todas as etapas do desenvolvimento deste trabalho.

Ao Dr. Diogo Mac Cord de Faria pelas sugestões oferecidas no exame de qualificação e na banca de defesa.

Ao Dr. Kleber Hashimoto pela participação na banca de defesa e sugestões.

Ao Dr. Francisco Anuatti Neto pelas sugestões oferecidas no exame de qualificação.

Aos meus professores de graduação, em especial Dr. Luiz Lebensztajn, Dr. Maurício Barbosa Camargo Salles e Dr. Nelson Kagan, pelas orientações ao longo da minha trajetória acadêmica.

À secretária de Pós-Graduação, Lídia Nogueira da Silva, pela atenção dispensada em diversas ocasiões.

Aos meus colegas Alden Antunes, Alexandre Souto Maior, Blas Sanchez, Carlos Barioni, Cristiano Silveira, Daniel Grego, Denis Antonelli, Guilherme Borges, Gustavo Sacchi, Gustavo Tenaglia, Jonatas Pulz, Julio Sales, Leonardo Leite, Lucas Blattner, Maira Immich, Maurício Habert, Rafael Nunes, Ricardo Wada e Vitor Takeda pelas sugestões técnicas.

Aos meus pais pelo apoio e incentivo aos estudos.

RESUMO

MULLER, Renan Bergonsi. Privatizações das empresas brasileiras de distribuição de energia elétrica: resultados de longo prazo e novas propostas. 2021. 176 p. Dissertação (Mestrado em Ciências – área de concentração Engenharia de Produção) – PRO/USP – Departamento de Eng. de Produção, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2021.

O Brasil passou por diversas reformas econômicas durante os anos 90, dentre elas, a reforma do setor elétrico, que incluiu a privatização da maior parte do segmento de distribuição, com o objetivo de alívio fiscal e melhoria da qualidade do serviço. Entre 2016 e 2018 o governo federal privatizou as distribuidoras sob controle da estatal federal Eletrobras, e em 2020 o governo do Distrito Federal privatizou a distribuidora CEB-D. Desta forma remanesceram apenas cinco distribuidoras estatais de porte relevante, controladas pelos seus respectivos estados. Depois de 25 anos do início das privatizações, ainda não existe consenso de que estas mudanças tenham gerado impactos positivos para o consumidor e parte da opinião pública ainda se mostra desfavorável às privatizações. Neste trabalho realizou-se estudo comparativo entre as empresas de distribuição de eletricidade privatizadas no período de 1995 a 2000 e as empresas que foram mantidas sob controle estatal, através dos principais indicadores técnicos e econômicos utilizados pelo órgão regulador, de modo a se verificar os impactos de longo prazo dessas políticas. Os resultados indicam que o grupo das empresas privatizadas apresenta melhores resultados técnicos e econômico-financeiros. As estatais de economia mista com elevada participação privada possuem indicadores técnicos próximos das empresas privatizadas, embora seus indicadores de lucratividade e custos sejam piores. Do ponto de vista do fluxo para o acionista, a maioria das estatais não gerou dividendos aos controladores nos últimos 10 anos, portanto o setor público teve poucos benefícios na manutenção destas empresas. O trabalho conclui, portanto, que os governos estaduais deveriam avaliar a privatização das estatais remanescentes devido aos potenciais ganhos de qualidade para o consumidor e alívio fiscal. Os recursos advindos da venda de ativos poderiam ser utilizados para o pagamento de dívidas e investimentos em políticas públicas.

Palavras-Chave: privatização, distribuição de energia elétrica, indicadores de performance, regulação.

ABSTRACT

MULLER, Renan Bergonsi. Privatizations of Brazilian electricity distribution companies: long-term results and new proposals. 2021. 176 p. Dissertation (Master in Production Engineering) – PRO/USP – Production Engineering Department, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2021.

Brazil underwent several economic reforms during the 1990s, among them, the reform of the electricity sector, which included the privatization of most of the distribution segment, with the objective of fiscal relief and improvement of service quality. Between 2016 and 2018 the federal government privatized the distribution companies under the control of the federal state-owned Eletrobras, in 2020 the Federal District government privatized state-owned CEB-D. As a result, only five large distribution companies remained controlled by their respective states. Twenty-five years after the start of privatization, there is still no consensus that these changes have generated positive impacts for consumers and part of the public opinion is still unfavorable to privatizations. In this work, a comparative study was carried out between electricity distribution companies privatized between 1995 and 2000 and the remaining state-owned companies, through the main technical and economic indicators used by the regulatory agency, to verify long-term impacts of the privatization policies. Results indicate that the privatized companies group presents better technical and economic-financial results. Only the mixed-economy companies, partially privatized, have technical indicators close to the private-controlled group, although their profitability and cost indicators are worse. From a cash flow to stockholders point of view, the majority of state-owned companies did not generate dividends to their controllers in the last 10 years, therefore, the public sector has had few benefits in maintaining these companies. The work concludes, therefore, that state governments should evaluate the privatization of the remaining state companies, due to the potential quality gains for the consumer and fiscal relief. The earnings from the asset sales could be used to reduce state debts and investments on public policies.

Keywords: privatization, electricity distribution, key performance indicators, regulation

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Cadeia de energia elétrica	12
Figura 2 - Estrutura de custos do setor elétrico (2018)	18
Figura 3 - Mapa distribuidoras do Brasil: privatizações realizadas entre 2016 e 2018	22
Figura 4 - Mapa distribuidoras do Brasil por grupo controlador (2020)	24
Figura 5 - Mapa distribuidoras do Brasil por grupo controlador Sul e Sudeste (2020)	25
Figura 6 - Origem de capital de distribuidoras de energia elétrica na Europa (2013)	27
Figura 7 - Mapa de cobertura das cooperativas de eletricidade dos Estados Unidos (2020)	29

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Evolução da dívida bruta do Governo Geral (%PIB).....	4
Gráfico 2 - Mercado de distribuição de energia elétrica por origem de capital pré-privatizações Eletrobras (2016).....	22
Gráfico 3 - Mercado de distribuição de energia por origem de capital pós-privatizações Eletrobras (2018).....	22
Gráfico 4 - Participação de mercado (% energia) dos maiores players do setor de distribuição	25
Gráfico 5 - Presença de distribuidoras estatais e privadas no mundo (2018)	26
Gráfico 6 - DEC Brasil 2010-2019	92
Gráfico 7 - FEC Brasil 2010-2019	92
Gráfico 8 - Serviços Comerciais Fora do Prazo (%) Brasil 2011-2019.....	94
Gráfico 9 - Indicador FER médio das empresas de grande porte 2010-2019	94
Gráfico 10 - Indicadores de teleatendimento Brasil 2014-2019.....	96
Gráfico 11 - Valor médio do indicador IASC 2000-2019 empresas de grande porte.	97
Gráfico 12 - Evolução das perdas não-técnicas Brasil 2008-2018	100
Gráfico 13 - Valor médio de aproveitamento de custos operacionais de distribuidoras de grande porte para 2011-2019.....	102
Gráfico 14 - Box Plot Indicador DEC%.....	113
Gráfico 15 - Box Plot Indicador FEC%	113
Gráfico 16 - Box Plot Indicador FER%	114
Gráfico 17 - Box Plot Indicador ServCom%.....	114
Gráfico 18 - Box Plot Indicador IAb	115
Gráfico 19 - Box Plot Indicador INS.....	115
Gráfico 20 - Box Plot Indicador IASC	116
Gráfico 21 - Box Plot Indicador Perdas%	117
Gráfico 22 - Box Plot Indicador PMSO%.....	118
Gráfico 23 - Box Plot Indicador EBITDA%	119
Gráfico 24 - Quadro qualidade X lucratividade das distribuidoras estatais e privadas	122
Gráfico 25 - Quadro qualidade X lucratividade das distribuidoras do Rio Grande do Sul	126

Gráfico 26 - Quadro qualidade X lucratividade das distribuidoras do extinto Grupo Rede.....	127
---	-----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Privatização da geração durante o Governo FHC.....	2
Tabela 2 - Indicadores DEC% e margem EBITDA ajustado das empresas federalizadas (média dos três anos pré-privatização)	5
Tabela 3 - Principais empresas estatais de distribuição de energia elétrica e privatizações realizadas entre 2016-2020.....	6
Tabela 4 - Resumo dos mecanismos de reajuste tarifário aplicados no Brasil	19
Tabela 5 - Grupos atuantes no setor de distribuição (posições acionárias de maio/2020)	23
Tabela 6 - Participação privada da distribuição de energia na América Latina (em % da demanda) em 2001 e 2015	28
Tabela 7 - Tipo de empresas de distribuição de energia elétrica nos Estados Unidos (2017).....	29
Tabela 8 - Quadro resumo das privatizações no Brasil 1985-2002.....	43
Tabela 9 - Quadro resumo da revisão bibliográfica.....	53
Tabela 10 - Etapas de formação do setor elétrico brasileiro	57
Tabela 11 - Datas de criação das centrais elétricas estaduais	61
Tabela 12 - Principais subsidiárias da Eletrobras.....	63
Tabela 13 - Privatizações distribuidoras de energia elétrica 1995-2000	67
Tabela 14 - Principais vencedores dos leilões de privatização 1995-2000	69
Tabela 15 - Distribuidoras federalizadas e não privatizadas no governo FHC.....	76
Tabela 16 - Privatizações de distribuidoras de energia elétrica 2016-2018	77
Tabela 17 - Resultados e fluxo ao acionista da CELG-D pré-privatização (em milhões de reais)	78
Tabela 18 - Resultados das distribuidoras do grupo Eletrobras pré-privatização (em milhões de reais).....	79
Tabela 19 - Fluxo para o acionista das distribuidoras do grupo Eletrobras pré-privatização (em milhões de reais).....	79
Tabela 20 - Resumo dos estudos de <i>valuation</i> das distribuidoras federalizadas para o processo de privatização conduzido pelo BNDES (em milhões de reais)	81
Tabela 21 - Aporte imediato nas empresas leiloadas em 2018 exigido em edital	82
Tabela 22 - Distribuidoras do extinto Grupo Rede	84

Tabela 23 - Composição acionária das principais distribuidoras estatais (2020)	86
Tabela 24 - Evolução do tratamento regulatório dos custos operacionais no Brasil	101
Tabela 25 - Lista de empresas utilizadas no estudo empírico.....	104
Tabela 26 - Indicadores utilizados no estudo empírico	106
Tabela 27 - Teste de Hipótese: Teste-U de Mann-Whitney Unicaudal.....	108
Tabela 28 - Estatística descritiva da base de dados utilizada no estudo empírico..	111
Tabela 29 - Resultados das comparações dos indicadores	112
Tabela 30 - Indicadores médios por empresa	120
Tabela 31 - Comparação do nível de atendimento regulatório dos indicadores entre estatais e companhias privatizadas.....	121
Tabela 32 - Dados qualidade e lucratividade: comparação entre estatais e privatizadas	123
Tabela 33 - Trocas de controle das distribuidoras do Rio Grande do Sul (1996-2020)	124
Tabela 34 - Resultados das comparações dos indicadores empresas do Rio Grande do Sul	125
Tabela 35 - Evolução dos Indicadores pós-privatização da CELG-D.....	128
Tabela 36 - Cláusula contratual da ENEL-GO para qualidade do serviço.....	129
Tabela 37 - Resultado Líquido das estatais não privatizadas (em milhões de reais de 2019)	131
Tabela 38 - Fluxo para o acionista das estatais não privatizadas (em milhões de reais de 2019)	131
Tabela 39 - Dívida das Unidades Federativas do Brasil (ano 2019)	133

LISTA DE ABREVIATURA E SIGLAS

ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica
ABRADEMP - Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica de Menor Porte
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
BC - Banco Central
BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CEA - Companhia de Eletricidade do Amapá
CEAL – Companhia Energética de Alagoas
CEAM – Companhia Energética do Amazonas
CEB - Companhia Energética de Brasília
CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica
CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina
CELG - Companhia Energética de Goiás
CELPA - Centrais Elétricas do Pará
CELPE - Companhia Energética de Pernambuco
CELTINS – Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins
CEM - Companhia de Eletricidade de Manaus
CEMAR - Companhia Energética do Maranhão
CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossenses
CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais
CEPISA – Companhia Energética do Piauí
CERR – Companhia Energética de Roraima
CERON – Centrais Elétricas de Rondônia
CESP - Companhia Energética do Estado de São Paulo
CFCLC – Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina
CFLO – Companhia Força e Luz do Oeste
CGTEE - Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica
CHESF - Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patrício
CJE – Companhia Jaguari de Energia
CLFM – Companhia Luz e Força de Mococa
COCEL - Companhia Campolarguense de Energia
COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COPEL - Companhia Paranaense de Energia
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CPEE – Companhia Paulista de Energia Elétrica
CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz
CSPE – Companhia Sul Paulista de Energia
CTA - Central de Teletendimento
DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DEMEI - Departamento Municipal de Energia de Ijuí
DER - Duração Equivalente de Reclamação
DGC – Desempenho Global da Continuidade
DIC - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DME - Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas

DMIC - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
DSO – *Distribution System Operator*
EBITDA - *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*
EDP - Energias de Portugal
EFLUL - Empresa de Força e Luz de Urussanga
ELETROACRE – Companhia de Eletricidade do Acre
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras
ELETROCAR - Centrais Elétricas de Carazinho
ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil
ELETROPAULO - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo
ELETROSUL - Eletrosul Centrais Elétricas
ELFSM - Empresa Luz e Força Santa Maria
END - Energia Não Distribuída
ENEL - *Ente Nazionale per L'energia Elettrica*
ENERGIPE – Empresa Energética de Sergipe
ENERSUL – Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.
ESCELSA – Espírito Santo Centrais Elétricas S. A.
FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FER - Frequência Equivalente de Reclamação a cada mil Unidades Consumidoras
FIC - Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FMI - Fundo Monetário Internacional
FURNAS - Furnas Centrais Elétricas
IAB - Indicador de Abandono
IASC - Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor
IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICO - Indicador de Chamadas Ocupadas
IGP-M - Índice Geral de Preços do Mercado
INS - Indicador de Nível de Serviço
IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia
PIB - Produto Interno Bruto
PMSO – Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outras Despesas
PNT - Perdas Não Técnicas
PPI - Programa de Parcerias de Investimentos
PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária
REN - Resolução Normativa ANEEL
RESEB - Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RGE - Rio Grande Energia
RGE SUL - Rio Grande Energia – Sul
SAELPA – Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba
SULGIPE - Companhia Sul Sergipana de Eletricidade
TE - Tarifa de Energia
TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Considerações iniciais.....	1
1.2. Objetivos e justificativa.....	7
1.3. Hipóteses	8
1.4. Método	8
1.5. Estrutura capitular	9
2. REFERENCIAL TEÓRICO E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	11
2.1. Setor de distribuição de energia elétrica	11
2.1.1. Aspectos regulatórios fundamentais.....	13
2.1.2. Tarifa de energia no Brasil.....	17
2.1.3. Principais processos de uma empresa de distribuição de energia	19
2.1.4. Outros aspectos relevantes	20
2.1.5. Empresas atuantes no setor de distribuição do Brasil	21
2.1.6. Presença estatal nas DSOs no mundo.....	26
2.2. Referencial teórico sobre privatizações.....	31
2.2.1. Introdução ao tema privatização.....	33
2.2.2. Regulação, garantia do interesse público e falhas de governo	34
2.2.3. Eficiência e incentivos	36
2.2.4. Uso Político	38
2.2.5. Questões fiscais e financeiras	39
2.2.6. Críticas comuns às privatizações	39
2.2.7. Experiência Brasileira	41
2.3. Revisão Bibliográfica Privatização da Distribuição e Análise de Eficiência..	44
2.3.1. Estudos Internacionais	44
2.3.2. Estudos sobre o Brasil.....	48
2.3.3. Principais Conclusões	51
3. HISTÓRICO DO SETOR: DO CONTROLE ESTATAL PARA PRIVADO	57
3.1. Histórico Setorial	57
3.1.1. Formação setorial (1880-1930).....	57
3.1.2. Entrada do Estado (1931-1945).....	59
3.1.3. Estado Indutor (1945-1962).....	60
3.1.4. Modelo Estatal (1963-1979)	62

3.1.5.	Crise Institucional (1980-1992)	63
3.1.6.	Modelo Híbrido (1993-Atual)	64
3.2.	Privatização da Distribuição	67
3.2.1.	Privatizações 1995-2000	67
3.2.2.	Casos de privatizações não realizadas durante governo FHC	72
3.2.3.	Privatizações 2016-2018	76
3.3.	Mapeamento das mudanças de controle acionário	83
3.3.1.	Intervenção no Maranhão	83
3.3.2.	Grupo Rede	84
3.4.	Composição Acionária Distribuidoras Estaduais	85
4.	INDICADORES E METODOLOGIA	87
4.1.	Indicadores	87
4.1.1.	Qualidade de Serviço e Produto	88
4.1.2.	Qualidade Comercial e de Teleatendimento	93
4.1.3.	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC)	96
4.1.4.	Perdas	97
4.1.5.	Custos Operacionais e Investimentos	100
4.1.6.	Lucratividade	103
4.2.	Dados e Metodologia	103
4.2.1.	Dados Utilizados	103
4.2.2.	Metodologia de Comparação	107
5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	110
5.1.	Comparação Distribuidoras Privadas e Estatais	110
5.1.1.	Resultados	112
5.1.2.	Análise Atendimento Regulatório	119
5.1.3.	Avaliação Qualidade X Lucratividade	121
5.2.	Caso do Estado do Rio Grande do Sul	124
5.3.	Impacto da troca de controle no Grupo Rede	127
5.4.	Impacto Privatizações Recentes: Caso CELG-D	128
5.5.	Fluxo do Acionista das Estatais	130
6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	134
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	139
	APÊNDICE A - EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA (2019)	150
	APÊNDICE B - MAPEAMENTO DE CONTROLE ACIONÁRIO (Mai/2020)	153

1. INTRODUÇÃO

1.1. Considerações iniciais

O setor elétrico brasileiro passou por várias transformações desde os primeiros empreendimentos no final do século XIX, com períodos de maior ou menor grau de intervenção estatal, a depender da situação político-econômica do país. As maiores transformações recentes nestes aspectos ocorreram durante os anos 90 e início dos anos 2000, quando uma série de reformas do Estado foram implementadas no sentido de aumentar a participação do setor privado na economia, incluindo, no setor elétrico, privatizações iniciadas em 1995, desverticalização, introdução de mecanismos de competição e novo marco regulatório com a criação entidades como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS).

As principais motivações para a privatização das empresas de energia, e de outros setores, foram: a necessidade do ajuste fiscal como parte do plano de estabilização da nova moeda, o Real; a necessidade de atração de investimentos do setor privado por conta da insuficiência de recursos públicos; e a promoção de competição e aumento de produtividade. Portanto, as privatizações serviriam como ferramenta fiscal e para a melhora dos serviços ao consumidor, e o governo passaria a assumir o papel de regulador ao invés de controlador (FERREIRA, 2000, p.181). Reformas como estas foram adotadas em diversos países em desenvolvimento no mesmo período, como Argentina e México (LEME, 2009), influenciados pelas políticas adotadas em países como a Inglaterra durante os anos 80 e o chamado Consenso de Washington (FARIAS, 2006, p. 26).

Praticamente todo o setor elétrico brasileiro estava sob o controle estatal antes do início das privatizações. O governo federal era proprietário dos principais ativos de geração e transmissão pela *holding* Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) e também de duas distribuidoras, Light (RJ) e Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (ESCELSA), enquanto governos estaduais eram proprietários de empresas com foco na distribuição de energia dentro do respectivo estado, ou de empresas com atuação verticalizada, ou seja, atuando na geração, transmissão e distribuição de eletricidade,

como a Companhia Energética do Estado de São Paulo (CESP), Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) e Companhia Paranaense de Energia (COPEL).

No segmento de geração as privatizações foram limitadas a quatro empresas (Tabela 1). O governo federal privatizou, em 1998, o segmento de geração da Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil (ELETROSUL, atual Eletrobras CGT Eletrosul). Dos ativos controlados por estatais estaduais, foi privatizada a Centrais Elétricas Cachoeira Dourada (CDSA) em 1997, da estatal goiana Companhia Energética de Goiás (CELG), e, em 1999, foram também privatizadas empresas criadas a partir de cisão da estatal paulista CESP: a Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema e a Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê. Estas quatro empresas representavam cerca de 18% da energia produzida no país na época (ROSIM, 2008, pp. 57-59).

Tabela 1 - Privatização da geração durante o Governo FHC

Ano	Nome Estatal	Controlador Atual
1997	Cachoeira Dourada (CELG)	Enel Green Power Cachoeira Dourada
1998	Gerasul (ELETROSUL)	Engie Brasil Energia
1999	Paranapanema (CESP)	China Three Gorges Brasil
1999	Tietê (CESP)	AES Tietê

Fonte: Elaboração própria

A CESP, que ainda operava alguns ativos de geração, em destaque a UHE Porto Primavera, com 1.540 MW de potência instalada, foi privatizada em 2018 para o consórcio São Paulo Energia, composto pela Votorantim Energia (50%) e o fundo de pensão Canadense CPP-IB (50%).

Durante os anos 90, não houve avanço das privatizações de empresas do setor de transmissão. Em 2006 foi realizada a privatização da estatal paulista Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) para o grupo ISA da Colômbia. Esta empresa foi criada com ativos de transmissão da CESP em 1999 e incorporou em 2001 ativos de transmissão da Empresa Paulista de Transmissão de Energia (EPTE), da antiga estatal Eletropaulo.

Apesar das privatizações da geração e transmissão terem sido limitadas, a expansão desses dois segmentos a partir dos anos 2000 teve ampla participação de empresas

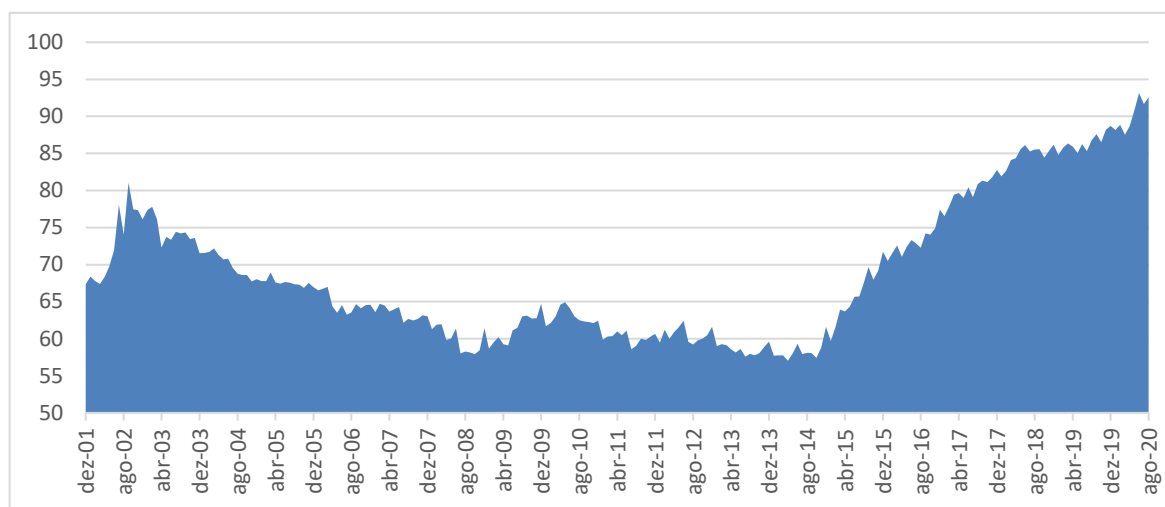
privadas, nacionais e estrangeiras, tanto que o mercado contava em 2017 com cerca de 60% de participação das empresas privadas na geração, em termos de energia, e 40% na transmissão, em extensão de rede (FGV, 2018).

Do setor elétrico, o segmento de distribuição foi o que mais passou por privatizações, cerca de 80% do mercado em energia foi privatizado entre 1995 e 2000 (FONSECA; DOS REIS, 2012, p.3). O governo Fernando Henrique Cardoso (PSDB, 1995-2002) não conseguiu concluir o processo de privatização das distribuidoras de energia elétrica, permanecendo de capital público ou misto grandes estaduais como a CEMIG (MG) e COPEL (PR), estaduais da região Norte como Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) e Companhia Energética de Roraima (CERR), e outras concessões que foram incorporadas à Eletrobras como Companhia Energética do Alagoas (CEAL) e Centrais Elétricas de Rondônia (CERON) (DE ARAÚJO, 2006).

O processo de privatização como um todo foi interrompido após a mudança do governo federal no início dos anos 2000, com exceção da CTEEP do Estado de São Paulo. O Partido do Trabalhadores, que assumiu o governo federal, foi grande crítico das privatizações durante o período de oposição, e a crise energética de 2001 contribuiu para o desgaste da opinião pública em relação às privatizações do setor elétrico.

Já a partir da segunda metade da década passada, com a crise econômica iniciada em 2014, seguida de dois anos de contração de PIB, teve-se o início da escalada da dívida pública, conforme indicado no Gráfico 1.

Gráfico 1 - Evolução da dívida bruta do Governo Geral (%PIB)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Banco Central (2020)

O governo do Presidente Michel Temer (MDB, 2016-2018), formado após o *impeachment* da Presidente Dilma Rousseff (PT, 2011-2016), adotou medidas de austeridade para ajustar as contas públicas, como a implementação de teto de gastos (Emenda Constitucional nº 95/2016), e o lançamento do PPI - Programa de Parcerias de Investimentos (Lei nº 13.334/2016), programa amplo de privatizações e concessões de projetos de infraestrutura nas áreas de transporte, energia elétrica, mineração e petróleo e gás (BRASIL, 2019).

O PPI marcou a retomada das privatizações para o segmento de distribuição de energia elétrica, e contou com as privatizações de sete empresas de distribuição então controladas pela estatal federal Eletrobras. Em 2016, foi realizada a privatização do ramo de distribuição da Companhia Energética de Goiás (CELG-D), e no decorrer do segundo semestre de 2018 foram privatizadas Companhia Energética do Piauí (CEPISA), CERON (RO), Companhia de Eletricidade do Acre (ELETROACRE), Boa Vista Energia (RR), Amazonas Energia (AM) e CEAL (AL).

Estas empresas correspondiam, na época, à cerca de 9% do mercado de distribuição do Brasil. Além da importância da questão fiscal, como nos anos 90, estas empresas distribuidoras estavam enfrentando dificuldades financeiras e indicadores de qualidade inferiores aos estipulados pelo órgão regulador.

Na Tabela 2 são apresentados os valores médios dos três anos pré-privatização para dois indicadores relevantes: a Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (DEC) apurado com relação ao limite regulatório, e a margem EBITDA¹ ajustado. O DEC corresponde à duração equivalente de interrupção de fornecimento, o valor do DEC% acima de 1 indica que a empresa possui o indicador apurado acima do limite estabelecido pela ANEEL. Os indicadores técnicos e econômico-financeiros das empresas de distribuição serão tratados com detalhes no decorrer do trabalho.

Tabela 2 - Indicadores DEC% e margem EBITDA ajustado das empresas federalizadas (média dos três anos pré-privatização)

Empresa	DEC%	Margem EBITDA Aj.	Ano Privatização
CELG-D	2.38	1%	2016
Amazonas Energia	0.84	-109%	2018
Boa Vista Energia	2.17	-42%	2018
CEAL	1.47	-16%	2018
CEPISA	1.14	-16%	2018
CERON	1.42	-53%	2018
ELETROACRE	1.56	-22%	2018

Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponibilizados pela ANEEL (2020)

Em 2018 o Presidente Jair Bolsonaro (PSL, 2019-) foi eleito defendendo o modelo econômico liberal, que inclui a continuidade e expansão do PPI, criando uma secretaria especial de desestatização, desinvestimento e mercados, dentro da estrutura do Ministério da Economia.

O surto de Covid-19 em 2020 agravou a situação fiscal do país tornando programas de privatização ainda mais importantes para o governo. No ramo de distribuição de energia, os governos controladores das empresas Companhia Energética de Brasília (CEB), Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) e CEA (AP) assinaram acordos para estruturar projetos de privatização junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). A privatização da *holding* Eletrobras, maior empresa do setor elétrico da América Latina, também está sendo proposta pelo governo federal.

¹ No decorrer do trabalho o indicador Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (LAJIDA) é abreviado pelo termo em inglês, de uso mais comum, *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization* (EBITDA).

Na Tabela 3 são apresentadas as principais empresas de distribuição² estatais até 2016, ano quando as privatizações no segmento foram retomadas.

Tabela 3 - Principais empresas estatais de distribuição de energia elétrica e privatizações realizadas entre 2016-2020

Empresa	Controlador Pré-Priv.	Área de Concessão	Data Privatização	Grupo Comprador	Mercado (%)
CEMIG - D	Estado de Minas Gerais	Maior parte do Estado de Minas Gerais			10,14%
COPEL - D	Estado do Paraná	Maior parte do Estado do Paraná			6,83%
CELESC - D	Estado de Santa Catarina	Maior parte do Estado de Santa Catarina			5,52%
CELG - D	Eletrobras	Maior parte do Estado de Goiás	30/11/2016	Enel	3,17%
CEEE - D	Estado do Rio Grande do Sul	Cerca de 1/3 do Estado do Rio Grande do Sul	31/03/2021	Equatorial	1,86%
CEB - D	Distrito Federal	Distrito Federal	04/12/2020	Neoenergia	1,46%
Amazonas	Eletrobras	Estado do Amazonas	10/12/2018	Oliveira / Atem	1,33%
CEAL	Eletrobras	Estado de Alagoas	28/12/2018	Equatorial	0,84%
CEPISA	Eletrobras	Estado do Piauí	26/07/2018	Equatorial	0,81%
CERON	Eletrobras	Estado de Rondônia	30/08/2018	Energisa	0,72%
CEA	Estado do Amapá	Estado do Amapá	Previsto 2021		0,24%
ELETROACRE	Eletrobras	Estado do Acre	30/08/2018	Energisa	0,24%
Boa Vista ³	Eletrobras	Estado de Roraima	30/08/2018	Oliveira / Atem	0,21%

Fonte: Elaboração própria com base em dados disponibilizados pela ANEEL, mercado de energia ano base 2018

² O serviço público de distribuição de energia elétrica é realizado por concessionárias, autorizadas e permissionárias. Na lista foram consideradas apenas as concessionárias estatais estaduais ou federais. As concessionárias estatais municipais são de pequeno porte, atendem menos que 100 mil clientes.

³ A Companhia Energética de Roraima (CERR), controlada pelo governo do estado correspondente, perdeu a concessão de 14 municípios do interior por conta de problemas financeiros, e foi considerada como parte da distribuidora Boa Vista nesta tabela.

Apenas quatro empresas são estatais estaduais no setor de distribuição desde o início de 2021, as três maiores, CEMIG-D, COPEL-D e o ramo de distribuição das Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC-D) não estão inseridas em planos de privatização.

Apesar do tema das privatizações ser recorrente dentro da política econômica, estas propostas não são apoiadas pela maior parte da população brasileira de acordo com pesquisas de opinião. Segundo Datafolha, em 2001, após as privatizações do setor e durante a crise energética (acionamento), 69% da população seria contra as privatizações de empresas que administram os sistemas de energia elétrica. Mais recentemente, pesquisa que trata sobre a opinião sobre privatizações foi publicada em 26/12/2017, e 70% dos brasileiros declaram-se contra programas de privatização no geral. Em setembro 2019, nova pesquisa foi feita, com resultado de 67% da população contrários a privatizações.

1.2. Objetivos e justificativa

As recentes privatizações das empresas de distribuição de energia sob controle da Eletrobras foram justificadas de forma semelhante às do passado, em particular a premissa de aumento da eficiência na gestão das empresas com consequente melhora da qualidade do serviço e seus indicadores financeiros.

Surge assim a pergunta desta pesquisa: após mais de 20 anos do início das privatizações, as distribuidoras privadas possuem indicadores técnicos e econômicos superiores aos das empresas que permaneceram estatais?

Assim, este trabalho tem como objetivo principal avaliar os benefícios para consumidores e contribuintes da privatização das empresas de distribuição de energia. E, para tanto, serão desenvolvidos os seguintes estudos:

- a) comparar os indicadores das empresas privatizadas entre 1995-2000 com os indicadores das empresas que permaneceram sob o controle estatal de modo a verificar os impactos de longo prazo das privatizações;
- b) avaliar a evolução dos indicadores da CELG-D, privatizada em 2016;
- c) verificar se os indicadores das empresas estatais remanescentes justificariam suas privatizações.

Como objetivos secundários, busca-se mapear como a atividade de distribuição de energia se desenvolveu no país desde seu início através de diferentes papéis do Estado, e as principais trocas acionárias envolvendo as distribuidoras brasileiras entre 1995 e 2019. Adicionalmente, os resultados obtidos neste trabalho atualizam e ampliam a literatura do tema no contexto brasileiro.

Como justificativa, este trabalho trata de tema relevante no âmbito da atual agenda de transformações das políticas econômica e energética do país.

1.3. Hipóteses

A hipótese inicial deste trabalho é de que os indicadores de performance técnica e econômico-financeiros das empresas privadas são superiores aos de estatais pares. E esta seria uma evidência que as privatizações colaboraram com a melhora da qualidade de serviço e para o aumento de valor das empresas. Esta hipótese é considerada na literatura e será testada a partir dos dados das distribuidoras brasileiras.

Também é considerado que os indicadores-meta definidos pelos modelos de *benchmarking* adotados pelo órgão regulador modelam adequadamente as diferenças técnicas e socioeconômicas entre diferentes áreas de concessão. Portanto, é válida comparação dos indicadores entre empresas, quando os indicadores apurados são normalizados pelos indicadores-meta definidos pelo órgão regulador.

1.4. Método

O primeiro procedimento técnico utilizado foi a pesquisa bibliográfica para o embasamento teórico e empírico a respeito dos conceitos de privatização, e indicadores de performance técnica e financeira que podem ser aplicados em empresas de distribuição de energia. Adicionalmente foi realizada a revisão do histórico do setor elétrico brasileiro de forma a mapear como se deu o desenvolvimento do controle estatal no setor.

Quanto a pesquisa documental: o trabalho envolveu coleta de informações a respeito do setor de distribuição de energia elétrica no país, de forma a capturar suas principais características, base para as análises de desempenho das empresas. Assim, como

procedimento de pesquisa experimental, foi realizado o levantamento de dados públicos específicos das empresas em análise, tais como:

- a) software Economatica e páginas da internet das companhias – Relação com Investidores: histórico de informações financeiras, contábeis e operacionais das companhias;
- b) dados econômicos e setoriais disponíveis em páginas da internet de entidades como: Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE), Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), Empresa de Pesquisa e Energética (EPE), Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Banco Central do Brasil (BC) e Banco Mundial;
- c) indicadores técnicos e resultados de processos regulados disponíveis na página da internet da ANEEL.

O estudo comparativo contempla de forma geral as empresas de distribuição de porte relevante (mais que 0,5% da energia distribuída do país ou área de concessão correspondente a uma unidade federativa), que são agrupadas conforme o tipo de controle, estatal ou privado. A metodologia se baseia em testes de hipótese realizadas a partir do histórico de indicadores.

1.5. Estrutura capitular

Esta dissertação está estruturada em seis capítulos. Neste primeiro capítulo foram definidos o problema, hipóteses consideradas, objetivos e justificava, além do método de pesquisa adotado.

O segundo capítulo apresenta a contextualização do setor de distribuição de energia elétrica, contendo os principais conceitos de regulação e uma visão geral das firmas atuantes no Brasil, assim como seção com referencial teórico sobre o tema privatização; e por último a revisão bibliográfica a respeito dos impactos da privatização na distribuição de energia.

No terceiro capítulo é apresentado breve histórico do setor elétrico brasileiro, de forma a mostrar como se desenvolveu a relação entre o governo e o setor, a experiência das privatizações entre 1995-2000, os casos de empresas que não foram privatizadas no governo FHC, as privatizações recentes de 2016-2018, o histórico de mudanças

relevantes de controle acionário das concessões de distribuição e por último, a composição acionária das estatais estaduais.

No quarto capítulo são apresentados os principais indicadores relacionados à atividade de distribuição de energia, os dados utilizados para o estudo e o detalhamento da metodologia adotada para as análises de caso.

No quinto capítulo são apresentados os resultados e discussões divididas em:

- a) comparação da performance relativa entre empresas estatais e privadas;
- b) caso do Estado do Rio Grande do Sul;
- c) caso da intervenção do Grupo Rede;
- d) a avaliação do impacto da privatização recente da CELG-D;
- e) análise dos benefícios econômicos das estatais para os controladores.

No sexto e último capítulo são apresentadas as considerações finais deste trabalho.

2. REFERENCIAL TEÓRICO E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção, faz-se a contextualização do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, assim como revisão bibliográfica dos assuntos abordados na dissertação.

2.1. Setor de distribuição de energia elétrica

O suprimento de eletricidade é um serviço de utilidade pública, a necessidade de acesso pela população e sua adequada infraestrutura e expansão são condicionantes do crescimento das demais atividades econômicas do país (LOSEKANN, 2003). Impacta dimensões sociais (produto essencial para conforto e segurança), macroeconômicas (PIB, inflação, fiscal), microeconômicas (insumo para comércios, indústrias e todas outras atividades econômicas) e ambientais (potencial fonte de poluição, principalmente na geração a depender da fonte primária de energia). Esta indústria de rede é extensa e complexa, onde produtores e consumidores estão conectados e se influenciando em tempo real, com uma interdependência orgânica. E em particular, diferente de outros sistemas de rede, a energia elétrica ainda não pode ser armazenada de forma economicamente viável, portanto existe equilíbrio constante entre oferta e demanda (PINTO JUNIOR *et al*, 2016).

O setor pode ser dividido na cadeia: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização. Um sistema tradicional consiste em grandes usinas⁴ instaladas em regiões geralmente distantes do mercado consumidor, linhas de transmissão⁵ que interligam grandes blocos de geração e consumo (grandes consumidores e distribuidoras), redes de distribuição, que transportam a energia de forma capilarizada para clientes grandes e principalmente os pequenos clientes de varejo, e a atividade de comercialização, que tem caráter apenas comercial e não físico.

Inicialmente os sistemas de energia elétrica foram concebidos em pequena escala e em corrente contínua, porém a interligação de usinas geradoras e consumidores em grandes sistemas, viabilizada tecnologicamente pela corrente alternada e

⁴ No Brasil a principal fonte primária para geração de energia elétrica é hidráulica, com participação relevante de outras fontes como gás natural, bagaço de cana e eólica (EPE, 2020).

⁵ Apesar das atividades de transmissão e distribuição serem de transporte, são reguladas e operadas de forma distintas. No Brasil, os sistemas de transmissão são aqueles operados com tensões a partir de 230 kilovolts.

transformadores, permite a obtenção de economias de escala e escopo⁶ e maior confiabilidade. Por esta razão que a organização do setor evoluiu para esta forma desde o final do século XIX, de forma pioneira na cidade americana de Chicago pelo empreendedor Samuel Insull (PINTO JUNIOR *et al*, 2016).

Nos últimos anos também estão sendo implementados sistemas de geração distribuída na distribuição por conta do desenvolvimento tecnológico da geração por fontes renováveis de menor escala e conceitos de redes de distribuição inteligentes (*smart grid*). Estas tecnologias são fatores que estão transformando a organização tradicional da cadeia e principalmente o setor de distribuição de energia (FANG, 2012). Um sistema envolvendo toda a cadeia tradicional é representado na Figura 1.

Figura 1 - Cadeia de energia elétrica



Fonte: Retirado de MONTEZANO, 2013.

⁶ A economia de escala acontece por conta da diluição de custos fixos com o aumento do número de unidades consumidoras. A economia de escopo acontece pelo compartilhamento da infraestrutura por unidades consumidoras com diferentes perfis de consumo (curvas de carga temporais) (PINTO JUNIOR *et al*, 2016).

Do sistema representado pela Figura 1, a atenção desta dissertação é na atividade de distribuição de energia elétrica, que consiste principalmente na gestão e operação de ativos como subestações, redes e transformadores com o objetivo de garantir o fornecimento de energia elétrica com um certo nível de confiabilidade e qualidade a um preço adequado.

2.1.1. Aspectos regulatórios fundamentais

Pela importância estratégica da energia elétrica, aspectos específicos desta indústria, e principalmente pela estrutura de mercado de monopólio natural das atividades de distribuição e transmissão, os governos costumam intervir no setor seja através de agências reguladoras (regulação técnica e econômica), órgãos com funções de planejamento ou pelo controle direto empresas estatais.

O setor de distribuição é típico monopólio natural, situação em que há barreiras econômicas para a entrada de novos competidores, capital intensivo, com custos variáveis e marginais proporcionalmente baixos, permitindo economias de escala ao longo do intervalo relevante de produção. Nessas condições, serviços da dívida e recuperação do investimento pelo acionista passam a ser distribuídos em número cada vez maior de unidades, à medida que a produção aumenta, cabendo a cada unidade produzida carga cada vez menor dos custos e despesas fixas e dos custos de oportunidade. Como aspectos característicos de monopólios naturais do setor de distribuição pode-se citar (BERG, TSCHIRHART, 1988 *apud* LOSEKANN, 2003):

- a) capital intensivo, com gastos fixos diretos e indiretos significativos ou economias de escala;
- b) produto não estocável;
- c) produzido em localidades específicas;
- d) conexão direta com consumidores.

Além da barreira econômica do monopólio natural, há também a barreira legal, com áreas de exploração do serviço definidas nas outorgas de concessão. Desta forma, quando concedidos à iniciativa privada, os governos atuam na regulação técnica e econômica, as quais permitem que o serviço seja prestado no equilíbrio de qualidade

e preço, na prática, com a definição de qualidade mínima estabelecida ao preço “justo”, definido de forma genérica pela Equação 1 (RUFÍN *et al*, 2015).

$$P_m \cdot Q = CO\&M + r \cdot BL + d * BB + PA \quad (1)$$

Sendo:

- a) P_m : preço médio (R\$/MWh);
- b) Q : quantidade total (MWh);
- c) CO&M: custos de operação e manutenção eficientes (R\$);
- d) r : taxa de retorno;
- e) BL : base de ativos líquida (R\$);
- f) d : taxa de depreciação;
- g) BB : base de ativos bruta (R\$);
- h) PA : parcela não gerenciável pela concessionária, como custos da geração e transmissão, e impostos.

Vários modelos de organização e regulação econômica são aplicados pelo mundo para esta atividade⁷, historicamente o modelo predominante entre os anos 30 e os anos 80 foi de monopólios públicos operados por uma ou mais empresas estatais verticalizadas (uma empresa é responsável por toda a cadeia: geração, transmissão e distribuição). No contexto da segunda guerra mundial e guerra fria, transformar as empresas em estatais garantiria controle nacional e expansão do sistema, e facilitaria o financiamento e padronização tecnológica. Exceção entre os países foram os Estados Unidos da América, cujo modelo predominante era de controle de monopólios privados através de agências reguladoras a nível municipal ou estadual (PINTO JUNIOR *et al*, 2016).

No modelo tradicional, as tarifas utilizadas são definidas diretamente pelo governo ou pelo modelo de custo do serviço (*cost plus*): a tarifa é definida de modo a permitir a recuperação dos custos e remunerar o capital a partir de taxa fixada, que deveria refletir o custo de oportunidade em atividades de risco semelhante. Esse modelo de

⁷ Em De Castro *et al* (2015) são apresentados modelos institucionais adotados em diversos países.

definição de tarifas se baseia nos ativos contábeis da empresa e é o modelo clássico na regulação de serviços públicos (RUFÍN *et al*, 2015).

A desvantagem do modelo de tarifa de serviço pelo custo é o chamado efeito Averch-Johnson (AVERCH; JOHNSON, 1962): a empresa atuante, quando não existem bons mecanismos de detecção de ineficiências, tem o incentivo de sobreinvestir em ativos, inchar o quadro de pessoal, e despesas com serviços, benefícios, materiais, terceiros etc., gerando supercapacidade, portanto promovendo má alocação de recursos. Ou seja, não há incentivo para eficiência e prudência nos investimentos e gastos neste modelo, o que permite que a empresa regulada aumente seu lucro por conta do sobreinvestimento e sobregasto (RUFÍN *et al*, 2015).

A partir do final dos anos 70 países como Chile e Reino Unido realizaram reformas liberalizantes em suas economias, e no setor de energia foram adotadas medidas como desverticalização das atividades da cadeia, introdução de mecanismos de concorrência, privatização de empresas públicas, desregulamentação do setor e adoção de mecanismos de regulação por incentivos.

As atividades de geração e de comercialização, onde se identificava possibilidade de concorrência por conta da existência de vários agentes e do produto energia ser homogêneo como uma *commodity*, foram transformadas em competitivas, e as atividades de rede, transmissão e distribuição, permaneceram monopólios regulados por conta da natureza de monopólio natural da atividade na mesma área de concessão (PINTO JUNIOR *et al*, 2016).

A adoção de políticas liberais foi amplamente difundida no mundo nos anos 90 pelo Fundo Monetário Internacional (FMI) e Banco Mundial como receita econômica para os países que passavam por dificuldades financeiras. Esta política ficou conhecida como Consenso de Washington, e influenciou os governos brasileiros dos anos 90 (FARIAS, 2006). Este tema será retomado com maior detalhamento na segunda seção deste capítulo.

No setor de energia, as principais causas para a reestruturação era o diagnóstico de baixa performance das empresas estatais verticalizadas e falta de recursos governamentais para investimentos em infraestrutura (NESTOR; MAHBOOBI, 2000).

O Brasil passou por esse tipo de reestruturação pelo projeto RESEB (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro), elaborado entre 1996 e 1998.

O regime de tarifação da distribuição que se consolidou a partir dos anos 80 foi o de teto tarifário (*price-cap*)⁸ com mecanismos de regulação por incentivos. Neste modelo, a condição de equilíbrio econômico-financeiro inicial, definida por tarifa eficiente sob certas condições de qualidade, é mantida no decorrer do tempo. A tarifa é atualizada de forma a cobrir variações de custos não gerenciáveis da concessionária (como outros ramos da cadeia, geração e transmissão) e a parcela gerenciável é atualizada por um índice de correção monetária reduzido por fator que reflete ganhos de produtividade (Fator X), conforme Equação 2 (RUFÍN *et al*, 2015).

$$P_{t+1} = P_t \cdot (IPV - X) \quad (2)$$

Sendo P_t o preço em t (ou $t+1$) do serviço de distribuição (parcela B, gerenciável) e IPV o índice de correção monetária.

Portanto, neste regime tetos de tarifas são fixados e caso a empresa regulada tenha ganhos (ou redução) de produtividade, este ganho (ou perda) é parcialmente internalizado como lucro (ou prejuízo) até que as tarifas sejam novamente calculadas. Dessa forma há incentivo para a melhoria contínua do desempenho e redução de custos. Essa metodologia tenta simular a evolução dos preços em mercados competitivos, em que a variação de preços é moderada por aumentos em produtividade das empresas.

Outro mecanismo regulatório adotado para introduzir eficiência é o *yardstick competition* ou *benchmarking*: os agentes são comparados entre si, ou em relação à uma empresa fictícia, de forma a se observar o comportamento médio do setor, e empresas que operam de forma relativamente superior às demais são recompensadas, e as que tiverem desempenho inferior são penalizadas (RUFÍN *et al*, 2015). As incertezas e diferenças esperadas entre diferentes áreas de concessão são levadas em conta nas comparações, de forma a que as mesmas sejam adequadas. Exemplos de indicadores⁹ que são regulados desta maneira no Brasil são custos

⁸ Também chamado de modelo RPI-X (BEESLEY, LITTLECHILD, 1989)

⁹ Estes indicadores são discutidos no capítulo 4 deste trabalho.

operacionais, receitas irrecuperáveis (inadimplência), perdas não técnicas e qualidade da continuidade do serviço.

Apesar da tendência internacional pela adoção de modos de regulação com base no preço-teto e reformas com viés liberal, existe grande diversidade de modelos, por conta da complexidade do tema e especificidades econômicas de cada país.

2.1.2. Tarifa de energia no Brasil¹⁰

O modelo atual de tarifação no Brasil é baseado no sistema de teto. A tarifa final do consumidor é dividida em parcela não gerenciável pela distribuidora (Parcela A), correspondente à compra de energia¹¹, uso do sistema de transmissão e encargos setoriais (que são gastos em atividades do setor), e parcela gerenciável (Parcela B) referente ao sistema de distribuição. Na tarifa final para o consumidor também são adicionados diversos impostos.

A parcela B¹², referente ao serviço de distribuição, é dividida em duas partes:

- a) custos de capital, referentes à remuneração do investimento em ativos não depreciados por uma taxa de retorno regulatória, e cotas de depreciação de ativos;
- b) custos operacionais: operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas, definidos na tarifa por um modelo de benchmarking.

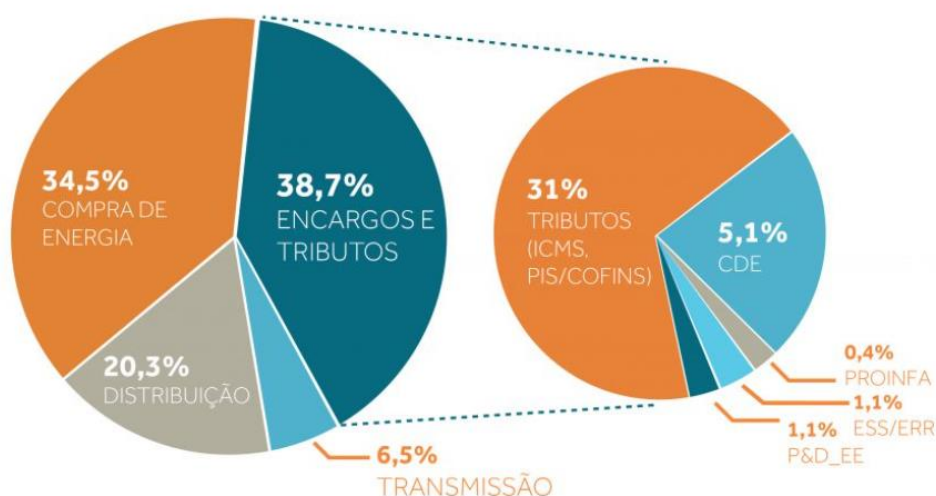
Na Figura 2, é apresentada a composição tarifária média do para o ano de 2018. Apenas 20% da tarifa é referente ao serviço de distribuição de energia (Parcela B) e mais de 31% são referentes a tributos.

¹⁰ Consultar El Hage (2010) e Fugimoto (2010) para maior detalhamento sobre estrutura tarifária.

¹¹ A energia comercializada pela distribuidora é adquirida por leilões regulados (ACR) pela ANEEL. As unidades consumidoras de maior porte também podem comprar energia no mercado livre (ACL).

¹² Metodologia descrita no módulo 2 do PRORET.

Figura 2 - Estrutura de custos do setor elétrico (2018)



Fonte: ABRADEE (2019)

A concessionária tem seu equilíbrio econômico-financeiro redefinido pelo processo de revisão tarifária (Tabela 4), que ocorre com periodicidade definida no contrato de concessão (de 3 a 5 anos), quando os custos da Parcela B são revisados, além de outros fatores regulatórios como índice de perdas técnicas. E anualmente a tarifa é reajustada por um índice de correção monetária (IGP-M ou IPCA, a depender do contrato), e o fator X^{13} que é função de componentes de ganho de produtividade (P_d), qualidade do serviço (Q) e custo operacional (T), conforme Equação 3. O fator X é o mesmo citado na Equação 2.

$$\text{Fator } X = P_d + Q + T \quad (3)$$

As parcelas A e B são divididas em duas tarifas finais para os consumidores: a Tarifa de Energia (TE), que reflete principalmente o custo da aquisição da energia da parcela A, e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que reflete o custo do transporte (parte da parcela A e integralmente a parcela B).

A TE é do mesmo valor para todos os clientes cativos de uma distribuidora (sem diferenciação por nível de tensão, ou seja, sem estrutura vertical) e não é pago pelos clientes livres, que compram energia diretamente de comercializadoras. A TUSD é paga por clientes cativos e livres, e é diferenciada pelo nível de tensão (estrutura

¹³ Descrição detalhada no submódulo 2.5 do PRORET. O Fator X é o mesmo citado na equação 2.

vertical) e pelo horário de ponta e fora ponta (estrutura horizontal), esta diferenciação é chamada de estrutura tarifária.

Tabela 4 - Resumo dos mecanismos de reajuste tarifário aplicados no Brasil

Reajuste Anual		Revisão Tarifária
Parcela A	Repasse dos custos incorridos	Repasse dos custos incorridos
Parcela B	Índice de correção e fator X	Recalculado

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em informações de RUFÍN *et al* (2015)

Em resumo, as parcelas de responsabilidade da parcela B da TUSD são definidas de forma que cada tipo de cliente pague proporcionalmente sua responsabilidade da expansão e manutenção do sistema, portanto os clientes de baixa tensão no geral possuem tarifas mais elevadas porque custeiam toda a cadeia: as redes de alta, média e baixa tensão.

2.1.3. Principais processos de uma empresa de distribuição de energia

Os macroprocessos conduzidos dentro de uma empresa de distribuição vislumbram atender os objetivos de longo prazo de qualidade de serviço, retorno financeiro e conformidades regulatórias e estão diretamente relacionados com os indicadores regulados. A seguir são listados seus principais itens¹⁴.

- a) geral: direção, administração e finanças;
- b) operação: operação das instalações, programada ou intempestiva;
- c) manutenção: reparação programadas ou não programadas, inspeção e revisão, e adequação de instalações;
- d) planejamento: expansão do sistema, controle e supervisão de O&M, acompanhamento de qualidade;
- e) gestão comercial: processos comerciais, faturamento e cobrança, atendimento ao cliente, call center, gestão da inadimplência;
- f) técnico-comercial: medição de consumo, monitoramento de perdas e gestão da medição.

¹⁴ Baseado em Fonseca e Dos Reis (2012) e Metodologia de Empresa de Referência ANEEL (2006)

2.1.4. Outros aspectos relevantes

Como descrito inicialmente neste capítulo, o setor elétrico possui aspectos particulares e está relacionado a fatores micro e macroeconômicos da economia do país, com destaque:

- a) universalização: distribuição de energia elétrica é um serviço público bastante universalizado (99,7% dos domicílios) e o mais bem avaliado do Brasil em comparação ao fornecimento de água, limpeza urbana, transporte público, entre outros¹⁵;
- b) o consumo de energia elétrica do país possui correlação significativa com o crescimento do PIB (PINTO JUNIOR et al, 2016). O Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2020) indica elasticidade-renda de 1,93 para o período de 2009-2019;
- c) impostos: pela capilaridade e universalização do serviço, facilidade em fiscalização por conta do número diminuto de empresas, e pelo produto ter demanda inelástica no curto prazo, o serviço de energia é altamente tributado, cerca de 51,64% levando em conta toda a cadeia¹⁶ sobre o total da receita bruta das empresas. O que impacta diretamente o preço final para o consumidor, além de ser uma tributação altamente regressiva (MÜLLER-MONTEIRO, 2001; INSTITUTO ACENDE BRASIL; PWC, 2016);
- d) inflação: a tarifa de energia elétrica é significativa no indicador de inflação do país, pois atinge orçamento das famílias e custos do comércio e indústria. Por exemplo, o peso da energia elétrica residencial foi de 4,06% no índice IPCA para o ano de 2019 (IBGE, 2020).

¹⁵ Informação segundo pesquisa CNI IBOPE apresentada em cartilha de comparação internacional de tarifas da ABRADEE (2019).

¹⁶ Estudo realizado para o ano-base de 2015 através de amostra de 70% do mercado GTD (geradoras, transmissoras e distribuidoras).

2.1.5. Empresas atuantes no setor de distribuição do Brasil

Em 2015 atuavam no Brasil 63 concessionárias de serviço público de distribuição de energia, além de permissionárias e autorizadas, totalizando 114 agentes. No final do ano de 2019, após o agrupamento de concessões do grupo CPFL¹⁷, do grupo Energisa¹⁸, e a Boa Vista Energia assumir toda a concessão do estado de Roraima, existiam 53 distribuidoras. Os agrupamentos são evidências de tendência de consolidação para ganhos de escala.

Além das empresas estatais indicadas na Tabela 3, os grandes grupos privados que atuam no setor de distribuição são CPFL, EDP, ENEL, Energisa, Equatorial, Light, Neoenergia e Oliveira Energia. As informações das concessões estão compiladas no Apêndice A, incluindo informações do grupo controlador, área de concessão correspondente e participação de mercado da energia distribuída¹⁹. A Figura 3 contém o mapa das distribuidoras do país, categorizadas em estatal, privadas e privatizadas recentemente (2016-2018).

Antes das privatizações das distribuidoras sob controle do grupo Eletrobras, federalizadas e CELG-D, cerca de 67% do mercado, em termos de energia vendida, eram dos grupos privados, e após as privatizações passou a 74% do mercado. As empresas estatais de maior porte remanescentes são estaduais²⁰, visto que as municipais estatais representam parcela menor a 0,3% do mercado. Estas informações são apresentadas nos gráficos Gráfico 2 e Gráfico 3.

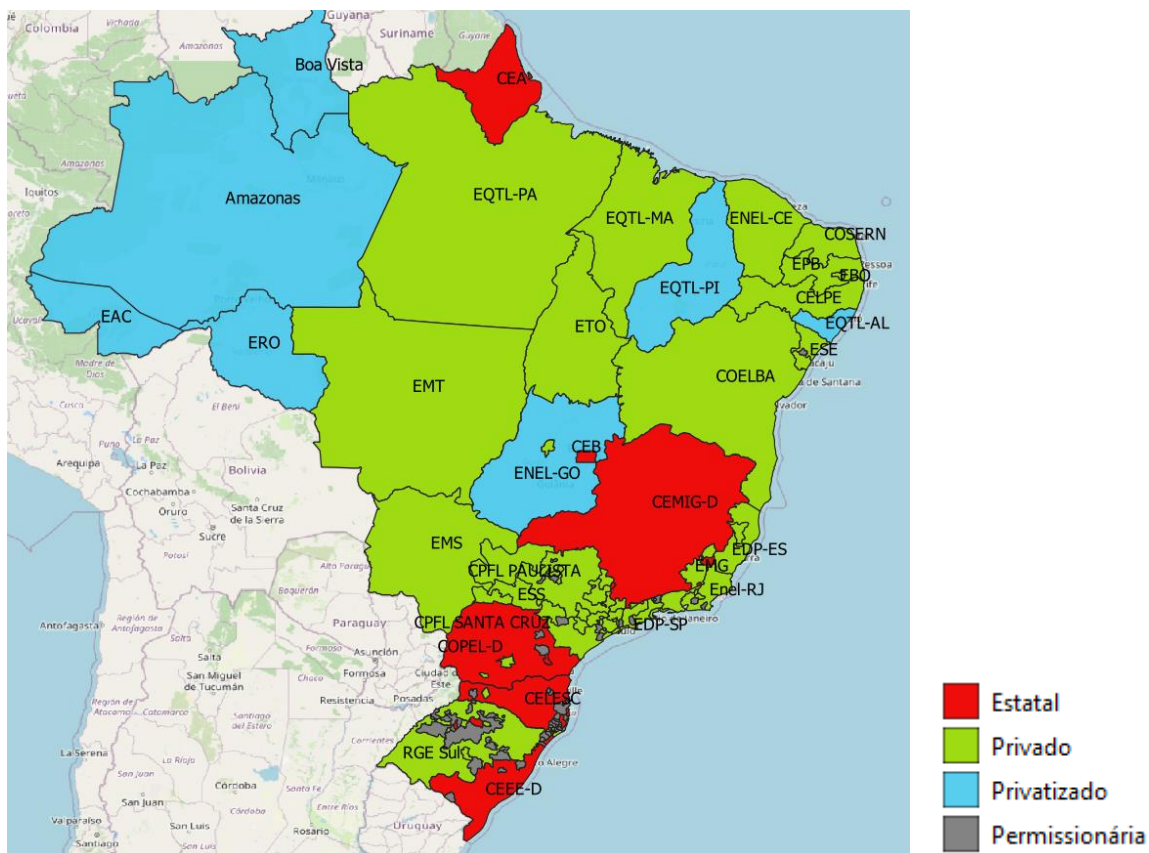
¹⁷ Agrupamento das distribuidoras CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista e CPFL Santa Cruz com área de atuação no interior de São Paulo (maior parte), Minas Gerais e Paraná com razão social CPFL Santa Cruz. É agrupamento das concessionárias RGE e RGE Sul em RGE, no Estado do Rio Grande do Sul.

¹⁸ Agrupamento das distribuidoras Energisa Caiuá, Energia Bragantina, Energisa Vale Parapanema, Energisa Nacional e Energisa Força e Luz do Oeste para Energisa Sul-Sudeste (ESS)

¹⁹ Os dados de energia são referentes à 2018.

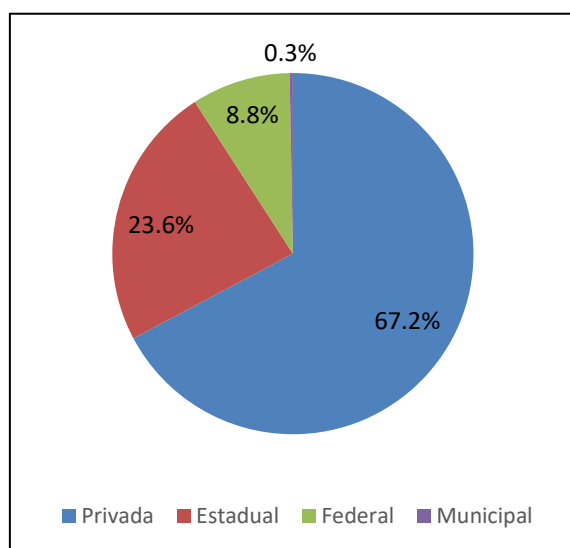
²⁰ Neste trabalho a CEB, estatal pertencente ao Distrito Federal, é considerada como estadual por simplificação.

Figura 3 - Mapa distribuidoras do Brasil: privatizações realizadas entre 2016 e 2018



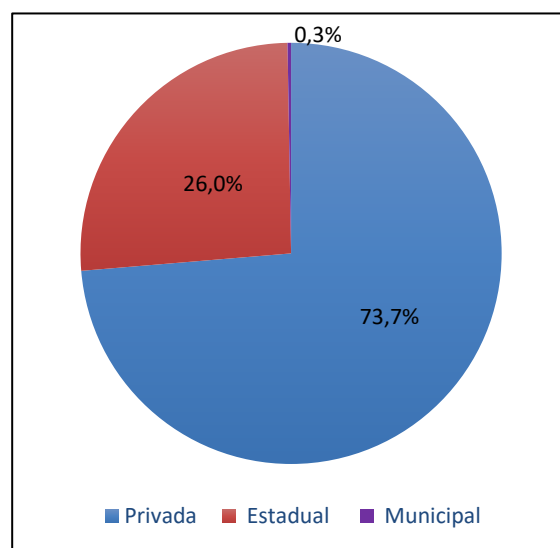
Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados da ANEEL (2020)

Gráfico 2 - Mercado de distribuição de energia elétrica por origem de capital pré-privatizações Eletrobras (2016)



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ABRADDEE (2019) e ABRADEMP (2018)

Gráfico 3 - Mercado de distribuição de energia elétrica por origem de capital pós-privatizações Eletrobras (2018)



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ABRADDEE (2019) e ABRADEMP (2018)

São quatorze grupos controladores de empresas, seis estatais e oito privados, que concentram 99% do mercado em termos de energia vendida. Na Tabela 5 estão listados estes grupos, com informações sobre o controlador, número de distribuidoras (DSOs) e participação de mercado em termos de energia.

Tabela 5 - Grupos atuantes no setor de distribuição (posições acionárias de maio/2020)

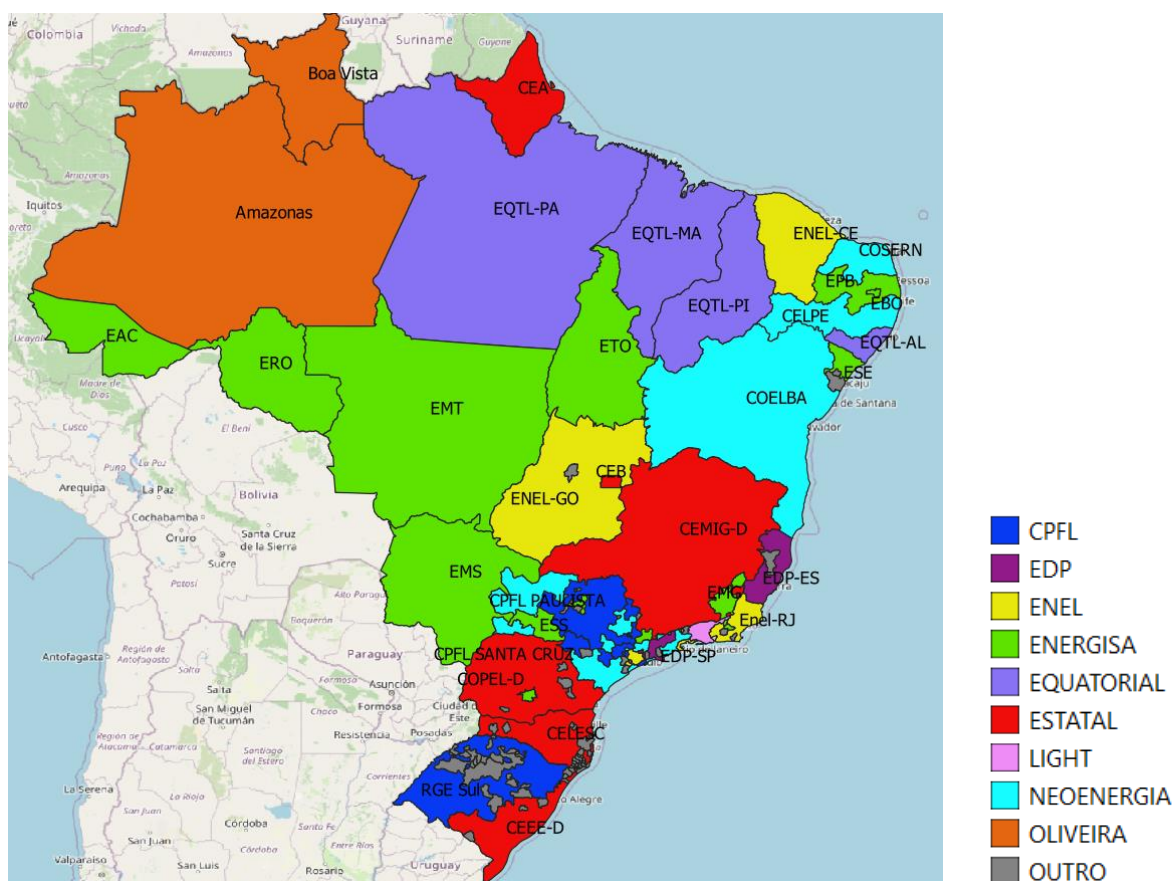
Grupo	Controle	Controlador	País	DSOs	Empresas	Energia (%)
ENEL	Privado	Enel	Itália	4	Enel-SP, Enel-RJ, Enel-CE, Enel-GO	18,27
CPFL	Privado	State Grid	China	4	CPFL Paulista, CPFL Santa Cruz, CPFL Piratininga, RGE	15,28
NEOENERGIA	Privado	Iberdrola	Espanha	4	Coelba, Celpe, Cosern, Elektro	12,91
CEMIG	Estadual	Gov. MG	Brasil	1	CEMIG-D	10,14
ENERGISA	Privado	Familia Botelho	Brasil	11	EMT, EMS, EPB, EBO, ESE, ETO, ESS, EMG, ENF, EAC, ERO	8,11
COPEL	Estadual	Gov. PR	Brasil	1	COPEL-D	6,83
LIGHT	Privado	Corporation	Brasil	1	Light SESA	6,39
EDP	Privado	EDP SA	Portugal	2	EDP-ES, EDP-SP	5,71
CELESC	Estadual	Gov. SC	Brasil	1	CELESC-D	5,52
EQUATORIAL	Privado	Corporation	Brasil	4	EQTL AL, EQTL MA, EQTL PA, EQTL PI	5,03
CEEE	Estadual	Gov. RS	Brasil	1	CEEE-D	1,86
OLIVEIRA	Privado	Consórcio Oliveira/ Atem	Brasil	2	Amazonas Energia, Roraima Energia	1,54
CEB	Estadual	Gov. DF	Brasil	1	CEB-D	1,46
CEA	Estadual	Gov. AP	Brasil	1	CEA	0,24
Outros (Privado)	Privado		Brasil	11		0,44
Outros (Municipal)	Municipal		Brasil	4		0,27

Fonte: Elaborado pelo autor, com base nas informações da ANEEL, ABRADDEE e ABRADEMP (Energia Ano 2018)

Dos grupos privados, quatro são controlados por capital estrangeiro: Enel da Itália, State Grid da China (controladora do grupo CPFL), Iberdrola da Espanha (controladora do grupo Neoenergia) e EDP de Portugal. Estes grupos juntos possuem pouco mais de metade do mercado em termos de energia distribuída. Os grupos Light e Equatorial estão descritos como Corporation pois sua estrutura acionária é difusa, não possuem um acionista majoritário.

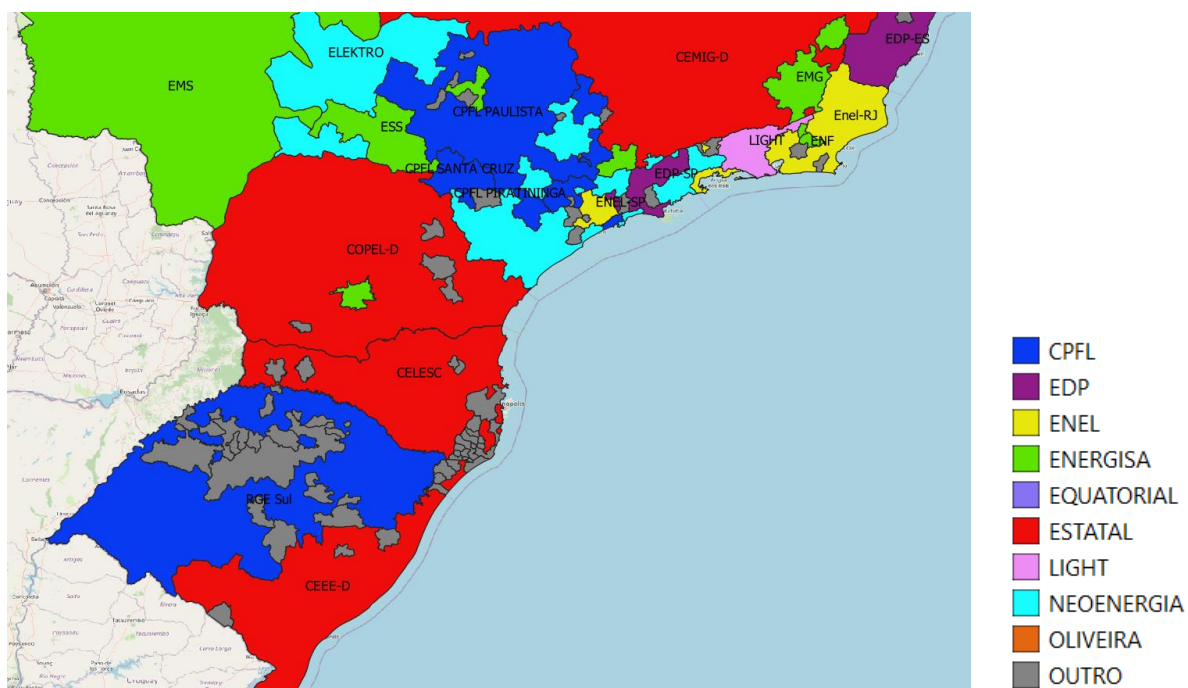
Ns Figuras 4 e 5 são apresentados os mapas das concessões das distribuidoras categorizado por grupo controlador. As áreas em cinza são de atuação de pequenas distribuidoras ou cooperativas.

Figura 4 - Mapa distribuidoras do Brasil por grupo controlador (2020)



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados da ANEEL (2020)

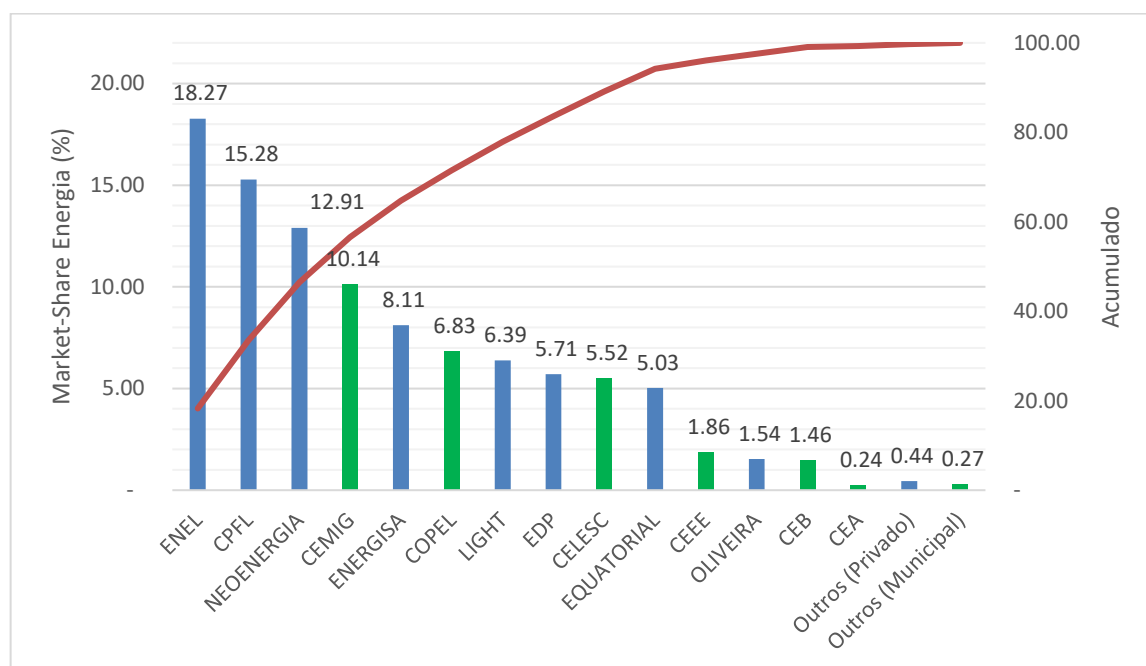
Figura 5 - Mapa distribuidoras do Brasil por grupo controlador Sul e Sudeste (2020)



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados da ANEEL (2020)

No Gráfico 4 são apresentadas as participações de cada grupo: empresas estatais em verde e privadas em azul, com base na energia distribuída.

Gráfico 4 - Participação de mercado (% energia) dos maiores players do setor de distribuição



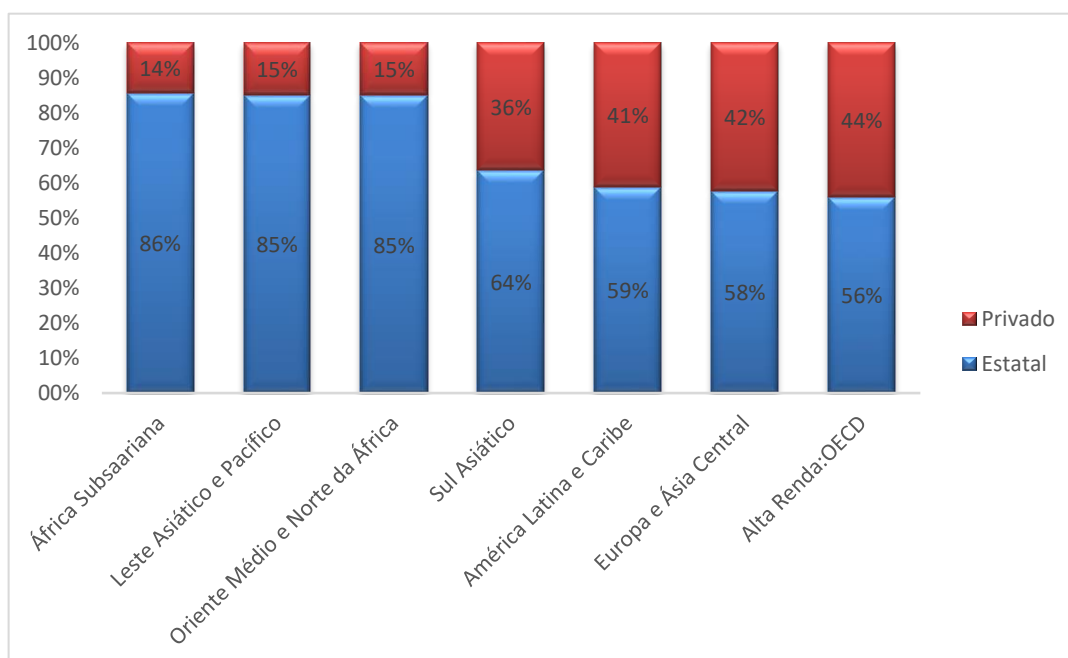
Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ABRADÉE (2019)

2.1.6. Presença estatal nas DSOs no mundo

Ao redor do mundo os países fizeram seus processos de liberalização e privatização do setor elétrico com diferentes intensidades.

Os dados do estudo Doing Business do Banco Mundial (2018) indicam que 71% das cidades envolvidas no estudo possuem empresa de distribuição de energia estatal, sendo que a maioria das empresas são estatais em todas as regiões estudadas. A região com maior incidência de empresas privadas seriam os países de maior renda da OCDE com 44% das empresas, ver Gráfico 5.

Gráfico 5 - Presença de distribuidoras estatais e privadas no mundo (2018)

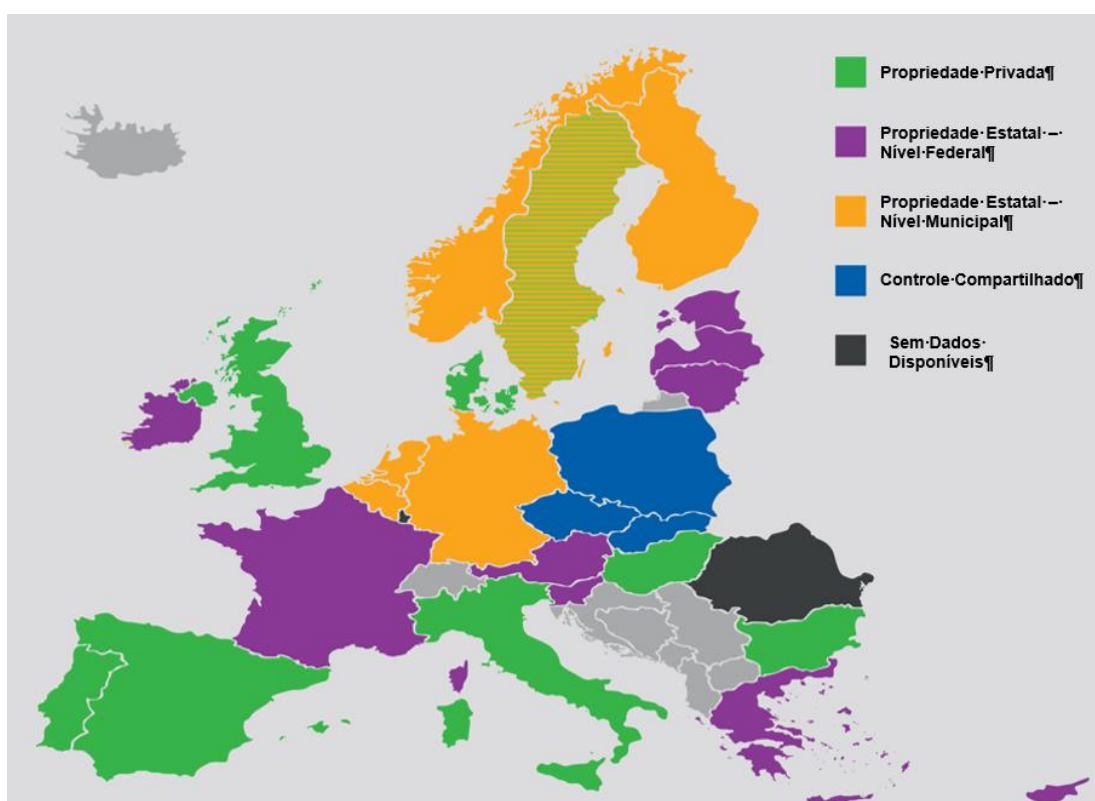


Fonte: Elaborado pelo autor a partir de estudo do Banco Mundial (2018)

Na Europa existem países em que a maioria das distribuidoras são privadas, como é o caso do Reino Unido (pioneiro nas reformas setoriais), Espanha, Portugal e Itália, países com maior parte do mercado controlado pelo governo federal, como é o caso da França, onde a *Électricité de France* (EDF) concentra o mercado, e países como a Alemanha e Suécia, onde existem centenas de pequenas distribuidoras municipais.

Na Figura 6 é apresentado um mapa com a origem de capital preponderante das distribuidoras de energia elétrica da Europa.

Figura 6 - Origem de capital de distribuidoras de energia elétrica na Europa (2013)



Fonte: Mapa retirado de relatório Eurelectric (2013) e traduzido pelo autor

A maioria dos países da América Latina realizaram reformas do setor elétrico durante os anos 90 de forma que, em 2001, cerca da metade da distribuição de energia na região era realizada por empresas sob controle privado. Entre 2001 e 2015 a participação privada na região diminuiu, principalmente devido às nacionalizações ocorridas em países como Bolívia, República Dominicana e Venezuela. O Chile foi pioneiro nas reformas setoriais e hoje possui 100% da distribuição privada. O Brasil possui participação privada maior do que a média da região.

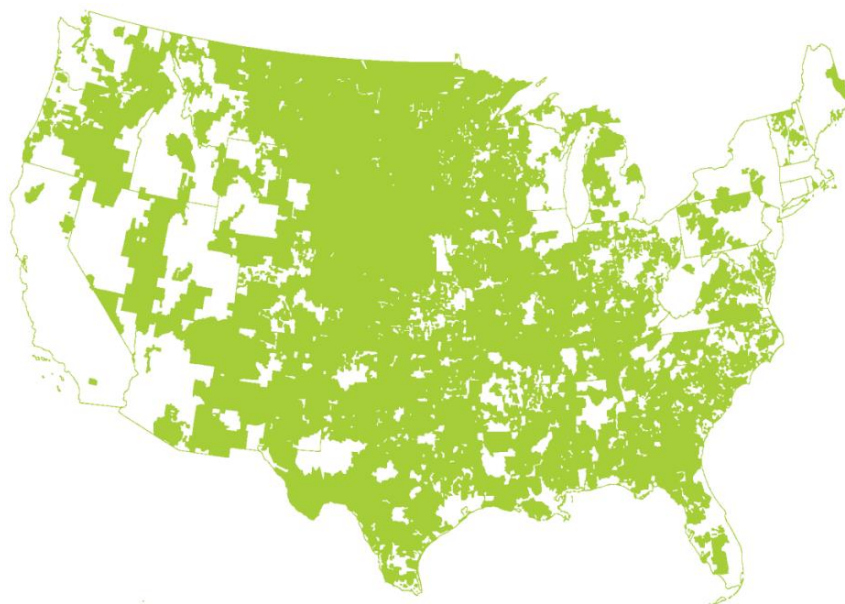
Tabela 6 - Participação privada da distribuição de energia na América Latina (em % da demanda) em 2001 e 2015

País	Data da 1ª Reforma Setorial	2001	2015
Argentina	1992	70%	66%
Bolívia	1994	90%	49%
Brasil	1996	60%	69%
Chile	1978	90%	100%
Colômbia	1994	50%	52%
Costa Rica	1990	10%	0%
República Dominicana	2001	50%	0%
Equador	1996	30%	0%
El Salvador	1997	100%	100%
Guatemala	1996	100%	90%
Honduras	1994	NA	0%
México	1992	0%	0%
Nicarágua	1998	NA	97%
Panamá	1997	NA	51%
Paraguai	1993	0%	0%
Peru	1992	80%	65%
Uruguai	1997	0%	0%
Venezuela	1996	40%	0%
Região	NA	48%	43%

Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados de Balza *et al* (2020)

Nos Estados Unidos, a maioria das empresas que atua na distribuição de energia são cooperativas locais (organizações sem fins lucrativos), atuando na maior parte da área do país, vide Figura 7 (NRECA, 2020). Muitas estatais (municipais, estaduais ou federais) atuam de forma complementar, principalmente em pequenas cidades.

Figura 7 - Mapa de cobertura das cooperativas de eletricidade dos Estados Unidos (2020)



Fonte: Figura retirada de relatório da *National Rural Electric Cooperative Association* – NRECA (2020)

A maior estatal é a distribuidora municipal de Los Angeles, com 1,4 milhão de consumidores. Porém em termos de energia, as 168 distribuidoras privadas atendem cerca de 70% da população americana, estas empresas estão concentradas nos grandes centros urbanos (EIA, 2019). Portanto, a porcentagem da população atendida por distribuidoras privadas nos Estados Unidos é semelhante ao Brasil (Tabela 7).

Tabela 7 - Tipo de empresas de distribuição de energia elétrica nos Estados Unidos (2017)

	Número de Empresas	% do número total de empresas	Consumidores (milhões)	% dos consumidores totais
Privadas	168	5,72%	110	71,43%
Estatais	812	27,64%	20	12,99%
Cooperativas	1.958	66,64%	24	15,58%
Total	2.938	100,00%	154	100,00%

Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados da *Energy Information Administration* – EIA do governo dos Estados Unidos da América (2019)

Já na China, duas grandes empresas estatais operam a transmissão e distribuição de eletricidade através de diversas subsidiárias. A *State Grid Company* (SGCC) opera na maior parte do território chinês, com mais de 1 bilhão de consumidores, e tem a maior operação de distribuição de eletricidade do mundo. A outra empresa, *Southern China Power Grid* (SCPG), tem a concessão de parte do Sul da China (LIN; WU, 2017).

2.2. Referencial teórico sobre privatizações

O papel do Estado na economia é tema recorrentemente discutido nos campos da política, economia e administração pública. O pensamento liberal clássico foi desenvolvido a partir do final do século 18 e foi predominante na economia política até a Crise de 1929. A teoria econômica liberal advoga por mercados, auto-regulação e comércio livre, portanto é a favor de menor presença do Estado nas decisões microeconômicas.

A crise de 1929 impactou fortemente as economias do mundo causando uma mudança na linha de pensamento econômico predominante, com a adoção de políticas de maior intervenção do Estado na economia com base na teoria de Keynes. Naquela abordagem, o Estado deveria atuar na economia para manter o nível de emprego e induzir a demanda agregada, ao contrário do pensamento *laissez faire* clássico, que recomenda a espera por respostas de mercado (BRESSER-PEREIRA, 2012).

Nos Estados Unidos, a política de intervenção se deu pelo *New Deal*, plano que incluía projetos de infraestrutura, subsídios agrícolas e o aumento da regulação no setor financeiro. A partir da Segunda Guerra Mundial, as nações desenvolvidas adotaram políticas keynesianas e utilizaram o Estado na formulação da política econômica e no desenvolvimento de atividades como serviços públicos, bancos e indústrias estratégicas como aço (RONDINELLI, IACONO, 1996).

Os países periféricos também foram influenciados por estas políticas, adotando formulações como o nacional desenvolvimentismo e a substituição de importações. O Estado Brasileiro atuou na formação de diversas indústrias através de empresas estatais ou como financiador entre a Era Vargas e o fim do Regime Militar, ou seja, entre os anos 30 e 80, período que marcou a industrialização e modernização do país (BRESSER-PEREIRA, 2012).

De acordo com a teoria *mainstream* alguns dos motivos que justificam a criação de empresas estatais são situações como (FONTES FILHO; PICOLIN, 2008; SHIRLEY, 1992):

- a) falta de atratividade ao capital privado, decorrente, por exemplo, de falhas de mercado;
- b) setores essenciais com baixo retorno financeiro, o que não atrai recursos privados;
- c) questões ideológicas (retórica nacionalista ou socialista)

A partir do final dos anos 70 e início dos anos 80 políticas econômicas de viés liberal, defendidas por escolas críticas ao keynesianismo como a Escola Austríaca e de Chicago, influenciaram os governos do Chile de Augusto Pinochet (1973-1990), dos Estados Unidos de Ronald Reagan (1981-1989) e mais marcadamente do Reino Unido durante a administração de Margaret Thatcher (1979-1990), e se espalharam em maior ou menor grau nos demais países capitalistas (MEGGINSON; NETTER, 2001). Durante os anos 70 as economias americana e europeia sofreram o fenômeno de estagflação, com inflação causada principalmente por conta dos choques de petróleo, que reduziram o poder de compra da população, e levaram a crise econômica, abrindo caminho à volta do pensamento econômico mais liberal, que representava uma proposta alternativa.

Dentre as políticas adotadas nestes governos estão a adoção de disciplina fiscal, câmbio flutuante, livre comércio, privatização de empresas estatais e desregulamentação. Estas medidas foram sugeridas em 1989 por órgãos internacionais situados em Washington²¹ (como Fundo Monetário Internacional e Banco Mundial) como medida para países em desenvolvimento e em transição (do sistema socialista) no combate às crises econômicas. No ramo político e filosófico outro nome dado a essas políticas é de neoliberalismo, que além de utilizar ideias liberais clássicas, está ligado ao fenômeno de globalização e evolução do mercado de capitais (FARIAS, 2006).

Nos países desenvolvidos as privatizações foram adotadas nos anos 80 no Reino Unido, e nos anos 90 e 2000 as políticas se espalharam nos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), América Latina e países

²¹ Os 10 pontos principais publicados em 1989 foram disciplina fiscal, redução de gastos públicos, reforma tributária, juros de mercado, câmbio de mercado, abertura comercial, redução de restrições a investimentos estrangeiros, privatização de estatais, desregulamentação e defesa da propriedade (Williamson, 2009).

em transição do socialismo. Nos primeiros anos as privatizações ficaram restritas aos setores industriais, como de manufatura, e posteriormente as privatizações foram adotadas nos setores de infraestrutura e serviços públicos (NESTOR; MAHBOOBI, 2000).

De forma simplificada, o mundo passou por ciclos onde a influência do Estado na economia aumentou e diminuiu, mudanças que geralmente ocorreram por conta de crises, que facilitam a ascensão de grupos políticos com ideias alternativas.

2.2.1. Introdução ao tema privatização

A privatização é a transferência do controle de uma organização governamental para o setor privado, nacional ou estrangeiro. Essa transferência pode ser feita de diversas formas, como venda de ações de forma diluída em Bolsa de Valores ou por leilões para venda concentrada. O Estado pode permanecer como acionista da empresa, mas para transferir o controle deve oferecer a maior parte das ações para o mercado. A nacionalização ou estatização seria o contrário: passagem do controle da empresa do setor privado para o estado (SHIRLEY, 1992). A literatura sobre privatizações é um subitem inserido dentro da literatura mais ampla sobre o papel do governo no controle de meios de produção e regulação (MEGGINSON; NETTER, 2001).

No caso da venda por meio de leilão é comum que o Estado determine que o ganhador seja o agente que: oferece o maior preço pelos ativos/concessão ou a menor tarifa para os consumidores finais. No primeiro caso, o Estado tem como objetivo obter a maior receita possível na transferência, este foi o tipo de leilão mais comum nas privatizações que ocorreram nos anos 90 no Brasil, devido à questão fiscal, e o beneficiário seria o contribuinte. Já no leilão por menor tarifa, o beneficiário direto é o consumidor final, e foi adotado em casos de concessões de rodovias na primeira década dos anos 2000, por exemplo.

Se a empresa privatizada for considerada estratégica, é comum que nos processos de privatização os governos mantenham parte do capital votante de forma a exercer algum poder de veto, ou ainda favoreçam o capital nacional em detrimento ao estrangeiro. E mesmo quando não estratégica, também se observam contrapartidas

aos servidores, como oferta de ações com desconto ou planos atrativos de demissão voluntária.

Dentro da filosofia liberal ou do Consenso de Washington, a privatização representa a diminuição do Estado na economia e a introdução de mecanismos de mercado e competição. As principais causas da adoção de privatizações são (SHIRLEY, 1992; BORTOLOTTI *et al* 2002):

- a) ineficiência das estatais;
- b) meio de quebra de monopólios e introdução de competição;
- c) evitar uso político e burocracia nas estatais;
- d) questões fiscais;
- e) ideológicas.

Os pontos considerados principais, que são fortemente inter-relacionados, são discutidos a seguir.

2.2.2. Regulação, garantia do interesse público e falhas de governo

Um dos argumentos para que o Estado tenha controle de empresas em certos mercados é a garantia do interesse público, pois este não seria o objetivo de uma empresa privada, principalmente quando a atividade não é lucrativa. Por outro lado, dentro da teoria da regulação existe a possibilidade do Estado buscar o interesse público através da regulação.

O órgão regulador do Estado poderia controlar externalidades como poluição e uso de recursos naturais, impedir ações antimercado como *dumping* e formação de cartéis, corrigir falhas de mercado, estabelecer critérios mínimos de qualidade, agir pela defesa dos direitos do consumidor entre outras questões. Mesmo certas atividades tradicionalmente ligadas ao Estado, como os serviços públicos e monopólios naturais, podem ser executadas por entes privados em ambiente regulado (DEN HERTOOG, 2010).

Na literatura as teorias de regulação são divididas em uma tradição que considera que o regulador é benevolente e tem informação e mecanismos suficientes para promover o interesse público (Teoria do Interesse Público), portanto tendem a favorecer maior

regulação e centralização, e outra tradição que considera que todos os agentes: políticos, produtores, consumidores e reguladores, buscam seus interesses privados, às custas do interesse público (Teoria do Grupo de Interesse) (DEN HERTOOG, 2010), dessa forma buscam projeto institucional que diminua as consequências da falha de governo.

Para a segunda tradição, a chamada captura da agência reguladora²² acontece quando o regulador responde objetivos de grupos de interesse como dos produtores ou governo e deixa de maximizar o bem-estar da sociedade, geralmente beneficiando os produtores (STIGLER, 1971). Esta visão influenciou as políticas de desregulação e privatizações dos anos 80 e 90, e a busca de soluções de mercado e regulação por incentivos.

Meios sugeridos de diminuir os riscos de captura seriam o aumento da transparência nos processos regulatórios, acompanhamento de indicadores associados aos objetivos da legislação (SHAPIRO, 2012), incentivo na criação de representantes de consumidores, aumento do requerimento de informações dos produtores e sua divulgação (DAL BÓ, 2006).

Outros autores defendem que a desregulamentação e introdução de competição são a única forma de proteger os consumidores da captura do regulador:

“Competition is indisputably the most effective – perhaps the only effective means – of protecting consumers against monopoly power. Regulation is essentially the means of preventing the worst excesses of monopoly; it is not a substitute for competition. It is a means of ‘holding the fort’ until competition arrives” (BEESLEY, LITTLECHILD, 1989).

Estudos teóricos e empíricos indicam que o sucesso das privatizações depende da qualidade institucional da regulação no momento e após as privatizações (SHIRLEY, 1992; MEGGINSON; NETTER, 2001). Portanto, existe a necessidade de adaptação

²² O estudo “Dinâmica de Nomeação das Agências Reguladoras” feito pelo Grupo de Estudos das Relações entre Estado e Empresa Privada (GRP) da FGV indica problemas relacionados às agências reguladoras brasileiras federais e estaduais, como vacância nos conselhos, baixa previsão de impedimentos e requisitos subjetivos para a escolha de dirigentes (SALAMA, 2016)

constante da regulação por conta da evolução do mercado, tecnologias e sociedade, principalmente no caso de serviços públicos como o setor de distribuição de energia elétrica.

2.2.3. Eficiência e incentivos

As empresas estatais frequentemente não possuem objetivos bem definidos ou não seguem seus objetivos descritos, pois podem ser utilizadas como instrumentos de governos para interesses variados como controle de preços, criação de empregos ou desenvolvimento regional, portanto o lucro muitas vezes não é o objetivo principal. No caso de empresas privadas, ao contrário, a busca por lucros é o objetivo principal e é o que cria toda a estrutura de incentivos. Este ponto é fundamental pois influencia sensivelmente na diferença dos dois tipos de controle (VICKERS; YARROW, 1991; BOYCKO *et al*, 1996; SHLEIFER, 1998).

Nas empresas privadas existe orientação para o capital acionário, o que causa maior pressão em produzir valor para os acionistas com forte prestação de contas e conseqüente busca por eficiência. Sem o objetivo principal da obtenção de lucros ou a simples preocupação em não gerar prejuízos, as empresas estatais não possuem incentivos para serem eficientes do ponto de vista econômico, pois a eficiência pode ser contrária a outro objetivo da empresa (NESTOR; MAHBOOBI, 2000).

Mesmo nas privatizações parciais, quando o governo mantém o controle da empresa, mas vende ações preferenciais, há ganhos de eficiência, lucratividade e produtividade do trabalho devido a pressão gerada pelos acionistas sob a gestão da empresa (GUPTA, 2005).

Esta falta de eficiência leva às estatais a operarem muitas vezes de forma deficitária. Como o Estado é o acionista majoritário, os prejuízos são cobertos por aportes governamentais, prática conhecida por restrição orçamentária fraca (*soft budget*) (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

Através da transferência de propriedade para o setor privado existe o potencial de aumentar a eficiência estática, ou seja, otimização da alocação de recursos, e a eficiência dinâmica, na criação de novas tecnologias e processos e ampliação de investimentos. Isso porque as partes interessadas (*stakeholders*) privadas (como os

acionistas e funcionários) possuem incentivos e riscos claros, enquanto nas estatais os dirigentes são escolhidos por indicações políticas e os funcionários costumam ter pouco incentivo na busca de eficiência (SHIRLEY, 1992).

Um reflexo da melhoria de produtividade após a privatização é a diminuição do número de funcionários necessários para prestar o serviço. No estudo de Anuatti-Neto e Guerrero (2003) foi avaliado que o número total de empregados no setor de eletricidade diminuiu de 168.589 em 1995 para 100.119 em 2000, após a maioria das privatizações realizadas, redução de cerca de 40%. Por outro lado, dados da Fundação Coge (FUNCOGE, 2012 *apud* SILVA, 2013) indicam que o número de funcionários terceirizados aumentaram expressivamente após o período de privatização, de 39.649 em 2003 para 139.043 em 2011. Os dois dados combinados não indicam a redução de postos de trabalho no longo prazo, pelo contrário, e uma mudança na forma de contratação.

A introdução de mecanismos de competição em mercados privatizados também é fator importante para o aumento da eficiência das empresas (VICKERS; YARROW, 1991). No caso do setor de energia elétrica, a quebra de monopólios, a desverticalização, e a diminuição de barreiras de entradas para novos entrantes foi importante para estabelecer um mercado competitivo para geração e comercialização, a entrada de empresas privadas nos setores de rede regulados e inovação tecnológica no setor.

Trabalhos como de Megginson e Netter (2001)²³, Chong e Silanes (2003), Bortolotti *et al* (2002) e mais recentemente Megginson (2017) mostram que a experiência internacional de privatizações, concentradas entre os anos 80 até início de 2000, geraram consequências econômicas positivas.

Os estudos indicam que o sucesso depende de fatores específicos do país, como ambiente regulatório e segurança jurídica. De acordo com os autores citados, após as privatizações, a maioria das empresas apresentaram:

- a) maior eficiência operacional;

²³ Este survey em particular compila estudos empíricos sobre privatizações de estatais de diversos países e indústrias, abordando questões de eficiência, métodos de privatização e impactos em governança e no mercado de capitais.

- b) menor endividamento;
- c) aumento do lucro da companhia;
- d) maior nível de investimento.

2.2.4. Uso Político

Por estarem sob controle direto dos governos, nas estatais existe grande risco de captura da instituição para uso político. Dentre os principais usos políticos estão o uso da indicação de cargos como meio de troca política, o patrocínio de obras com objetivo de ser vitrine de governo em detrimento do impacto econômico e social, e políticas de controle de preços com objetivos de curto prazo. A privatização diminui a influência direta que os governos possuem sobre as empresas.

No trabalho de Müller-Monteiro (2011) foi apresentado, em anexo, banco de dados de 188 matérias publicadas por diversos veículos da imprensa brasileira entre 2004 e 2011, que evidenciam o uso político do setor elétrico brasileiro. As obras de infraestrutura em particular, por seu porte e longa duração, oferecem vitrines de realizações políticas e são condicionadas por cálculos de retorno político (LÓPEZ-DE-SILANES, 1997).

Como exemplo de controle de preços, a política de controle de preços de combustíveis da Petrobras durante o governo Dilma Rousseff (2011-2016) foi determinante para a deterioração financeira da empresa (ALMEIDA *et al*, 2015), e no setor elétrico o represamento das tarifas durante as décadas de 70 e 80 com objetivo de controle inflacionário foi uma das causas do colapso econômico-financeiro do setor naquela época (PIRES, 1999 apud MÜLLER-MONTEIRO, 2011).

Em 2016, o Governo Federal sancionou a Lei de Responsabilidade das Estatais, que promove regras para nomeação de diretores e conselheiros de estatais como exigência de experiência profissional e quarentena de atuação política, e exigências de governança que diminuem a possibilidade de uso político nas estatais brasileiras (BRASIL, 2016).

A introdução de boas práticas de governança corporativa²⁴ em estatais, como melhorias na transparência e prestação de contas, também pode servir para a melhoria de performance e diminuição do uso político (FONTES FILHO; PICOLIN, 2008; INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2013).

2.2.5. Questões fiscais e financeiras

Empresas públicas utilizam recursos do orçamento público, seja para conter déficits ou para fazer investimentos, que poderiam ser gastos em áreas prioritárias do Estado como educação e saúde. Portanto, privatizações bem-sucedidas contribuem para melhor alocação de recursos públicos (SHIRLEY, 1992).

As privatizações geram recursos no curto-prazo para o Estado que podem ser utilizados na redução de déficits públicos. Esta foi uma das principais causas das privatizações acompanhadas de reformas nos países da América Latina (BORTOLOTTI *et al*, 2002). No longo-prazo, o Estado obtém receitas através da arrecadação de impostos. A arrecadação pode passar por aumentos substanciais após as privatizações a depender do aumento de lucratividade e receita da empresa, inclusive sendo superiores aos dividendos que a estatal produzia ao Estado (CHONG; LÓPEZ-DE-SILANES, 2003).

No geral existe aumento no nível de investimento pós privatização, e a privatização combinada com reformas estruturais contribui com o desenvolvimento do mercado de capitais no país (MEGGINSON; NETTER, 2001).

2.2.6. Críticas comuns às privatizações

A crítica de que a privatização seja a entrega de riquezas do país para grupos privados ou estrangeiros é comum e é utilizada comumente pelos grupos políticos de viés nacionalista. Entretanto, essas mesmas riquezas, conforme tratado no item anterior, podem estar sob controle de partidos políticos, famílias políticas e seus associados no caso das empresas públicas. E mais, como exposto nas seções anteriores, a venda de ativos gera recursos imediatos para o Estado conseguir realizar reajustes fiscais

²⁴ A governança corporativa é o conjunto de processos e práticas de gestão de uma empresa e está ligada diretamente entre a relação da gestão da empresa e os acionistas (FONTES FILHO; PICOLIN, 2008).

ou investir em outras atividades tradicionalmente atribuídas ao setor público, como educação, saúde e segurança.

Os valores definidos na venda refletem o valor de mercado dos ativos, e pode ser entendido como antecipação, calculado a valor presente, das expectativas de lucros econômicos futuros que o Estado teria na operação. Além disso, independente se o comprador é nacional ou estrangeiro, a empresa continua a pagar impostos no país e realiza investimentos no negócio com recursos privados. As demais questões ligadas ao interesse público como qualidade na prestação de serviço, impacto ambiental e condições de trabalho continuam com influência do Estado através da legislação, regulação ou de políticas públicas específicas.

Após as privatizações é comum que o número de postos de trabalho da companhia diminua, como reflexo da melhoria de eficiência e redução do uso político, e, com este corte de gastos pode-se esperar maiores níveis de investimento na companhia ou possibilidade de redução de tarifas. Já no caso de taxa de aumento do mercado superior à taxa de crescimento da produtividade, o número de empregos gerados aumenta (MEGGINSON; NETTER, 2001). Um exemplo de aumento do número de empregos gerados, foi a privatização da Vale do Rio Doce: a empresa passou de 11 mil empregados do período estatal para 112 mil (próprios e terceiros) em 2010. A Vale era a vigésima maior produtora de minério de ferro do mundo como estatal, e em 2010 já era a líder no segmento (CALDAS, 2010).

Existem casos de empresas e setores em que houve aumento das tarifas após o processo de privatização, porém é necessário que se avalie se o reajuste não se trata de realismo tarifário. Em muitos setores as empresas estatais trabalham com fixação de tarifas artificialmente baixas, sustentadas por déficits da empresa. Isso foi o que aconteceu no Brasil para o caso de tarifas de energia elétrica durante os governos dos anos 80 (PIRES, 1999 *apud* MÜLLER-MONTEIRO, 2011). Vale destacar que após as reformas do setor de energia, aplicadas em conjunto das privatizações, as tarifas são definidas pelo órgão regulador usando critérios técnicos e econômicos objetivos.

2.2.7. Experiência Brasileira

O Brasil passou por longo ciclo de industrialização com forte intervenção do Estado e criação de estatais no nível federal e estadual entre os anos 30 e 80 (consequências da crise de 1929, e os choques do petróleo), com destaque para serviços públicos (água e energia), telecomunicações, metalurgia e extração (minérios e petróleo) (PINHEIRO; GIAMBIAGI, 1992). A Secretaria Especial de Controle das Estatais (SEST) estimou em 1979 a existência de 505 instituições públicas federais, sendo 268 empresas estatais (PINHEIRO; GIAMBIAGI, 2000).

A economia brasileira foi severamente afetada pelo segundo choque de petróleo e aumento dos juros internacionais no fim dos anos 70; assim, no início dos anos 80, o Brasil passou pela necessidade de ajuste de contas externas. Em 1981, foi criada a Comissão Especial de Privatização que mapeou empresas que poderiam ser privatizadas. No fim do regime militar, entre 1981 e 1984, foram privatizadas apenas 20 estatais com receitas de 190 milhões de dólares (PINHEIRO; GIAMBIAGI, 2000). A Comissão de Desestatização tinha como maior objetivo conter a expansão do setor estatal do que a realização de privatizações (PINHEIRO; GIAMBIAGI, 1992).

A segunda metade dos anos 80 foi marcada pelas tentativas de estabilização de preços. No governo José Sarney (1985-1990) o controle de preços das estatais como ferramenta macroeconômica fracassou e prejudicou a saúde financeira das empresas envolvidas. Naquele governo, o programa de privatizações manteve o ritmo lento, apenas 18 empresas foram vendidas, gerando receitas de 533 milhões de dólares, com destaque para a Aracruz Celulose. A maioria das empresas estavam sendo “reprivatizadas”, pois eram empresas privadas que foram incorporadas pelo governo devido a problemas financeiros e seu caráter estratégico (PINHEIRO; GIAMBIAGI, 2000).

A redução do déficit público se tornou consenso para o combate à inflação e as privatizações serviriam para a obtenção de receitas no curto prazo com as vendas, e com o aumento de eficiência e pagamento de impostos no longo prazo (PINHEIRO; GIAMBIAGI, 1992). Durante o governo Fernando Collor (1990-1992) foi instituído o Programa Nacional de Desestatização (PND), baseado na experiência do BNDES nos anos 80: uma comissão determinava condições de venda e preço mínimo de leilão e

uma empresa de auditoria acompanhava todo o processo. Na legislação da PND foi citado que o objetivo do programa seria a “reordenação da posição estratégica do Estado na economia e a contribuição para a redução da dívida pública e para a ampliação da competitividade do parque industrial do país” (VELASCO JR., 1999).

No período entre 1990 e 1994, nos governos Collor e Itamar Franco (1992-1994), foram privatizadas empresas dos ramos industriais como siderurgia, fertilizantes e petroquímica. Entre receitas de venda e dívidas transferidas, teve como receita 11,8 bilhões de dólares, com destaque para as privatizações da Usiminas e Companhia Siderurgica Nacional (CSN) (SIQUEIRA, 2008). Apesar do escopo do programa de desestatização ter aumentado bastante em relação ao período anterior, os alcances macroeconômicos não foram tão fortes, e o resultado fiscal foi menor do que o esperado (PINHEIRO; GIAMBIAGI, 2000).

As privatizações foram intensificadas durante o governo FHC como parte importante da continuação da estabilização de preços no contexto do Plano Real. A política cambial e subida de juros causou aumento da dívida pública e as privatizações serviram como medida de geração de caixa para atenuar os déficits fiscais e déficits em conta externa (PINHEIRO; GIAMBIAGI, 2000). Devido a importância macroeconômica das privatizações, a maioria das vendas passaram a ser feitas em moeda, não mais em títulos ou troca de dívidas (PINHEIRO; GIAMBIAGI, 2000).

Do ponto de vista institucional houve a criação do Conselho Nacional de Desestatização (CND), a Lei das Concessões (1995), a quebra de monopólios do Estado em setores como telecomunicações, gás e petróleo, criação de agências reguladoras e autorização de participação de capital estrangeiro. Neste ciclo também foi intensificada a privatização de estatais em controle estadual, como parte da negociação das dívidas com a união (PINHEIRO; GIAMBIAGI, 2000).

As principais empresas privatizadas foram do setor de energia, telecomunicações, bancos públicos estaduais e a Companhia Vale do Rio Doce. O valor arrecadado em vendas e transferências de dívidas chegou a 93 bilhões de dólares (SIQUEIRA, 2008).

O quadro apresentado na Tabela 8 resume as principais características das fases de privatização do governo Sarney, Collor e Itamar e Fernando Henrique Cardoso.

Tabela 8 - Quadro resumo das privatizações no Brasil 1985-2002

	1985-1989	1990-1994	1995-2002
Fase	Reprivatização e saneamento econômico	Manufatureira	Setores estratégicos
Motivação	Baixa	Média	Alta
Objetivo	Saúde Financeira BNDES	Mudança no modelo de desenvolvimento econômico	Base para o programa de estabilização da moeda
Qualidade das empresas	Baixa	Média	Alta
Correlação com política macroeconômica	Baixa	Baixa	Alta
Resultado Financeiro ²⁵	US \$1,17 bilhões	US \$11,9 bilhões	US \$93,4 bilhões

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do estudo de Siqueira (2008)

Com relação aos resultados empíricos das privatizações, o estudo de Anuatti *et al* (2005) avalia amostra de empresas privatizadas entre 1991 e 2001 de diversas áreas econômicas através da análise de dados em painel. Os resultados do estudo indicam que as empresas privatizadas apresentaram aumento da lucratividade e eficiência operacional, além de redução de endividamento a longo prazo.

No trabalho de Eid Junior *et al* (2008) foi concluído que houve incremento de eficiência financeira e operacional de um grupo de empresas de diversos setores que foram privatizadas nos anos 90, como CSN, Companhia Vale do Rio Doce, Embraer, LIGHT e ESCELSA.

No Capítulo 3 são detalhados os processos de privatização das distribuidoras de energia elétrica no Brasil.

²⁵ Receita de venda + dívidas transferidas

2.3. Revisão Bibliográfica Privatização da Distribuição e Análise de Eficiência

Nesta seção é apresentada revisão da literatura sobre a comparação da eficiência relativa entre distribuidoras de energia privadas e estatais. Os estudos foram organizados em internacionais e domésticos. A Tabela 9, no final da seção, contém quadro resumo com todas as obras revisadas.

Alguns estudos são de países e períodos em que não necessariamente aconteceram privatizações, mas que empresas privadas e públicas já atuavam dividindo o mercado, como na Suécia e Estados Unidos. A maioria dos estudos disponíveis abordam os casos de países que passaram por reformas setoriais e privatizações durante os anos 80 e 90, como Chile, Reino Unido, outros países da Europa e América Latina, Turquia e Austrália.

As metodologias dos trabalhos podem ser divididas em:

- a) modelos de eficiência (insumo/produto) por modelo econométrico ou DEA²⁶;
- b) análise estatística de indicadores específicos;
- c) análise de bem-estar econômico.

2.3.1. Estudos Internacionais

Os primeiros estudos disponíveis de comparação entre companhias de distribuição de energia públicas e privadas são dos Estados Unidos: Meyer (1975), Neuberger (1977) e Pescatrice e Trapani (1980). Os trabalhos concluem que as empresas estatais possuem maior eficiência que seus pares privados no regime de custo por serviço, que é o modelo tarifário clássico para serviços de rede e que tem sido abandonado para modelos de regulação por incentivos desde as primeiras reformas setoriais aplicadas no Chile e Reino Unido.

Como citado no início deste Capítulo, a regulação tarifária baseada em custo por serviço tem a desvantagem do efeito Averch-Johnson, que seria o incentivo às empresas realizarem sobreinvestimentos, este efeito seria mais forte no caso das empresas privadas de acordo com as três publicações. Em Pescatrice e Trapani

²⁶ *Data Envelopment Analysis*

(1980) os autores estimam que empresas públicas possuem custos de 24 a 33% inferiores do que as empresas privadas da amostra estudada.

Em Hjalmarsson e Verderpass (1992) é estudada a eficiência das distribuidoras suecas no ano de 1985. Nesse país existem muitas empresas atuando em pequena escala, com predominância do setor privado em áreas rurais e predominância de estatais nas áreas urbanas. O resultado da análise indicou que não existia diferença entre a eficiência de empresas privadas e estatais naquele ano.

Em Galal *et al* (1994), os autores avaliam impactos econômicos das privatizações pioneiras realizadas nos anos 80, como no setor de aviação, telecomunicações e energia. No caso da distribuição de energia elétrica foi estudado o caso do Chile, que privatizou a empresa de distribuição Enersis em etapas, desde 1985, sendo que em 1987 a empresa já era totalmente privada. A análise indica que a empresa teve aumento significativo em rentabilidade, redução de perdas não técnicas e aumento de produtividade após o processo de privatização, com maiores ganhos de bem-estar econômico para os acionistas. Esse foi um dos primeiros estudos que indicou empiricamente que a solução de empresa privada com regulação por incentivos pode ser superior à solução tradicional de empresa verticalizada estatal.

Em Bagdadioglu *et al* (1996) os autores comparam a eficiência relativa de empresas públicas e privatizadas na Turquia com dados de 1991-1995. O trabalho foca no aspecto de eficiência técnica, ou seja, da transformação de insumos (infraestrutura, número de funcionários e perdas) em produtos (clientes, demanda, área servida) e indica que as empresas recentemente privatizadas apresentavam maior eficiência.

Em Kumbhakar e Hjalmarsson (1998) os autores estudaram a eficiência relativa das empresas privadas na Suécia, usando dados de 1970-1990. Neste estudo a conclusão indica que as empresas privadas possuíam maior eficiência relativa, provavelmente devido a prática de *yardstick competition* “não oficial” entre as empresas privadas (no geral, rurais, que podiam perder concessões) e empresas públicas (no geral, públicas de áreas urbanas).

Em Domah e Pollitt (2001) os autores avaliam o impacto da privatização da distribuição de energia na Inglaterra e País de Gales sob a ótica de bem-estar

econômico (excedentes). Os custos e tarifas aumentaram no curto prazo após a privatização, mas no longo prazo, após 2 ciclos de revisão tarifária, ambas variáveis começaram a cair, em período na qual a qualidade de serviço não passou por mudanças significativas. Do ponto de vista do bem-estar econômico, a sociedade ganhou com as privatizações, com maior parcela para acionistas da empresa e governo no curto prazo, e com ganhos para os consumidores no longo prazo.

Em Berg *et al* (2005) são estudadas as performances de 24 distribuidoras da Ucrânia com a comparação do impacto da empresa ser de propriedade estatal ou privada abrangendo o período de 1998-2002, sendo que privatizações ocorreram no país em dois anos distintos: 1998 e 2001. As variáveis estudadas são a gestão de perdas (no qual existia mecanismo de incentivo) e custos operacionais (com regulação do tipo custo do serviço). No caso das perdas, os resultados indicam que as empresas privadas respondem melhor a incentivos regulatórios que aumentam o fluxo de caixa da companhia do que empresas estatais. E no caso dos custos operacionais, as empresas privadas responderam de forma mais agressiva no sentido de aumentar os custos regulados, desta forma aumentando seus lucros, mas diminuindo eficiência, como previsto pelo efeito Averch-Johnson.

No estudo Andres *et al* (2006) é feita avaliação do impacto da privatização abrangendo 116 distribuidoras de dez países da América Latina. As variáveis selecionadas como indicadores de qualidade, perdas e número de funcionários, são observadas nos períodos pré-privatização (t-5 até t-2), transição (t-1 até t+1) e pós-privatização (t+2 até t+5). Os resultados indicam que variáveis como produtividade do trabalho, perdas na distribuição e qualidade melhoram no período de transição, porém o ritmo de melhoria diminui significativamente no período pós-privatização.

Em Fumagalli *et al* (2007) os autores estudam 31 distribuidoras italianas com dados do período de 1998-2004 com o objetivo de avaliar o impacto das privatizações iniciadas em 1998. As variáveis estudadas são relacionadas à governança (presença de diretores externos, que não fazem parte da gestão, no conselho de administração) e na qualidade do serviço (pelo indicador DEC). A conclusão do estudo é que as privatizações tiveram impacto neutro na qualidade do serviço na Itália, e que a presença de diretores externos possui correlação com melhor qualidade.

Em Cullmann e Von Hirschhausen (2008) os autores estudam a eficiência das distribuidoras de países do Leste Europeu que fizeram suas reformas setoriais com atraso em relação à Europa Ocidental: Polônia, Tchêquia, Eslováquia e Hungria. O estudo conclui que em relação à privatização, existe correlação positiva entre eficiência técnica e maior grau de controle privado.

Em Çelen (2013) é realizado estudo de eficiência de 21 empresas Turcas abrangendo o período de 2002-2009. A conclusão indica que as empresas privadas da amostra possuem melhor performance em relação as empresas que permaneceram públicas, atualizando a conclusão do trabalho de Bagdadioglu *et al* (1996) de uma década anterior para o mesmo país.

Em Nepal e Foster (2015) os autores avaliam os indicadores de grupos de empresas privadas e estatais da Austrália. Nesse país, regiões como *Victoria* e *South Australia* possuem empresas privadas e as regiões de *New South Wales* e *Queensland* possuem empresas estatais. No período analisado as empresas privadas tiveram aumentos de custos e tarifas muito inferiores em relação às empresas estatais, portanto as privatizações foram positivas nesta questão, e em termos de qualidade e investimentos parece existir pouca diferença entre as empresas privadas e públicas.

O estudo de Borghi *et al* (2016) abrange 16 países da União Europeia e indica que nos países com piores indicadores de governança do governo, as empresas públicas possuem eficiência inferior às empresas privadas, e nos países com melhores indicadores de governança as empresas públicas possuem maior eficiência. Na Europa os países Escandinavos, a Alemanha e os Países Baixos possuem maior parte do mercado atendido por empresas estatais municipais. No estudo citado a grande maioria das empresas públicas da amostra são destes países, por outro lado os países participantes do estudo onde a propriedade privada é predominante são em sua maioria países do leste europeu, que em termos de governança e desenvolvimento são menos avançados que o primeiro grupo citado.

No estudo de Bobde e Tanaka (2018) é estudada a eficiência de 13 distribuidoras da Índia no período entre 2005 e 2012 através de modelos do tipo DEA. No modelo proposto os autores utilizam variáveis como densidade populacional e tipo de controle, estatal ou privado. Os resultados indicam que as empresas estatais são mais

eficientes que as privadas no geral, porém no caso das empresas que atuam em áreas densamente povoadas, são as empresas privadas que possuem maior eficiência.

Em estudo recente de Balza *et al* (2020) os autores avaliam o impacto da participação privada na América Latina em 18 países usando dados de um longo período: 1978-2016. Os resultados indicam impacto positivo na eficiência no setor em países com maior participação privada, em particular na redução de perdas e redução de subsídios.

2.3.2. Estudos sobre o Brasil

O trabalho de Mota (2004) avalia o impacto da privatização da distribuição no Brasil através da análise de bem-estar econômico, semelhante aos trabalhos de Galal *et al* (1994) sobre a privatização no Chile e de Domah e Pollitt (2001) que abrange Inglaterra e País de Gales. Os dados estudados indicam queda acentuada de custos gerenciáveis tanto no período de preparo das privatizações das empresas (1993-1995) e pós privatização (1995-2000) devido a principalmente a redução da quantidade de funcionários, que caiu pela metade entre 1994 e 2000. As análises indicam que, de forma geral, as privatizações geraram grandes benefícios no bem estar econômico, mas foram capturados em sua maioria pelas empresas, principalmente no curto prazo. Os ganhos sociais para os consumidores foram negativos no curto prazo, devido o aumento tarifário, mas positivo a partir de 1999. A autora indica que após as primeiras revisões tarifárias os ganhos seriam mais bem distribuídos para os consumidores.

Na tese de Capatan (2005) são estudados os impactos das privatizações das distribuidoras brasileiras em relação à rentabilidade sobre o patrimônio líquido e solvência. O estudo estatístico indica que as solvências das empresas pioraram no período estudado, e que os dados não foram conclusivos para a rentabilidade, apesar de indicar tendência de melhoria. Porém, cabe salientear que o trabalho tem a limitação de avaliar apenas empresas privatizadas, portanto não existe comparação relativa com as empresas que permaneceram públicas. O período estudado abrange 1992-2004, portanto o período pós privatização incluiu a crise energética de 2001, que causou aumento de endividamento em todas as distribuidoras, estatais ou privadas.

Em Reis *et al* (2007) os autores avaliam o impacto das privatizações nos indicadores de qualidade (DEC e FEC) para grupo de 16 empresas. Através de testes estatísticos conclui-se que o DEC e FEC do grupo de empresas diminuiu entre o período pré-privatização (t-4) e pós privatização (t+4). A média de diminuição dos indicadores foi de 20%. Como limitação do trabalho, os autores não incluíram as empresas que se mantiveram públicas para realizar uma comparação.

Em Tannuri-Pianto *et al* (2009) as autoras estudam a questão da eficiência de conjunto de 22 distribuidoras brasileiras, estatais e privatizadas, com dados do período 1993-2001. Com relação aos índices de eficiência técnicas das empresas existem casos em que empresas mantiveram suas posições no ranking de eficiência no período pré e pós privatização, como no caso da privatizadas CELPE (PE) e COELBA (BA), e estatais CELG (GO) e CEB (DF). Outras empresas privatizadas passaram por grande incremento de eficiência, como CEMAT (MT), e RGE e AES Sul (da cissão da gaúcha CEEE). As públicas CEMIG (MG), COPEL (PR) e CEEE (RS) mantiveram baixos indicadores de eficiência no período.

Em outra análise avalia-se o crescimento da produtividade total dos fatores (PTF) para empresas estatais e privadas. No período estudado o PTF aumentou, para os dois grupos, porém, nas empresas públicas as melhorias aconteceram apenas no índice de mudança tecnológica, e o índice de eficiência técnica (mais relacionado com a gestão) caiu. No caso das empresas privadas, houve crescimento do indicador de eficiência técnica e tecnológica, o que demonstra efeito positivo das privatizações.

Em Silvestre *et al* (2010) os autores avaliam o impacto das privatizações das distribuidoras brasileiras tendo como grupo de estudo cinco empresas do Nordeste, sendo três privatizadas e duas públicas. Através da comparação dos indicadores de qualidade (DEC e FEC) e lucratividade (EBITDA) nos períodos pré e pós privatização os autores chegam na conclusão de que não há evidência que a privatização foi positiva para os indicadores técnicos (interesse do consumidor), mas que é significativo a superioridade relativa das empresas privadas com relação ao indicador financeiro (interesse do acionista).

A partir dessa análise os autores concluem que no caso da CEMAR (MA) a privatização foi “ruim”, pois beneficiou os acionistas da empresa devido ao aumento

de lucratividade, mas não os consumidores, pois houve queda na qualidade em relação à situação pré-privatização. No caso das empresas CELPE (PE) e SAELPA (PB), as privatizações foram “boas”, pois a melhoria de indicadores técnicos e financeiros beneficiam acionistas e consumidores.

Na tese de Semolini (2014) o autor estuda a regulação dos custos operacionais no Brasil. As empresas foram agrupadas entre empresas estatais, privadas independentes (em sua maioria as pequenas empresas privadas) e privadas que fazem parte de uma *holding* (maioria das companhias privatizadas). No trabalho são realizados testes estatísticos que medem a relação do agrupamento com eficiência e produtividade. As empresas que fazem parte de *holdings* possuem no geral maior eficiência devido aos ganhos de escala, em segundo lugar o grupo das empresas privadas independentes, e em último lugar as empresas estatais.

Outra análise realizada no trabalho indica que a evolução das eficiências das empresas entre o segundo ciclo de revisões tarifárias - 2CRTP (2007-2010) e início do terceiro ciclo de revisões tarifárias - 3CRTP (2011) foi maior, em média, para as empresas privadas do que o *cluster* de empresas estatais, ou seja, no ambiente de regulação por incentivos, as empresas privadas responderam melhor do que as estatais.

No artigo de Filardi *et al* (2014) os autores avaliam indicadores de qualidade, investimento, tarifas e reclamações (PROCON) da concessionária Light (RJ) no período entre 1999-2009, abrangendo o período pós-privatização. O estudo confirma a correlação entre investimentos e diminuição de reclamações e aumento de qualidade, porém conclui que os dados estudados não indicam que a privatização implicou melhoria nos indicadores técnicos da empresa. Neste estudo não há comparações entre a Light e outras empresas, ou uma avaliação da Light do período pré e pós privatização.

No estudo de Goulart e Sperandio (2016) são comparados diferentes modelos de eficiência técnica (DEA) aplicados para distribuidoras brasileiras utilizando dados do período de 2003-2009. As empresas estatais estão concentradas nas últimas posições dos rankings nos modelos de retornos constantes à escala de produção (CRS) ou retornos variáveis à escala de produção (VRS).

Na dissertação de Silva (2016) o autor indica que distribuidoras privatizadas passaram por melhorias nos indicadores de qualidade (DEC e FEC) pela comparação dos dados pré e pós privatização, porém o mesmo é observado para uma amostra de empresas públicas e não houve comparação relativa entre os dois grupos. Do ponto de vista dos indicadores de lucratividade e rentabilidade o estudo não encontrou evidências de melhoria.

Na dissertação de Silbert (2017) é apresentado ranking geral de distribuidoras brasileiras usando a técnica *Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution* (TOPSIS), que pondera critérios econômicos, operacionais e de governança. Os resultados indicam que as empresas privadas estão em melhor posição no ranking proposto, e que o grupo de empresas do grupo Rede tiveram melhoria relevante após a troca de controle para a Energisa e Equatorial, com ênfase no caso da Celpa.

A tese de Costa (2018) traz algumas análises sobre os efeitos do controle acionário sobre o desempenho das distribuidoras brasileiras. Em sua comparação sobre as eficiências relativa entre empresas privadas e estatais conclui que do ponto de vista dos custos operacionais as empresas estatais possuem custos superiores às empresas privadas na ordem de 24% a 43% a depender da metodologia aplicada. Com relação à produtividade do capital, as empresas privadas possuem desempenho inferior às estatais na ordem de -16% a -7%.

2.3.3. Principais Conclusões

Os estudos empíricos apresentados para o setor de distribuição de energia são coerentes com a teoria econômica de regulação, privatizações e incentivos. A maioria dos estudos disponíveis apontam que organizações privadas atuando em monopólios naturais com regulação por incentivos são mais eficientes que empresas estatais. No caso de ambientes com regulação do tipo custo por serviço o resultado é o contrário, como apontado nos estudos clássicos abrangendo empresas dos Estados Unidos e o caso de custos operacionais na Ucrânia.

O tipo de regulação parece ser o fator exógeno mais relevante, empresas estatais também apresentaram melhorias na eficiência e em indicadores técnicos após a adoção de regulação por incentivos, porém as empresas privadas apresentam

resultados melhores. Outro fator exógeno relevante é a qualidade governamental, como foi apontado em Borghi *et al* (2016), os países europeus com melhores indicadores de desenvolvimento e governança possuem estatais relativamente eficientes.

Os estudos mais abrangentes que abordam os benefícios dos processos de privatização possuem conclusões semelhantes:

- a) indicadores como perdas, e eficiência técnica são positivamente afetados, a qualidade de serviço teve impacto neutro ou positivo;
- b) a produtividade do trabalho é afetada de forma muito relevante, com redução drástica no quadro de funcionários após as privatizações, porém esse efeito é exagerado nos estudos que não consideram a substituição por trabalho terceirizado;
- c) existem casos em que custos e tarifas aumentam no curto prazo, porém os resultados de longo prazo são positivos;
- d) devido a questão anterior, as análises de custo-benefício social indicam que as empresas são os agentes que recebem a maior parte dos ganhos de eficiência no curto prazo, mas que os consumidores recebem os ganhos a partir das revisões tarifárias;
- e) alguns estudos também indicam que a maior parte dos ganhos de eficiência com a privatização são de curto prazo, e que ganhos incrementais no longo prazo são baixos.

Tabela 9 - Quadro resumo da revisão bibliográfica

(continua)

Trabalho	Região	DSO ²⁷	Período	Tipo de Análise	Principais Variáveis	Impacto Controle Privado
Meyer (1975)	Estados Unidos	180	1967-1969	Análise Estatística	Custos Operacionais	Negativo
Neuberg (1977)	Estados Unidos	374	1972	Modelo Econométrico	Modelo de eficiência (input/output)	Negativo
Pescatrice e Trapani (1980)	Estados Unidos	56	1965-1970	Modelo Econométrico	Modelo de eficiência (input/output)	Negativo
Hjalmarsson e Veiderpass (1992)	Suécia	143	1985	DEA	Modelo de eficiência (input/output)	Neutro
Galal <i>et al</i> (1994)	Chile	1	NA	Análise Estatística	Perdas	Positivo
					Rentabilidade	Positivo
					Produtividade	Positivo
				Análise de Custo-Benefício Social	Bem-estar	Positivo
Bagdadioglu <i>et al</i> (1996)	Turquia	70	1991	DEA	Modelo de eficiência (input/output)	Positivo
Khumbhakar e Hjalmarsson (1996)	Suécia	N.D.	1970-1990	DEA / Modelo Econométrico	Eficiência (input/output)	Positivo

²⁷ Quantidade de companhias envolvidas no estudo.

Tabela 9 - Quadro resumo da revisão bibliográfica

(continuação)

Trabalho	Região	DSO	Período	Tipo de Análise	Principais Variáveis	Impacto Controle Privado
Domah e Pollitt (2001)	Inglaterra e País de Gales	12	1985-1998	Análise Estatística	Custos	Negativo no curto prazo e positivo no longo prazo
					Tarifas	
				Análise de Custo-Benefício Social	Bem-estar	Positivo
Mota (2004)	Brasil	15	1989-2000	Análise de Custo-Benefício Social	Bem-estar	Positivo
Catapan (2005)	Brasil	9	1992-2004	Análise Estatística	Rentabilidade	Não conclusivo
		24			Solvência	Negativo
Berg <i>et al</i> (2005)	Ucrânia	24	1998-2002	DEA	Custos Operacionais	Negativo
					Perdas	Positivo
Andrés <i>et al</i> (2006)	América Latina	116	NA	Análise de Estatística / Modelo Econométrico	Produtividade do trabalho	Positivo
					Perdas	Positivo
					Qualidade (DEC/FEC)	Positivo
					Tarifas	Negativo

Tabela 9 - Quadro resumo da revisão bibliográfica

(continuação)

Trabalho	Região	DSO	Período	Tipo de Análise	Principais Variáveis	Impacto Controle Privado
Reis <i>et al</i> (2007)	Brasil	16	1988-2003	Análise Estatística	Qualidade (DEC/FEC)	Positivo
Fumagalli <i>et al</i> (2007)	Itália	31	1998-2004	Modelo Econométrico	Qualidade (DEC), Governança	Neutro
Cullmann e Von Hirschhausen (2008)	Leste Europeu	84	2002	DEA	Eficiência (input/output)	Positivo
Tannuri-Pianto <i>et al</i> (2009)	Brasil	22	1993-2001	Método de Fronteira Estocástica	Eficiência (input/output)	Positivo
Silvestre <i>et al</i> (2010)	Brasil	5	1997-2008	Análise Estatística	Qualidade (DEC/FEC)	Neutro
					Ebitda	Positivo
Çelen (2013)	Turquia	21	2002-2009	DEA	Eficiência (input/output)	Positivo
Semolini (2014)	Brasil	63	2007-2012	DEA	Eficiência (input/output)	Positivo
Filardi <i>et al</i> (2014)	Brasil	1	1999-2009	Análise Estatística	Qualidade (DEC/FEC), Investimentos, Tarifas, Reclamações, Lucro	Negativo
Nepal e Foster (2015)	Austrália	12	1996-2013	Análise Estatística	Custos e Tarifas	Positivo
			2001-2012		Qualidade	Neutro
			2006-2015		Investimentos	Neutro

Tabela 9 - Quadro resumo da revisão bibliográfica

Trabalho	Região	DSO	Período	Tipo de Análise	Principais Variáveis	(conclusão)
						Impacto Controle Privado
Borghi <i>et al</i> (2016)	Europa (dados de diversos países)	336	2002-2009	Modelo Econométrico	Eficiência (input/output)	Positivo ou negativo a depender de fatores externos (governança)
Goulart e Sperandio (2016)	Brasil	30	2003-2009	DEA	Custos Operacionais	Positivo
Silva (2016)	Brasil	12	1988-2008	Análise Estatística	Qualidade (DEC/FEC)	Positivo
					Rentabilidade	Negativo
Silbert (2017)	Brasil	19	2011-2016	Indicador Geral	Solvência, Margem Ebitda, Capex, Qualidade (DEC/FEC), Comercial, IASC, Governança	Positivo
Costa (2018)	Brasil	57	1998-2016	Modelo Econométrico	Eficiência Operacional	Positivo
					Eficiência com relação á produtividade do capital	Negativo
Bobde e Tanaka (2018)	Índia	13	2005-2012	DEA	Eficiência (input/output)	Positivo, em áreas urbanas. Negativo em áreas rurais.
Balza <i>et al</i> (2020)	América Latina	792	1978-2016	Regressão	Perdas	Positivo
					Subsídios	Positivo

Fonte: Elaborado pelo autor

3. HISTÓRICO DO SETOR: DO CONTROLE ESTATAL PARA PRIVADO

Neste capítulo é apresentado breve resumo sobre o desenvolvimento do setor elétrico no país desde seu primórdio, os processos de privatização das distribuidoras de energia, mapeamento das mudanças de controle acionário recente e a composição acionária das companhias estatais estaduais.

3.1. Histórico Setorial

Em termos históricos serão considerados seis períodos distintos, conforme proposto por Gomes e Vieira (2009) e resumidos na Tabela 10.

Tabela 10 - Etapas de formação do setor elétrico brasileiro

Período	Etapa	Principais Eventos
1880-1930	Formação de Monopólios Privados	Primeiros empreendimentos privados de capital nacionais e estrangeiro. Predominância da Light e Amforp.
1931-1945	Presença do Estado	Regulação federal pelo Código de Águas de 1934. Início de intervencionismo federal.
1946-1962	Estado Indutor	Maior participação do Estado, criação de centrais elétricas estaduais e Eletrobras
1963-1979	Modelo Estatal	Eletrobras principal agente, estatização geral do setor
1980-1992	Crise Institucional	Crise econômica, inadimplência generalizada no setor
1993-Atual	Modelo Híbrido	Mudanças institucionais, privatizações

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do estudo de Gomes e Vieira (2009)

3.1.1. Formação setorial (1880-1930)

A aplicações de energia elétrica foram introduzidas no país no fim do século XIX no fim do Império, limitado a serviços públicos (iluminação e tração) e atividades fabris. Como marco, em 1879 foi inaugurada no Rio de Janeiro a iluminação elétrica da

Estação Central da Estrada de Ferro Dom Pedro II (atual Central do Brasil) (SILVA, 2011, p. 21). De acordo com De Lorenzo (2007) o início do uso de energia elétrica no Brasil se deu quase simultaneamente do seu uso na Europa.

A prestação do serviço era realizada por poucas empresas (GOMES; VIEIRA, 2009), como exemplo, em 1905 foi criada a Companhia Força e Luz Cataguases-Leopoldina (hoje Energisa) com atuação regional no interior de Minas Gerais, e a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) foi criada em 1912 a partir de capital privado com atuação no interior do Estado de São Paulo.

A constituição de 1891, já no período republicano, definiu como responsabilidade municipal a outorga de concessões de serviços de eletricidade e dos governos estaduais o poder em relação ao uso da água (SILVA, 2011, p. 22). De acordo com Caldas (2002, p.37, apud SILVA, 2011, p. 25) o governo federal apresentou esforços para promover uma regulação de energia para todo o país a partir da Lei nº 1.145 de 1903 e o Decreto nº 5.407 de 1904. Este último definia por exemplo revisões tarifárias periódicas e fiscalização pelo Governo Federal, porém na prática as concessões eram outorgadas pelos municípios de forma descentralizada.

Neste período de formação a atuação das empresas privadas estrangeiras foi fundamental para a expansão setorial. Em particular, o grupo canadense Light inicialmente em São Paulo (1899) e no Rio de Janeiro (1905) e o grupo Amforp, americano, que iniciou atividades no Brasil em 1927 pela compra da CPFL (GOMES, VIEIRA, 2009). Estes dois grupos atuavam na geração e distribuição da eletricidade no eixo Rio-São Paulo e em diversas capitais do Sul, Sudeste e Nordeste e adquiriram diversas concessões pelo país nos anos 20, chegando a apresentar 70% da capacidade instalada no país neste período (REGO, 2007, p. 12).

A partir de um início descentralizado em pequenas empresas privadas nacionais ou estatais municipais, o setor elétrico ao fim da República Velha (1889-1930) estava concentrado em dois grupos privados estrangeiros e ainda com uma regulação descentralizada nos municípios. Os grupos estrangeiros eram beneficiados pela “cláusula ouro” presente nas outorgas municipais, que permitia que as tarifas de energia fossem corrigidas pela depreciação cambial (GOMES, VIEIRA, 2009).

3.1.2. Entrada do Estado (1931-1945)

A partir da Revolução de 30, o Estado Brasileiro passou a ter uma atuação mais centralizadora e nacionalista dentro do contexto da crise de 29. No setor elétrico, atuou de modo a concentrar o poder de concessão para a União em 1931, excluiu a cláusula ouro em 1933, realiza a promulgação do Código de Águas em 1934 e a criação do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE) subordinado à Presidência da República (GOMES, VIEIRA, 2009).

O Código de Águas de 1934 centralizava a intervenção estatal no governo federal, os recursos hidráulicos e minerais passaram à União, o regime tarifário da distribuição mudou para serviço pelo custo²⁸ e o poder público federal passaria a atuar com fiscalizações técnicas, financeiras e contábeis (FARIAS, 2006, p. 39-41). O que seria o marco regulatório do Código de Águas de 1934 foi desenvolvido por Alfredo Valladão ainda entre 1904-1906 e passou por avaliação no Congresso Nacional, mas não entrou em validade até 1934, quando passou a valer por decreto (BRITO, 2009, p. 10).

Com a nova regulação, as empresas estrangeiras perderam seu *hedge* cambial da cláusula de ouro, teriam tarifas reguladas pelo custo e percebiam um risco de perder suas concessões pelas mudanças nacionalistas que se intensificaram a partir do Estado Novo (1937-1945) (GOMES; VIEIRA, 2009). Por estas razões, as empresas estrangeiras reduziram o ritmo de investimentos. Devido a forte industrialização no período, o Brasil precisaria de uma forte expansão de oferta de energia, portanto os governos começaram a se estruturar para assumir o papel das empresas com a criação de estatais estaduais e federais (DE LORENZO, 2007).

Ao fim do Estado Novo as empresas Light e Amforp ainda eram os maiores agentes do setor (GOMES; VIEIRA, 2009). As principais empresas estatais criadas no período foram a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), em 1945 pelo governo federal, com o objetivo de explorar o potencial hidráulico do Rio São Francisco, e a

²⁸ Tarifa de energia calculada de forma a garantir a cobertura de custos operacionais, depreciação e remuneração do capital. Este tipo de tarifa já era aplicado no Reino Unido e Estados Unidos desde o início da década de 20 (BRITO, 2009, p. 14)

CEEE do Estado do Rio Grande do Sul em 1943, no primeiro momento para o estudo da utilização do potencial energético deste estado.

3.1.3. Estado Indutor (1945-1962)

O período de 1945-1962 foi caracterizado pelo início da criação das centrais elétricas estaduais, que teriam como foco a eletrificação dos estados e a exploração do serviço de distribuição, e da Eletrobras, que atenderia a expansão do sistema de geração e transmissão (GOMES; VIEIRA, 2009). A Eletrobras foi criada em 1961 por Lei durante o governo de João Goulart (1961-1964), mas sua proposta original foi apresentada em 1954 ao fim do segundo Governo Vargas (1951-1954).

No período de pós-guerra houve uma crise de abastecimento de energia elétrica, o que levou o governo a criar o Plano Nacional de Eletrificação (PNE) em 1954. A expansão do sistema foi financiada por um fundo com recursos do Imposto Único sobre Energia Elétrica, criado em 1955, impostos de consumo, e pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), criado em 1952 (BRITO, 2009, p.16-17).

Em 1957 foi criada a empresa federal Central Elétrica de Furnas que seria responsável pelo projeto da Usina Hidroelétrica de Furnas, no Rio Grande, com início de operação em 1963, que expandiu o suprimento de energia da região Sudeste. Outro marco foi a criação do Ministério de Minas e Energia em 1960, e a mudança do CNAEE para Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE) em 1965, que seria um precursor da ANEEL (BRITO, 2009, p. 20).

De acordo com De Lorenzo (2007) o PNE definia uma nova divisão de atividades do setor, deixando as empresas privadas, Light e Amforp, especializadas na distribuição, permitindo uma sobrevivência destas até que os estados tivessem condições técnicas, gerenciais e financeiras para assumir as concessões.

As centrais elétricas estaduais tinham como objetivo principal definir um plano de eletrificação para o estado, unificar as concessões de energia locais (privadas, públicas municipais ou estaduais) em apenas uma empresa e garantir a expansão do sistema. Na Tabela 11 são indicadas as empresas que foram criadas pelos estados e o Distrito Federal.

Tabela 11 - Datas de criação das centrais elétricas estaduais²⁹

Região	Estado	Empresa	Data	Observação
Centro-Oeste	Distrito Federal	CEB	1968	
Centro-Oeste	Goiás	CELG	1956	
Centro-Oeste	Mato Grosso	CEMAT	1958	
Centro-Oeste	Mato Grosso do Sul	ENERSUL	1979	Cisão CEMAT, criação do Estado
Nordeste	Alagoas	CEAL	1961	
Nordeste	Bahia	COELBA	1960	
Nordeste	Ceará	COELCE	1971	
Nordeste	Maranhão	CEMAR	1958	
Nordeste	Paraíba	SAELPA	1958	
Nordeste	Pernambuco	CELPE	1965	
Nordeste	Piauí	CEPISA	1962	
Nordeste	Rio Grande do Norte	COSERN	1961	
Nordeste	Sergipe	ENERGIPE	1959	
Norte	Acre	ELETROACRE	1965	Estado criado em 1962
Norte	Amapá	CEA	1956	Na época território federal
Norte	Amazonas	CEM	1952	Manaus
Norte		CEAM	1963	Interior
Norte	Pará	CELPA	1962	
Norte	Rondônia	CERON	1968	Na época território federal
Norte	Roraima	CERR	1969	Na época território federal
Norte	Tocantins	CELTINS	1989	Cisão CELG, criação do Estado
Sudeste	Espírito Santo	ESCELSA	1953	
Sudeste	Minas Gerais	CEMIG	1952	
Sudeste	Rio de Janeiro	CERJ	1954	
Sudeste	São Paulo	CESP	1966	
Sul	Paraná	COPEL	1954	
Sul	Rio Grande do Sul	CEEE	1943	
Sul	Santa Catarina	CELESC	1955	

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados das páginas da internet das companhias e da ANEEL

²⁹ Na época da criação das empresas de Roraima, Rondônia e Amapá estas regiões ainda eram territórios federais. Em 1982 Rondônia foi transformado em estado, e Roraima e Amapá foram elevados para estados após a Constituição de 1988.

Como exemplo, a CEEE do Rio Grande do Sul assumiu no fim dos anos 50 a área de concessão da cidade de Porto Alegre após o término do contrato com a Amforp (DE LORENZO, 2007) e continuou a expandir suas operações, assumindo diversas concessões no estado.

A CEMIG, criada em 1952 quando Juscelino Kubitschek era governador do Estado de Minas Gerais, começou a operar no setor de distribuição nos anos 60, incorpora nos anos 70 a Companhia Luz e Força Hulha Branca e a Companhia Mineira de Eletricidade de Juiz de Fora. Nos anos 80 incorpora a Companhia Geral de Eletricidade (Sul de Minas) e o Departamento de Águas e Energia Elétrica do estado. Dessa forma, chegando a atender a 96% do território mineiro no fim dos anos 80³⁰.

Ao final do período as empresas Light e Amforp continuavam como principais agentes da distribuição, apesar dos governos estaduais terem iniciado a criação de centrais elétricas, ainda tinham poucas concessões. De acordo Jannuzzi (2007) entre 1952 e 1962 a participação das concessionárias privadas diminuiu de 82% para 55%.

3.1.4. Modelo Estatal (1963-1979)

Em 1962, ainda no Governo Goulart, foi criada a Comissão de Nacionalização das Empresas Concessionárias de Serviços Públicos (CONESP) com finalidade de estatizar o grupo americano Amforp. Em 1964 foi concluída a estatização da Amforp pela Eletrobras, que passou o controle das concessões de distribuição para as companhias estaduais correspondentes (GOMES; VIEIRA, 2009). Como exemplos³¹, a CPFL, que fazia parte da Amforp, foi mantida como empresa federal até 1975, quando passou para o controle da CESP. De forma distinta, os ativos da Amforp no Espírito Santo passaram para o controle da ESCELSA em 1968, que se manteve federalizada.

Durante o governo Castelo Branco (1964-1967), foi realizada uma política de realidade tarifária e aumento de recursos para o setor elétrico via impostos e encargos setoriais, o que permitiu uma fonte de recursos para forte expansão do sistema, sob gestão da Eletrobras (DE LORENZO, 2007). A partir de 1974, no governo Geisel (1974-1979),

³⁰ Informações obtidas nas páginas da internet da companhia.

³¹ Informações obtidas nas páginas da internet das companhias.

foi promovido uma equalização tarifária no território nacional, essa medida social buscava diminuir tarifas dos estados mais pobres (e menos povoados) a partir do aumento das tarifas dos estados mais ricos (urbanos), ou seja, uma prática de subsídios cruzados (REGO, 2007, p. 35).

A Eletrobras no período assume uma identidade de *holding*, com papel de planejamento e financiamento do setor elétrico (GOMES; VIEIRA, 2009). Além das empresas Chesf e Furnas, criadas em período anterior, também foram criadas as subsidiárias Eletrosul, Eletronorte e Itaipu Binacional, conforme Tabela 12.

Tabela 12 - Principais subsidiárias da Eletrobras

Atuação Principal	Empresa	Data de Criação
Nordeste	Chesf	1945
Sudeste + Goiás	Furnas	1957
Sul + Mato Grosso do Sul	Eletrosul	1969
Região Amazônica	Eletronorte	1973
Usina de Itaipu	Itaipu Binacional	1975

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados das páginas da internet da Eletrobras

Em 1979 o governo federal estatizou a Light, que manteve operações grandes no Rio de Janeiro e em São Paulo desde o início do século XX. A Light do Rio de Janeiro foi mantida sob controle federal até sua privatização nos anos 90 e a Light de São Paulo foi transformada na estatal estadual Eletropaulo em 1981.

Dessa forma consolida-se o modelo estatal do setor elétrico, com geração, transmissão e distribuição de energia praticada predominantemente por estatais.

3.1.5. Crise Institucional (1980-1992)

A partir da crise da dívida externa no início dos anos 80 houve uma interrupção de fluxos de financiamento, fazendo com que o Estado perdesse a capacidade de investimento. Ademais as concessionárias estaduais contraíram dívidas a partir de financiamento internacional até o início da década de 80, e com o aumento dos juros, as empresas passaram a ter dificuldades financeiras, o que paralisou e adiou obras (DE LORENZO, 2007).

O represamento tarifário como medida de controle inflacionário durante os anos 80 fez com que a capacidade de investimento das empresas piorasse ainda mais e a política de equalização tarifária forçava a transferências de recursos das empresas com lucro para aquelas com prejuízos (GOMES; VIEIRA, 2009).

Neste cenário complexo, o Ministério de Minas e Energia e a Eletrobras promovem em 1987 um grupo de trabalho com o objetivo de buscar reformas para o setor chamado Revisão Institucional do Setor Elétrico – REVISE. As principais conclusões do grupo foram: a necessidade de desqualificação de tarifas, a redução do papel da Eletrobras e o fim do uso político do setor. Essas recomendações não foram utilizadas de imediato, mas serviram como influência para reformas posteriores (REGO, 2007, p. 48).

No início dos anos 90, os governos estaduais e federais não tinham condições de investir, pois as empresas estavam em péssimas condições financeiras, dessa forma, inicia-se uma inadimplência generalizada onde distribuidoras estaduais não pagavam geradoras federais. O valor da inadimplência setorial representou valores na ordem de 25 bilhões de dólares (GOMES; VIEIRA, 2009).

Neste período foi mantido o modelo estatal, consolidado no fim da década de 70 pelo Regime Militar, mas com uma privatização: da nova concessão do recém-criado estado do Tocantins, que foi adquirido pelo grupo Rede em 1989, cissão da estadual CELG (GO). Apesar dos recursos internos e externos terem diminuído significativamente, a entrada de operação de grandes usinas de obras iniciadas no período anterior manteve a oferta de energia (GOMES; VIEIRA, 2009).

3.1.6. Modelo Híbrido (1993-Atual)

A crise setorial foi mitigada durante o governo Itamar Franco (1992-1994) com a Lei nº 8.631 de 1993 (GOMES; VIEIRA, 2009). A Lei extinguiu as tarifas equalizadas no país e deu a diretriz do saneamento das contas do setor em 1993, através de recursos do Tesouro Nacional (BRITO, 2009, p. 26-27).

A Constituição de 1988 definiu que os serviços públicos de eletricidade seriam de responsabilidade da União, com a possibilidade de execução por terceiros via concessão disputada por leilão, com regras específicas de licitação e privatização

estipuladas pela Lei nº 9.074 de 1995, conhecida como Lei das Concessões (BRITO, 2009, p. 28-31).

Dessa forma foi aberto o caminho para as privatizações do setor elétrico. Entre 1995 e 2000 a maior parte do segmento de distribuição de energia foi privatizado, retomando o predomínio de controle privado neste segmento, com cerca de 2/3 do mercado de energia.

No contexto das várias reformas de Estado do governo FHC (1995-2002), as reformas institucionais lançadas para o setor elétrico (RE-SEB) tiveram como principal objetivo a entrada de capital privado e mecanismos de competição e mercado (DE ARAÚJO, 2006). As principais propostas foram baseadas em princípios adotados nas reformas de outros países pioneiros, como do Reino Unido: desverticalização das empresas, transmissão e distribuição como monopólios naturais, competição na geração e comercialização e contratos bilaterais. O modelo também contava com a inclusão de mecanismos específicos ao Brasil devido às características predominantemente hidro-térmicas, como a formação de preços com base na otimização da coordenação física do despacho.

A ANEEL foi criada em 1996, o novo órgão regulador assumiu papéis tradicionais de governo e as novas instituições ONS (operação interligada da geração e transmissão) e MAE (mercado atacadista) foram criadas em 1998 (DE ARAÚJO, 2006). Outras mudanças institucionais foram as transferências de responsabilidade da Eletrobras: o BNDES passou a ser o principal órgão financiador do setor e o Ministério de Minas e Energia o responsável pelo planejamento setorial (GOMES; VIEIRA, 2009).

De Araújo (2006) aponta que, apesar de pontos positivos nas reformas, o modelo de expansão da oferta de geração via mercado, ou seja, através de contratos bilaterais entre distribuidoras e geradoras, não respondeu conforme as necessidades energéticas. Segundo D'Araújo (2009, p.144-147) outros fatores que explicam a fraca expansão de oferta no período foram as privatizações da distribuição terem sido realizadas antes da definição do arcabouço regulatório e regras de comercialização, o foco nos novos *players* privados na compra de novos ativos ao invés de novos projetos de geração e a redução do papel planejador do governo.

A falta de expansão de oferta é apontada como a principal causa para o racionamento energético de 2001, um ano de hidrologia desfavorável. A crise afetou também o planejamento da privatização do setor de geração, que permaneceria estatal para garantir investimentos no setor (DE ARAÚJO, 2006). A Eletrobras foi inserida no PND em 1995, porém apenas o segmento de geração da subsidiária Eletrosul foi privatizada em 1998. As privatizações das subsidiárias Chesf, Furnas e Eletronorte estavam planejadas para 1999, mas a oposição no Senado de grupos políticos locais ligados às empresas bloqueou a pauta (KINGSTONE, 2004). Após a crise de 2001 e troca de governo foi cessado o plano de privatização da Eletrobras, que foi tirada do PND em 2004.

Em 2004, no início do Governo Lula (2003-2010), foram implementadas mudanças no modelo RE-SEB com o objetivo de garantir maior segurança na expansão do sistema em resposta à crise do racionamento. O caráter de planejamento foi atribuído novamente ao Estado pela criação da Empresa de Planejamento Energético (EPE) e novos mecanismos garantem que as demandas dos agentes sejam contratadas (BRITO, 2009, p.39).

O sistema atual pode ser considerado híbrido: o Estado possui responsabilidades de planejamento e controle de estatais importantes, em particular da Eletrobras, e grande influência como financiador pelo BNDES. De forma complementar, o setor privado possui participação em todos os segmentos do sistema, no segmento da distribuição principalmente devido às privatizações, e nos segmentos de transmissão e geração por conta da participação crescente dos grupos privados nos leilões de infraestrutura.

3.2. Privatização da Distribuição

Nesta seção são apresentados os principais dados das privatizações realizadas entre 1995 e 2000, e mais recentemente entre 2016 e 2018. Também são abordados os casos das tentativas de privatização de companhias que foram mantidas como estatais.

3.2.1. Privatizações 1995-2000

A privatização do setor elétrico foi iniciada pela distribuição por questão estratégica: a saúde financeira da ponta da cadeia era fundamental para o funcionamento do mercado de energia e a viabilização de uma posterior privatização da geração (LEAL, 1998). Na Tabela 13 são apresentadas as datas das privatizações realizadas entre 1995 e 2000 e seus compradores.

Tabela 13 - Privatizações distribuidoras de energia elétrica 1995-2000

(continua)

Empresa	Nome Atual	UF	Data Leilão	Compradores
ESCELSA	EDP-ES	ES	11/07/1995	Iven (52,2%), GTD (25%)
LIGHT	LIGHT	RJ	21/05/1996	EDF (11,35%), AES (11,35%), Houston (11,35%), BNDESPAR (9,14%), CSN (7,25%)
AMPLA (CERJ)	ENEL-RJ	RJ	20/11/1996	Eneris (21,5%), EDP (21,08%), Chilectra (20,66%) e Endesa (7,03%),
COELBA	COELBA	BA	31/07/1997	Guaraniana (65,64%) – Previ + Iberdrola + Fundos BB
RGE (CEEE Norte Nordeste)	RGE	RS	21/10/1997	VBC (30,25%), CEA (30,25%), Previ e fundos do BB (30,25%)
AES Sul (CEEE Centro Oeste)	RGE	RS	21/10/1997	AES (90,91%)
CPFL	CPFL-PAULISTA	SP	05/11/1997	VBC (26,16%), Previ (21,89%) e Bonaire (9,61%)

Tabela 13 - Privatizações distribuidoras de energia elétrica 1995-2000

(conclusão)

Empresa	Nome Atual	UF	Data Leilão	Compradores
ENERSUL	ENERGISA-MS	MS	19/11/1997	Escelsa (76,53%) – Iven + GTD
CEMAT	ENERGISA-MT	MT	27/11/1997	Vale do Paranapanema (Rede) (55,76%), Inepar (30,03%)
ENERGIPE	ENERGISA-SE	SE	03/12/1997	Cataguazes-Leopoldina (85,7%)
COSERN	COSERN	RN	12/12/1997	Coelba (50,3%), Guaraniana (25,16%)
COELCE	ENEL-CE	CE	02/04/1998	Consórcio Distriluz (84,59%) – Endesa + Cerj
ELETROPAULO METROPOLITANA	ENEL-SP	SP	15/04/1998	Lightgás (74,88%) – Empresa Light
CELPA	EQUATORIAL-PA	PA	09/07/1998	QMRA participações (54,98%) – Grupos Rede e Inepar
ELEKTRO	ELEKTRO	SP	16/07/1998	Enron (99,96%)
BANDEIRANTE	EDP - SP	SP	17/09/1998	EDP (41,9%) e CPFL (32,94%)
CELB ³²	ENERGISA BORBOREMA	PB	30/11/1999	Cataguazes Leopoldina (73,28%)
CELPE	CELPE	PE	17/02/2000	Consórcio Iberdrola, Previ, BB (99,56%)
CEMAR	EQUATORIAL-MA	MA	15/06/2000	<i>Pennsylvania Power Light (PP&L) (91,22%)</i>
SAELPA	ENERGISA-PB	PB	30/11/2000	Cataguazes Leopoldina (100%)

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do BNDES, ANEEL e Catapan (2005)

³² A Companhia Energética da Borborema (CELB) era controlada pela prefeitura municipal de Campina Grande (PB)

Uma das principais características do primeiro ciclo de privatizações do segmento da distribuição no Brasil foi a realização de privatizações antes da definição do arcabouço regulatório. A segurança do investidor se dava nas definições existentes nos contratos de concessão, que previam regras genéricas que seguiam o regime tarifário do tipo *price-cap*. Em contraste, a ANEEL foi constituída em 1996, e ONS e MAE em 1998.

Os grupos compradores em sua maioria se organizaram em Sociedades de Propósito Específico (SPEs), e os maiores participantes dos leilões foram empresas do atuantes no setor elétrico dos EUA, Europa e América Latina, grandes grupos privados brasileiros (bancos, empreiteiras e conglomerados), fundos de pensão de estatais, em destaque o Previ (Banco do Brasil), e as empresas privadas brasileiras que já atuavam no mercado de distribuição: Grupo Rede/Inepar e Cataguazes-Leopoldina (Energisa). Na Tabela 14 são apresentados os principais grupos econômicos vencedores dos leilões.

Tabela 14 - Principais vencedores dos leilões de privatização 1995-2000

(continua)

Tipo	Grupo	País	Concessões
Estrangeiro	AES	EUA	LIGHT (RJ), ELETROPAULO (SP) e CEEE- Centro Oeste (AES-Sul) (RS)
Estrangeiro	Houston	EUA	LIGHT (RJ), ELETROPAULO (SP)
Estrangeiro	Enron	EUA	ELEKTRO (SP)
Estrangeiro	Community Energy Alternatives (CEA)	EUA	CEEE Norte-Nordeste (RGE) (RS)
Estrangeiro	CMS	EUA	ENERGIPE (SE)
Estrangeiro	PP&L	EUA	CEMAR (MA)
Estrangeiro	EDF	França	LIGHT (RJ), ELETROPAULO (SP)
Estrangeiro	EDP	Portugal	CERJ (RJ), BANDEIRANTE (SP)
Estrangeiro	Iberdrola	Espanha	COELBA (BA), COSERN (RN), CELPE (PE)

Tabela 14 – Principais vencedores dos leilões de privatização 1995-2000

(conclusão)

Tipo	Grupo	País	Concessões
Estrangeiro	Endesa	Espanha	CERJ (RJ), COELCE (CE)
Estrangeiro	Chilectra	Chile	CERJ (RJ)
Estrangeiro	Enersis	Chile	CERJ (RJ), COELCE (CE)
Grupo Brasileiro	Iven ³³	Brasil	ESCELSA (ES), ENERSUL (MS)
Grupo Brasileiro	CSN	Brasil	LIGHT (RJ), ELETROPAULO (SP)
Grupo Brasileiro	VBC (Votorantim, Bradesco e Camargo Correa)	Brasil	CEEE Norte-Nordeste (RS), CPFL (SP), BANDEIRANTE (SP)
Fundo de Pensão	Bonaire ³⁴ (4 fundos de pensão)	Brasil	CPFL (SP)
Fundo de Pensão	Previ	Brasil	COELBA (BA), CEEE Norte-Nordeste (RGE) (RS), COSERN (RN), CELPE (PE)
Fundo de Pensão	GTD ³⁵ (11 fundos de pensão)	Brasil	ESCELSA (ES), ENERSUL (MS)
Estatal	BNDESPAR	Brasil	LIGHT (RJ)
Brasileira - Elétrica	Grupo Rede/Inepar	Brasil	CEMAT (MT), CELPA (PA)
Brasileira - Elétrica	Cataguazes-Leopoldina (Energisa)	Brasil	ENERGIPE (SE), CELB (PB), SAELPA (PB)

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do BNDES, Ferreira (2000) e Catapan (2005)

³³ Grupo Iven na época formado por bancos brasileiros Opportunity, Pactual, Nacional, Icatu, Citybank e Bozano Simonsen, Centrus (pensão funcionários Banco Central) e o banco argentino Perez Compac.

³⁴ Grupo Bonaire formado por fundos de pensão de estatais Funcesp (CESP), Sistel (Telebrás), Petros (Petrobrás) e Sabesprev (Sabesp)

³⁵ Grupo GTD formado por fundos de pensão de estatais: Previ (Banco do Brasil), Fapes (BNDES), Real Grandeza (Furnas), Eletros (Eletrobrás), Baneses (Banco do Estado do Espírito Santo), Sistel (Telebrás), Fachesf (Chesf), Valia (Vale do Rio Doce), Escelsius (Escelsa), Aerus (aéreas) e Petros (Petrobrás).

As primeiras empresas privatizadas foram as controladas pelo governo federal, ESCELSA e Light, ambas foram incorporadas no PND em 1992 durante o governo Collor e por serem federais não haveria necessidade de reversão de bens, como foi o caso das estaduais (BRITO, 2009, p. 52).

A ESCELSA, do Espírito Santo, estava sob controle da Eletrobras desde 1968, quando houve a fusão da central elétrica estadual (Escelsa) com a antiga subsidiária da Amforp no estado (nacionalizada em 1964). A privatização ocorreu em julho de 1995 e o consórcio vencedor da concessão era formado por bancos (Grupo Iven, controlador) e fundos de pensão de empresas estatais (GTD), em 1999 o grupo EDP, atual controlador, adquiriu controle do Grupo Iven.

A Light, do Rio de Janeiro, estava sob controle da Eletrobras desde 1979, quando o governo federal assumiu a operação da Light canadense no Brasil. A privatização ocorreu em maio de 1996 com divisão acionária entre consórcio formado por multinacionais (EDF, AES e Reliant Energy - Houston) e a empresa brasileira CSN. A empresa francesa EDF atuou como administradora até obter controle da Light em 2002 após reestruturação societária. Em 2006 a Light passou para controle da Rio Minas Energia, pertencente aos grupos CEMIG, Andrade Gutierrez, Pactual Energia e Luce Brasil. A companhia passou por algumas mudanças de estrutura societária desde então, e atualmente conta com estrutura acionária difusa, sem um acionista majoritário.

Para que as privatizações das distribuidoras estaduais tivessem êxito o ponto crucial foi a negociação de dívidas entre os governos estaduais e o governo federal. Do ponto de vista político os grupos estaduais perderiam sua influência nas empresas locais, porém o endividamento excessivo dos estados foi um ponto decisivo para que as privatizações ocorressem. Ademais, por conta da condição financeira crítica das distribuidoras estaduais, a Eletrobras assumiu o controle de 10 empresas estaduais, o que também facilitou as privatizações (KINGSTONE, 2004).

O BNDES atuou junto aos governos estaduais através do Convênio de Apoio ao Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (Pepe), onde o BNDES antecipava recursos financeiros aos estados comprometidos com as privatizações e tinha como garantia as próprias ações das empresas que seriam privatizadas. (LEAL, 1998).

Os estados que possuíam grandes empresas verticalizadas passaram parcialmente por estratégias de reestruturação, como foi o caso da CELG de Goiás (que privatizou a hidroelétrica de Cachoeira Dourada), CESP e Eletropaulo de São Paulo e a CEEE do Rio Grande do Sul. Outras estatais verticalizadas como Cemig (MG), Copel (PR) e Celesc (SC) não se reestruturaram no período e não realizaram a privatização das concessões de distribuição.

O Estado de São Paulo detinha duas das maiores estatais do setor elétrico: CESP e Eletropaulo, ambas com ativos de geração, transmissão e distribuição. O governo estadual decidiu fazer uma reestruturação das empresas, de forma a separar as empresas em entidades menores de atuação específica.

A distribuidora CPFL fazia parte da CESP como subsidiária desde 1975 e foi a primeira a ser leiloada, em novembro de 1997. A CESP foi dividida em seis empresas: quatro de geração, uma transmissora e a distribuidora Elektro, leiloada em 1998. A Eletropaulo foi dividida em uma empresa de geração, uma de transmissão e os ativos de distribuição da Eletropaulo foram divididos em duas empresas: Eletropaulo Metropolitana e Eletropaulo Bandeirante, leiloadas em 1998 (FERREIRA, 2000).

A CEEE foi reestruturada em seis novas empresas: duas geradoras, uma transmissora e três empresas de distribuição de tamanhos semelhantes (FERREIRA, 2000). A CEEE Centro-Oeste e CEEE Norte-Nordeste foram privatizadas em 1997, e a terceira parte (CEEE Sul-Sudeste) foi mantida estatal, concessão que inclui a região metropolitana de Porto Alegre.

Em termos regionais, as privatizações foram mais abrangentes nas regiões Sudeste e Nordeste, permanecendo com controle estatal apenas concessões em Minas Gerais, Piauí e Alagoas nessas duas regiões. Em contraste, na região Norte apenas a concessão do Pará foi privatizada, o comprador Grupo Rede já atuava na região com a concessão do estado do Tocantins, desde a criação do estado e cissão da CELG.

3.2.2. Casos de privatizações não realizadas durante governo FHC

A maioria das distribuidoras estaduais que entraram no plano de privatização durante o governo FHC, mas foram mantidas como estatais, não foram privatizadas

principalmente devido ao problema de *timing*. Apesar da necessidade de ajuste das dívidas dos estados com a união e saneamento econômico das distribuidoras, após a crise energética de 2001, o risco regulatório no setor estava muito elevado e a opinião pública se voltou contra as privatizações.

No caso da mineira CEMIG, o governador Itamar Franco (1999-2002, PMDB) passou o mandato defendendo a manutenção da estatal apesar da grave situação fiscal de seu estado, portanto o fator político foi preponderante. Nos casos das estaduais COPEL (PR) e CELG (GO), apesar dos respectivos governadores terem trabalhado junto com o BNDES para viabilizar os leilões das companhias, os leilões marcados para o fim de 2001 foram vazios. Nesse mesmo contexto as distribuidoras federalizadas sob controle da Eletrobras, ou tiveram leilões vazios, ou não tiveram leilões. Estes casos são abordados com maior detalhe nesta seção.

Caso a crise energética não tivesse causado uma crise setorial, é provável que empresas como COPEL (PR), CELG (GO), CEAL (AL) e CEPISA (PI) tivessem sido privatizadas ainda durante o governo FHC.

3.2.2.1. CEMIG

Em 1995, durante o governo de Eduardo Azeredo (1995-1998, PSDB), o Estado de Minas Gerais obteve empréstimo do BNDES como parte das negociações de dívidas do estado, como caução foram oferecidas 33% das ações ordinárias da CEMIG. Em 1997, foram leiloados este montante de ações a mercado, o consórcio vencedor foi composto pelo grupo americano *Southern Energy International*, AES e fundos de pensão brasileiros (FERREIRA, 2000). Dessa forma o governo do estado manteve o controle da CEMIG com 51% do capital ordinário e obteve recursos com a desestatização para ajudar a sanar a crise fiscal.

Durante a eleição para governador de Minas em 1998, o ex-presidente Itamar Franco (PMDB) realizou promessas de não privatizar a CEMIG e buscar na justiça o cancelamento da venda de ações realizada em 1997 (PRATES, 1998). Apesar dos problemas fiscais do estado e pressões do governo federal, o governo de Minas resistiu, chegando a ameaçar a colocar a força policial do estado nas ruas para impedir a privatização durante o ano de 1999 (GIGLIOTTI, 1999).

Após uma greve de funcionários da estatal, o governo Itamar admitiu a realização do estudo de privatização da companhia (BRAGON, 2000), porém até o fim de seu governo, no auge da crise energética, bloqueou politicamente a privatização da estatal mineira.

3.2.2.2. COPEL

Em 1997, o governador do Paraná Jaime Lerner (1995-2003, PDT) se colocou contra a privatização da COPEL, defendendo que a mesma como superavitária valeria mais ao estado se mantida como estatal (ARANTES, 1997). Em 1998, o legislativo do estado do Paraná aprova uma Lei que permitiria a reestruturação e privatização da COPEL. Em 2001, o governo reeleito, com Lerner agora no partido PFL, anuncia o estudo para privatização da empresa, que ajudaria a situação fiscal do estado.

O leilão de privatização chegou a ser marcado para o dia 31 de outubro de 2001, para a venda das ações ordinárias da estatal verticalizada (PORTES, 2001). Apesar de 11 grupos, estrangeiros e nacionais, terem mostrado interesse pela compra da estatal, os consórcios seguiram desistindo até a data próxima do leilão, alegando que as condições regulatórias e crise energética derrubaram o preço da estatal para abaixo do valor mínimo do leilão (FOLHA ONLINE, 2001).

Após outro leilão vazio em 06 de novembro de 2001 e forte oposição popular, o governador declarou a desistência da venda da estatal no início de 2002 (TORTATO, 2002).

3.2.2.3. CELG

Em 1997, a usina hidroelétrica de Cachoeira Dourada pertencente à CELG foi privatizada durante o governo de Maguito Vilela (1995-1998, PMDB). Os planos de privatização dos demais ativos da CELG, com maior importância a distribuição, foram retomados no governo de Marconi Perillo (1999-2006, PSDB).

O BNDES publicou o edital da privatização no segundo semestre de 2001, com leilão previsto para novembro. Três grupos demonstraram interesse em participar: Tractebel, AES e PSG *International*. Após atrasos dos leilões devidos a liminares obtidos na justiça por grupos de sindicatos e desistência dos grupos AES e PSG, uma nova data foi definida para o leilão 18 de dezembro de 2001, com expectativa de proposta da Tractebel, porém não foi formalizado.

Os grupos interessados alegaram que o preço mínimo exigido no edital estava acima do razoável considerando o ambiente de crise energética e incerteza regulatória, de modo semelhante ao ocorrido no processo da COPEL (ALVES, 2005, p. 235-240).

3.2.2.4. Empresas federalizadas

Como parte da estratégia de privatização das distribuidoras estaduais, o governo federal realizou transferências de controle dos estados para a Eletrobras. Dentre as empresas federalizadas, alguns casos como CEMAT (MT), ENERSUL (MS) e CELPA (PA) passaram por privatizações exitosas (FERREIRA, 2000).

Parte das companhias federalizadas não foram privatizadas no período do governo FHC (Tabela 15), apesar de terem sido inseridas no PND. São os casos das empresas CEAL (AL), CEPISA (PI), CERON (RO), ELETROACRE (AC) e CEAM (AM).

No caso da CEPISA um leilão foi marcado para outubro de 2000, porém não houve interessados. A Eletrobras também planejou novos leilões para a CEPISA e CEAL em 2001, porém não foram concluídos. As privatizações das outras distribuidoras sob controle da Eletrobras não chegaram a avançar pois seria necessário que as concessões passassem por um saneamento para terem alguma atratividade razoável para o mercado (SOARES, 2001).

Tabela 15 - Distribuidoras federalizadas e não privatizadas no governo FHC

Empresa	Ano Federalização	Observações
CEAL (AL)	1997	
CEPISA (PI)	1997	Leilão vazio em 2000
CERON (RO)	1998	
ELETROACRE (AC)	1998	
CEAM (AM)	2000	Entrou no PND apenas em 2007

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados disponíveis nas páginas da internet das respectivas companhias.

Além das empresas federalizadas, a Eletrobras também manteve sob seu controle as concessões das capitais Manaus (AM) e Boa Vista (RR), que já eram de responsabilidade da *holding*.

A antiga estadual com atuação em Manaus (CEM) foi incorporada pela Eletrobras (subsidiária Eletronorte) em 1980. Em 1997, foi criada a empresa Manaus Energia como subsidiária da Eletronorte. A distribuição de energia de Boa Vista estava sob responsabilidade da Eletrobras desde 1989, quando assumiu parte da estadual CERR. Em 1997 foi criada a empresa Boa Vista Energia, subsidiária da Eletronorte. As duas empresas entraram no PND em 1998.

3.2.3. Privatizações 2016-2018³⁶

As privatizações realizadas entre 2016 e 2018 (Tabela 16) tiveram como objetivo passar para o setor privado as empresas controladas pela Eletrobras. A privatização da CELG-D ocorreu em 2016, pouco após a Eletrobras assumir seu controle. Em 2018 foram privatizadas as companhias do Norte e Nordeste que foram federalizadas durante o Governo FHC na forma de seis empresas.

O objetivo principal das privatizações foi a reestruturação completa das companhias, devido a necessidade de aumento de investimentos e qualidade de serviços. Adicionalmente a Eletrobras deixaria de participar do mercado de distribuição para focar seus investimentos apenas nas áreas de geração e transmissão.

³⁶ Dados da seção obtidos a partir dos editais dos leilões e outros documentos dos processos de privatização. <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/desestatizacao/processos-encerrados/desestatizacao-distribuidoras-energia>

Tabela 16 - Privatizações de distribuidoras de energia elétrica 2016-2018

Empresa	Nome Atual	UF	Data Leilão	Ágio / IC ³⁷	Compradores
CELG - D	ENEL-GO	GO	30/11/2016	28%	ENEL
CEPISA	EQUATORIAL-PI	PI	26/07/2018	119%	Equatorial
CERON	ENERGISA-RO	RO	30/08/2018	31%	Energisa
ELETROACRE	ENERGISA-AC	AC	30/08/2018	21%	Energisa
BOA VISTA ENERGIA	RORAIMA ENERGIA	RR	30/08/2018	0%	Oliveira / Atem
AMAZONAS ENERGIA	AMAZONAS ENERGIA	AM	10/12/2018	0%	Oliveira / Atem
CEAL	EQUATORIAL-AL	AL	28/12/2018	0%	Equatorial

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do BNDES

3.2.3.1. CELG

O Estado de Goiás manteve o controle da CELG após não conseguir vender a empresa no fim do governo FHC. O governo estadual criou a empresa CelgPar em 2006 para manter os ativos da CELG, divididos em CELG-GT (geração e transmissão) e CELG-D (distribuição). A CELG-D, portanto, tornou-se uma subsidiária da CelgPar.

A CELG-D esteve em situação financeira muito ruim nos anos 2000, sem passar por revisão tarifária de 2007 a 2012 por conta de obrigações setoriais. Em dezembro de 2011 a Assembleia Legislativa do Estado autoriza a venda de controle acionário e em 2012 a Eletrobras iniciou uma gestão compartilhada da companhia.

Entre 2011 e 2015 a empresa apresentou prejuízos que obrigaram o estado de Goiás a captar recursos para aporte na empresa (Tabela 17). Em janeiro de 2015 o controle da distribuidora foi transferido para a Eletrobras, que assumiu 50,93% das ações

³⁷ Para o leilão da CELG-D o ágio representa o valor pago acima do lance mínimo do leilão. No caso dos leilões realizados em 2018 foi estabelecido um valor simbólico de venda das empresas mais compromissos. Os compradores disputaram o leilão através de um Índice Combinado de Deságio na Flexibilização Tarifária e Outorga (IC). Os valores entre 0 e 100 indicam redução de um bônus tarifário aprovado pela ANEEL, e valores acima de 100 indicam um ágio em relação ao bônus de outorga a ser pago à União. Ou seja, apenas no leilão da CEPISA houve alguma bonificação de outorga para à União.

ordinárias da companhia, os 49% restantes ficou sob controle da CelgPar. Em maio de 2015 a empresa foi incluída no PND, e sua concessão foi renovada para 2045.

Tabela 17 - Resultados e fluxo ao acionista da CELG-D pré-privatização (em milhões de reais)

	2011	2012	2013	2014	2015
Resultados	- 661	- 798	0,6	- 570	- 1.020
Fluxo Acionista	- 100	- 1.270	-	- 1.680	-

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do BNDES e da ANEEL

O leilão de venda ocorreu em 30/11/2016 e teve como vencedora o grupo italiano ENEL, no valor de R\$ 2,187 bilhões, ágio de 28% em relação ao preço mínimo estabelecido no edital. Além deste valor, pago aos acionistas, a Enel assumiu obrigações no valor de R\$ 2,656 bilhões.

3.2.3.2. Demais empresas federalizadas

Entre 1997 e 2000 a Eletrobras assumiu as concessões de distribuição de energia dos estados de Alagoas, Piauí, Acre, Amazonas e Rondônia, e já operava nas capitais Boa Vista e Manaus através de companhias específicas que faziam parte da Eletronorte. A *holding* em seu papel de acionista realizou uma série de aportes e investiu na gestão das concessões até julho de 2016, quando decidiu não renovar as concessões das distribuidoras, vencidas em julho de 2015.

As distribuidoras federalizadas, apesar de estarem sob controle da maior empresa do setor elétrico, não reverteram seus problemas financeiros, o que comprometeu negativamente o serviço prestado nas concessões. Na Tabela 18 são apresentados os resultados das empresas federalizadas para os 5 anos anteriores à decisão de privatizar as companhias e na Tabela 19 o fluxo para acionista no mesmo período.

Tabela 18 - Resultados das distribuidoras do grupo Eletrobras pré-privatização (em milhões de reais)

Empresa	2012	2013	2014	2015	2016
Amazonas	-1.064,4	-1.464,2	-342,7	-2.344,0	-4.967,8
Boa Vista	-149,	53,3	-51,7	-270,1	-270,0
CEAL	-116,9	-137,1	-95,4	-252,6	-321,5
CEPISA	-50,9	-427,9	37,9	-563,0	-506,8
CERON	-206,4	-313,9	292,7	-560,8	-835,3
ELETROACRE	-50,7	-154,7	25,9	-184,8	-143,9

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do BNDES

Tabela 19 - Fluxo para o acionista das distribuidoras do grupo Eletrobras pré-privatização (em milhões de reais)

Empresa	2012	2013	2014	2015	2016
Amazonas	- 208,3	-	-	-	- 117,4
Boa Vista	- 363,5	-	-	-	- 80,1
CEAL	- 65,0	- 21,9	-	-	- 159,2
CEPISA	- 102,6	- 40,0	-	-	- 295,4
CERON	- 64,6	- 43,0	-	-	- 0,2
ELETROACRE	- 40,9	-	- 230,6	-	- 56,7

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL

No período entre a federalização e a privatização das empresas houve mudanças relevantes nas estruturas acionárias e áreas de atendimento nos estados de Manaus e Roraima, como descrito a seguir.

Em 2008 a empresa Manaus Energia (concessão de Manaus) incorporou a CEAM (concessão do interior do estado do Amazonas), na prática unificando as atividades de distribuição em uma companhia, que passou a ser subsidiária direta da holding Eletrobras. O novo nome da companhia passou a ser Amazonas Distribuidora de Energia.

Em 2012 a Boa Vista Energia teve seu controle transferido da Eletronorte para o controle direto da Eletrobras. No mesmo ano o Estado de Roraima entrou em acordo com a Eletrobras para avançar um processo de federalização da estadual CERR (concessão dos demais municípios do estado), de modo a possibilitar uma recuperação técnica, econômica e financeira da concessão. Após o acordo, o governo

de Roraima obteve financiamentos de altos valores da Caixa Econômica Federal para injetar na companhia, e no ano seguinte, em 2013, a Eletrobras assumiu a gestão compartilhada da companhia após um Acordo de Acionistas, porém o processo de federalização não foi concluído.

Em março de 2016 a ANEEL recomendou a não prorrogação da concessão da CERR, e a unificação das áreas de concessão do estado de Roraima. Em julho de 2016 a Boa Vista Energia foi designada como responsável pela prestação de serviço em todos os municípios do Estado até o acerto de um novo contrato de concessão, deste modo a estadual CERR perdeu a concessão.

Após a decisão da Eletrobras não prolongar as concessões das seis distribuidoras, todas foram designadas pelo MME a continuar a prestar os serviços até a assinatura novos contratos de concessão. As seis empresas foram incluídas no Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) do Governo Federal ainda em 2016.

Durante o ano de 2017 foi apresentada uma proposta de modelo de desestatização e proposta de novos contratos de concessão, que foram aprovados pelo Conselho do PPI e pelos acionistas da Eletrobras. Devido às situações financeiras das companhias, foi definido um valor simbólico de 50 mil reais por empresa. Duas consultorias contratadas pelo BNDES fizeram estudos de *valuation* de forma a definir um valor justo para as companhias nos parâmetros da nova concessão, um resumo dos resultados deste estudo é apresentado na Tabela 20.

Tabela 20 - Resumo dos estudos de *valuation* das distribuidoras federalizadas para o processo de privatização conduzido pelo BNDES (em milhões de reais)

Empresa	Valor Fluxo de Caixa Descontado ³⁸	Valor de Mercado com Dívidas	Valor Ajustado ³⁹	Aumento de Capital Eletrobras
Boa Vista	R\$ 588,67	-R\$ 305,22	-R\$ 342,07	R\$ 342,12
CEAL	R\$ 2.220,47	R\$ 890,10	-	R\$ 0,05
CEPISA	R\$ 2.678,45	R\$ 293,67	-	R\$ 0,05
CERON	R\$ 1.434,14	-R\$ 1.726,59	-R\$ 1.832,88	R\$ 1.832,93
ELETROACRE	R\$ 933,04	-R\$ 147,24	-R\$ 113,73	R\$ 113,78
Amazonas	R\$ 2.455,65	-R\$ 8.663,76	-R\$ 8.911,82	R\$ 8.911,87

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do BNDES

A ANEEL aprovou um bônus tarifário nos componentes de perdas não técnicas, custos operacionais e empréstimos de Reserva Global de Reversão (RGR - dívida com fundo setorial) para as concessões, dessa forma os leilões foram disputados com base no deságio em relação ao bônus tarifário.

Nos casos deságio de 100% em relação ao bônus tarifário, o comprador poderia ofertar um ágio em relação ao valor ofertado de bonificação pela outorga a ser paga à União. Apenas no leilão da CEPISA, vencido pelo grupo Equatorial, esta condição foi atingida.

Além do valor pago para a Eletrobras e a possível bonificação pela outorga, os grupos compradores também deveriam se comprometer a realizar aportes imediatos nas concessões (vide Tabela 21). Esta condição estava alinhada com os objetivos do governo federal em atrair investimentos para reverter a situação de péssima qualidade de serviço e sustentabilidade financeira das companhias.

³⁸ Os valores apresentados na tabela correspondem à média dos valores obtidos pelas duas consultorias contratadas pelo BNDES.

³⁹ O valor ajustado corresponde ao valor atualizado que foi considerado para aporte de capital da Eletrobras, considerando atualização de dados e questões específicas sobre dívidas e ajustes regulatórios.

Tabela 21 - Aporte imediato nas empresas leiloadas em 2018 exigido em edital

Empresa	Aumento de Capital Social
Boa Vista	R\$ 175.999,19
CEAL	R\$ 545.770,49
CEPISA	R\$ 720.915,60
CERON	R\$ 253.844,16
ELETROACRE	R\$ 238.805,73
Amazonas	R\$ 491.370,79

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do BNDES

Os vencedores dos leilões foram os grupos Equatorial e Energisa, ambos com experiência na área de distribuição, e o consórcio Oliveira-Atem, que não detinha concessões de distribuição de energia.

O consórcio Oliveira-Atem adquiriu as concessões dos estados do Amazonas e Roraima. A empresa Oliveira Energia tem experiência na atividade de locação de usinas termoelétricas de pequeno e grande porte, inclusive na produção de energia que abastece as regiões do Amazonas e Roraima. A Empresa Atem atua no ramo logístico e distribuição de combustíveis na região Norte.

O grupo Equatorial obteve o controle das concessões leiloadas do Nordeste, no Piauí e Alagoas. O grupo já atuava nas concessões do Pará e Maranhão, esta última vizinha do Piauí. A Energisa obteve controle das concessões do Acre e Rondônia, formando um corredor de empresas na fronteira Oeste do país junto com as concessões do Mato Grosso e Mato Grosso do Sul.

Os grupos Equatorial e Energisa possuem grande experiência na operação de concessões complexas e histórico de *turnaround* de empresas problemáticas. As duas empresas compraram ativos do extinto Grupo Rede e no caso da Equatorial a concessão do Maranhão após intervenção da ANEEL quando a controladora PP&L desistiu de operar a concessão.

3.3. Mapeamento das mudanças de controle acionário

Antes das privatizações iniciadas em 1995 a distribuição privada correspondia a apenas 2% da energia distribuída no país, com a atuação de grupos como Rede, Cataguazes-Leopoldina e Companhia Paulista de Energia Elétrica (CPEE).

Com as reformas setoriais e privatizações nos anos 90, o setor foi consolidado em grandes grupos estrangeiros e nacionais. Houve nos últimos 25 anos casos de falências, fusões e aquisições e intervenções por parte do regulador. O mapeamento das principais trocas de controle acionário é apresentado no Apêndice B desta dissertação.

Nesta seção são abordados dois casos de mudança de controle acionário de grande importância que serão citados nos capítulos posteriores. Os dois casos representam casos de privatizações que podem ser consideradas como mal sucedidas.

3.3.1. Intervenção no Maranhão

O grupo americano *Pennsylvania Power and Light Company* (PP&L) venceu o leilão da concessão do Maranhão em 2000. Em 2002 a companhia solicitou uma revisão tarifária extraordinária devido a necessidade de um reposicionamento tarifário, o que foi negado pela ANEEL, que determinou que as dificuldades econômico-financeiras seria devido à gestão do controlador, que deveria aportar recursos próprios.

Após a negativa da ANEEL a PP&L decidiu retirar as operações e anunciou que não faria mais investimentos na empresa, dessa forma a ANEEL atuou como interventor para garantir a continuidade da prestação do serviço e escolher um novo controlador, que deveria apresentar proposta para equacionar dívidas da empresa e proporcionar plano de investimentos para melhoria da concessão.

Apenas em 2004 a ANEEL encerrou a intervenção na companhia, após o grupo GP Investimentos se qualificar como novo controlador. Devido à situação financeira da CEMAR, a empresa compradora pagou à PP&L o valor simbólico de 1 real pela concessão.

3.3.2. Grupo Rede

O grupo Rede teve como origem a empresa Bragantina, de Bragança Paulista (SP), que em 1980 se juntou a Vale Paranapanema (EDEV) e expandiu nos anos 80 com aquisições de outras concessões, incluindo a nova concessão do Estado do Tocantins em 1989. Nos anos 90 adquiriu a CFLO do Paraná, e nos leilões de privatização as concessões do Mato Grosso e Pará. Em 2008 a empresa adquiriu controle da concessão do Mato Grosso do Sul do grupo EDP através de um swap de ativos, desta forma chegando a deter a concessão da distribuição de energia de 1/3 do território nacional (Tabela 22).

Tabela 22 - Distribuidoras do extinto Grupo Rede

Nome Histórico	Empresa Atual	UF	Data Grupo
Bragantina	Energisa - ESS	SP/MG	Origem
EDEV		SP	1980
Nacional		SP	1984
Caiuá		SP	1985
CFLO		PR	1995
CELTINS	Energisa - ETO	TO	1989
CEMAT	Energisa - EMT	MT	1997
CELPA	Equatorial - PA	PA	1998
ENERSUL	Energisa - EMS	MS	2008

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados de De Aquino (2017)

Em 2012 a CELPA entrou em recuperação judicial devido ao seu endividamento financeiro, com plano de pagamentos aos credores com base na entrada de um novo investidor, que foi o grupo Equatorial. No mesmo ano a ANEEL decretou intervenção administrativa nas demais oito distribuidoras do grupo Rede. Estas foram assumidas pelo grupo Energisa em 2014.

Em De Aquino (2017) foi avaliada a situação financeira do grupo no período pré-intervenção: a empresa operou com alta alavancagem, com lucros operacionais abaixo dos compromissos de curto prazo entre 2006 e 2011, o que levou a empresa a não ter recursos para investimentos nas concessões, que conseqüentemente deteriorou a qualidade de serviço.

3.4. Composição Acionária Distribuidoras Estaduais

As principais distribuidoras de energia que permaneceram como estatais após 2018 são as estaduais CEMIG-D (MG), COPEL-D (PR), CELESC-D (SC), CEEE-D (RS) e CEB-D (DF). Essas distribuidoras são subsidiárias 100% controladas por *holdings* correspondentes, com exceção da CEEE-D, que é controlada por uma empresa específica CEEE-Par (do Governo do Rio Grande do Sul), mas com ações negociadas da própria distribuidora.

Estas empresas são controladas pelos respectivos estados pois estes são diretamente ou indiretamente donos de mais de 50% das ações ordinárias das respectivas empresas. Porém, parcelas relevantes das ações remanescentes dessas empresas, principalmente das ações preferenciais, pertencem a entidades privadas, com exceção da CEEE-D, que possui participação societária de capital privado irrelevante. A Tabela 23 contém as informações de composição das distribuidoras citadas.

Os modelos teóricos sobre privatização indicam a importância da propriedade privada das companhias para que exista pressão sob a gestão para gerar resultados para os acionistas, e disso deriva as boas práticas de eficiência (VICKERS; YARROW, 1991; BOYCKO *et al*, 1996; SHLEIFER, 1998), com resultados positivos mesmo quando empresas públicas são parcialmente privatizadas (GUPTA, 2005). Ou seja, os acionistas privados de estatais como a CEMIG e COPEL geram estas pressões positivas, e na realidade essas empresas já são parcialmente privadas. No caso da *holding* CELESC, a maior parte do capital social da empresa é de propriedade privada, apesar do controle pertencer ao Governo de Santa Catarina.

A participação privada no capital social das distribuidoras pode explicar parte das diferenças em eficiência relativa dessas companhias. Estas informações são utilizadas nas análises realizadas nos capítulos posteriores.

Esse fator provavelmente foi menos importante para o caso das distribuidoras que pertenceram à Eletrobras, que também é uma *holding* com parte do capital social privado, pois o segmento de distribuição nunca fez parte do negócio principal da estatal federal.

Tabela 23 - Composição acionária das principais distribuidoras estatais (2020)

Empresa	CEMIG Holding	COPEL Holding	CEEE-D	CELESC Holding	CEB Holding	
Data Ref.	ago/20	jun/20	jun/20	ago/20	ago/20	
Ticker das Ações	CMIG3, CMIG4	CPLE3, CPLE5, CPLE6	CEED3, CEED4	CLSC3, CLSC4	CEBR3, CEBR4	
Ordinárias	Federal	11,14	27,46	32,23	0,03	0,00
	Estadual	50,97	58,62	67,05	50,18	93,21
	Municipal	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
	Fundo Previdência	0,00	0,00	0,00	8,63	0,00
	Privado Bolsa Brasil	32,57	13,60	0,37	41,16	6,79
	Privado Bolsa Estrangeira	5,31	0,10	0,00	0,00	0,00
	Outros	0,00	0,20	0,36	0,00	0,00
Preferenciais	Federal	2,70	21,30	53,43	17,98	4,18
	Estadual	0,97	0,00	0,66	0,03	67,19
	Municipal	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
	Fundo Previdência	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00
	Privado Bolsa Brasil	38,52	60,10	14,00	80,99	28,63
	Privado Bolsa Estrangeira	57,70	18,60	0,00	0,00	0,00
	Outros	0,00	0,00	31,90	0,00	0,00
Total	Federal	5,52	24,60	32,59	10,75	2,10
	Estadual	17,68	31,00	65,92	20,20	80,15
	Municipal	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
	Fundo Previdência	0,00	0,00	0,00	4,07	0,00
	Privado Bolsa Brasil	36,53	35,40	0,60	64,98	17,75
	Privado Bolsa Estrangeira	40,19	8,70	0,00	0,00	0,00
	Outros	0,00	0,20	0,89	0,00	0,00
Acionistas relevantes além dos governos estaduais	Caixa, FIA Dinâmica Energia	BNDESPAR, Eletrobras	Eletrobras	Eletrobras, EDP e Celos ⁴⁰	Eletrobras	

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados de RI das companhias

⁴⁰ Celos é o fundo de pensão dos funcionários da Celesc.

4. INDICADORES E METODOLOGIA

Neste capítulo são apresentados os principais indicadores das empresas de distribuição de energia e o modelo regulatório adotado para o caso de indicadores regulados. Também é apresentado com maior detalhe os dados utilizados para o estudo empírico e a metodologia adotada.

4.1. Indicadores

Indicadores de performance são amplamente utilizados como ferramenta de gestão dentro de organizações, pois permitem o acompanhamento da qualidade dos processos de uma empresa de forma objetiva e em comparações com pares.

Nos setores regulados os indicadores também são utilizados na definição de metas e componentes tarifários, principalmente quando adotada regras de regulação por incentivos. Os novos contratos de concessão das distribuidoras preveem condições mínimas de sustentabilidade econômico-financeira e de condições de serviço, sendo prevista caducidade do contrato em casos graves de descumprimento de indicadores.

Como as tarifas são definidas de modo a permitir que a empresa opere com nível de qualidade considerado adequado pelo regulador, é importante que os indicadores apurados sejam comparados com as respectivas referências regulatórias. Ou seja, uma empresa é bem avaliada em determinado indicador quando iguala ou supera sua referência regulatória.

A normalização dos indicadores apurados pelas referências regulatórias permite a comparação da performance de empresas que atuam em concessões com características distintas.

Os indicadores selecionados englobam os principais processos gerenciáveis pelas distribuidoras e foram selecionados com base na revisão da literatura e na lista monitorada pela ANEEL, incluindo dados do relatório de sustentabilidade econômico-financeira da agência.

Os considerados mais relevantes para o consumidor são os de qualidade de serviço como DEC, FEC e DGC, já para os acionistas, os que consideram custos operacionais e lucratividade são os mais relevantes e indicam eficiência na gestão da companhia.

4.1.1. Qualidade de Serviço e Produto

Devido às características de monopólio natural no setor de distribuição de energia elétrica, é fundamental que o órgão regulador monitore indicadores de qualidade. Os diferentes conceitos de qualidade percebidos pelo consumidor final podem ser divididos em (KAGAN *et al*, 2009):

- a) qualidade do serviço: ligado à disponibilidade do serviço, ou seja, quanto menor o número de interrupções no fornecimento, melhor a qualidade do serviço;
- b) qualidade do produto: forma de onda de tensão, quanto menor a ocorrência de variações na tensão, frequência e distorções harmônicas, melhor a qualidade do produto;
- c) qualidade do atendimento: relacionamento entre empresa e cliente, por exemplo no processo de ligação de novo consumidor, ou seja, de caráter comercial.

As principais definições de qualidade de energia (disponibilidade e produto) aplicadas no Brasil são descritas no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST⁴¹).

A qualidade de produto contempla diversos possíveis distúrbios da onda de tensão como harmônicas e variação de frequência. Estes fenômenos podem produzir efeitos nocivos em cargas sensíveis utilizadas em processos industriais. As subtensões precárias, fenômeno mais comum, acontecem geralmente por conta de carregamento excessivo do alimentador e/ou excedente de reativos. Soluções possíveis para estes problemas envolvem a instalação de capacitores ou reguladores, até a mudança de condutor, a depender do caso.

A ANEEL monitora os problemas relacionados à qualidade de produto através de medições amostrais realizadas pela própria distribuidora por período de uma semana:

⁴¹ Disponível em <https://www.aneel.gov.br/prodist>

são registradas 1.008 medições com frequência de 10 minutos. Os indicadores se baseiam na porcentagem das medições que estão fora de faixas:

- a) DRPE - Duração relativa da transgressão de tensão precária equivalente: mede a porcentagem de tempo que o cliente permaneceu na faixa considerada precária. O limite estabelecido pela ANEEL é de 3%;
- b) DRCE - Duração relativa da transgressão de tensão crítica equivalente: mede a porcentagem de tempo que o cliente permaneceu na faixa considerada crítica. O limite estabelecido pela ANEEL é de 0,5%.

Neste trabalho serão utilizados apenas os indicadores de continuidade para fins medição de eficiência e comparação entre empresas. Para a ampla maioria dos consumidores o problema de interrupção de fornecimento é mais relevante, por isso os indicadores de continuidade são os utilizados para a maioria dos fins regulatórios. Ademais, a ANEEL não define atualmente uma referência regulatória por empresa, porém o problema de nível de tensão é intimamente relacionado com características físicas da rede, principalmente comprimento de rede, portanto considera-se que a comparação deste indicador entre empresas traria resultados enviesados.

As interrupções no fornecimento podem acontecer por conta de manutenção programada, ou no caso de ocorrência de defeitos. Os sistemas de transporte de energia elétrica são projetados de forma a serem desligados quando há ocorrência de defeitos como curto-circuito, que pode causar danos nos equipamentos ou mesmo incêndio caso não seja interrompido. As interrupções de energia basicamente podem ser caracterizadas como permanentes, quando há necessidade de manutenção corretiva para o restabelecimento, ou temporárias, quando o defeito se extingue sem necessidade de ação corretiva.

Algumas ações tomadas pela distribuidora com objetivo de melhorar seus indicadores são: investimentos em manutenção preventiva de elementos da rede, poda da vegetação próxima da rede, mudanças nas configurações construtivas da rede, instalação de religadores⁴² e aprimoramentos do sistema de automação. Para a

⁴² Religadores são equipamentos que desligam o fornecimento à jusante e o religam novamente após alguns segundos de forma a sanar os problemas de defeitos temporários. Esta operação é realizada em algumas tentativas, caso o defeito não seja extinguido o religador desliga o sistema.

diminuição da duração da interrupção, a ação usual é investir em aumento das equipes de manutenção e em estratégias de detecção de falhas (SHORT, 2006).

Os principais indicadores de qualidade de serviço são definidos a partir da frequência média de interrupção e a duração média da interrupção. São vários os indicadores utilizados, sendo o DEC⁴³ e FEC⁴⁴ os mais comuns, e os que são utilizados com maior relevância pelo órgão regulador. Estes indicadores são coletivos, portanto, indicam características de certo conjunto de consumidores em determinado período (trimestre, semestre ou ano):

- a) DEC - Duração equivalente de interrupção por consumidor: representa o tempo médio que um consumidor do conjunto permaneceu desenergizado durante período definido;
- b) FEC - Frequência equivalente de interrupção por consumidor: representa o número médio de interrupções, por consumidor, que ocorreram para certo conjunto durante período definido.

A ANEEL ainda utiliza o Indicador Global de Continuidade (DGC), definição pela Equação 4, para verificar o atendimento dos indicadores de qualidade com relação aos limites regulatórios e para construir o Ranking de Continuidade do Serviço das distribuidoras.

$$DGC = \left(\frac{FEC}{FEC_{Limite}} + \frac{DEC}{DEC_{Limite}} \right) * 1/2 \quad (4)$$

As interrupções são contabilizadas no indicador apenas quando passam de 3 minutos, também não são contabilizadas no indicador interrupções ocorridas em dias críticos, no caso de racionamento instituído pela União e outras exceções.

Desde o ano 2000, a ANEEL estabelece regulação por incentivos para os indicadores de continuidade, inicialmente pela publicação da Resolução Normativa 024/2000 que previa multas por transgressão dos limites de DEC e FEC. Os indicadores eram definidos através de agrupamento de regiões de características físicas e técnicas semelhantes, ou seja, existia agrupamento geográfico. A partir de 2010, a ANEEL

⁴³ Na literatura internacional SAIDI: *System Average Interruption Duration Index*

⁴⁴ Na literatura internacional SAIFI: *System Average Interruption Frequency Index*

revisou a regulação, de modo que indicadores individuais passaram a ser utilizados no cálculo de compensações, outra mudança relevante foi a definição de grupos por conjuntos elétricos, ou seja, os clientes são agrupados de acordo com a subestação que realiza o fornecimento.

Desde então, a ANEEL define por modelo de *benchmarking* limites de DEC e FEC para cada conjunto elétrico da distribuidora. Os principais atributos utilizados na definição dos limites de indicadores são relacionados aos tipos de clientes (classe, densidade, consumo médio), rede (proporção de redes trifásicas) e fatores ambientais (relacionadas a chuva e vegetação). Quando os indicadores DEC e FEC (apurado e limites) são apresentados por empresa é feito a média dos valores dos conjuntos ponderados pela população correspondente.

Os limites de DEC e FEC dos conjuntos elétricos são utilizados como referência na determinação dos limites dos indicadores individuais DIC (intervalo total de tempo sem energia em um período) e DMIC (duração máxima contínua de falta de energia em um período) vinculados ao DEC e FIC (número de interrupções ocorridas em um período) vinculado ao FEC. Estes limites são definidos nas datas das revisões tarifárias periódicas.

Caso um cliente tenha um indicador individual apurado acima do indicador limite, este receberá compensação individual nas próximas faturas de energia. Dessa forma existe incentivo financeiro para a distribuidora atender seus clientes na qualidade regulada para evitar o pagamento de compensações.

Outra forma de regulação por incentivos utilizada pela ANEEL que abrange a continuidade é o componente Q do Fator X⁴⁵, ou seja, incentivo via tarifa. O fator Q depende da performance da distribuidora em relação à sua meta, e com relação aos seus pares (*yardstick competition*). No geral, quanto maior a redução no indicador e melhor performance relativa, maior bônus no Fator X. O componente Q também pode ter efeito punitivo, como nos casos em que a empresa não consegue reduzir o indicador no período.

⁴⁵ Verificar Submódulo 2.5 do PRORET para detalhamento do Fator X aplicado pela ANEEL, o componente Q existe desde o 3CRTP (2011-2014). Na seção 2.1.2. deste trabalho é apresentada uma introdução conceitual do Fator X.

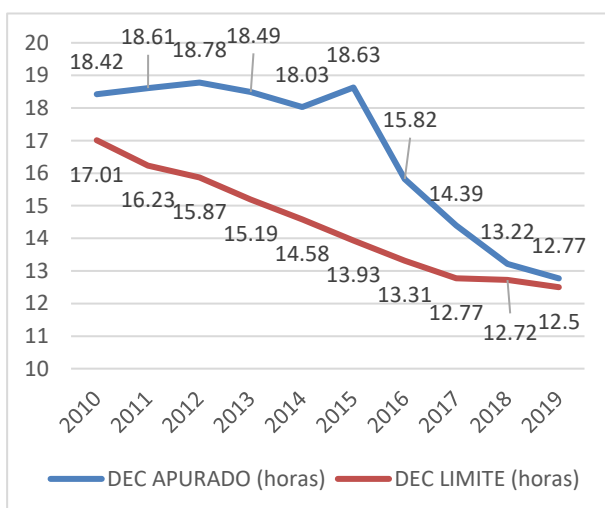
O componente Q é utilizado desde o início do 3CRTP em 2011, inicialmente abrangia apenas os indicadores de continuidade, com peso de 50% para FEC e 50% para DEC, a partir de 2017 começou a abranger também indicadores de qualidade comercial. Entre abril de 2016 e março de 2020 os pesos dos indicadores no componente Q passaram por uma transição. A composição válida a partir de março de 2020 é apresentada na Equação 5, a componente do DEC tem peso de 50% e de FEC de 20%.

$$Q = 0,50 * Q_{DEC} + 0,20 * Q_{FEC} + 0,1 * Q_{FER} + 0,1 * Q_{IASC} + 0,04 * Q_{INS} + 0,03 * Q_{IAb} + 0,03 * Q_{ICO} \quad (5)$$

Entre os anos de 2010 e 2019 os indicadores DEC e FEC globais do país foram reduzidos. A evolução dos indicadores DEC e FEC da “Distribuidora Brasil”, ou seja, caso todas as distribuidoras formassem uma concessão nacional, estão presentes nos Gráficos 6 e 7.

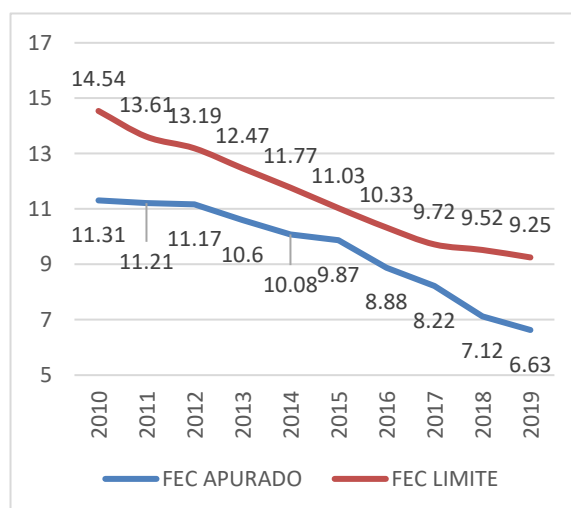
No caso do indicador de duração (DEC), tem sido apurado valores acima do limite regulatório para todo o período, com melhoras relevantes a partir de 2015. No indicador de frequência (FEC) a “Distribuidora Brasil” possui melhor desempenho e conseguiu manter abaixo do limite regulatório.

Gráfico 6 - DEC Brasil 2010-2019



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL (2020)

Gráfico 7 - FEC Brasil 2010-2019



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL (2020)

4.1.2. Qualidade Comercial e de Teleatendimento

A qualidade comercial da distribuidora inclui questões relacionadas ao atendimento direto do cliente: reclamações⁴⁶, atendimento telefônico⁴⁷ (*call center* – central de teleatendimento) e qualidade do atendimento comercial⁴⁸. Esses itens estão regulamentados em artigos na Resolução Normativa nº 414/2010 (REN 414/2010), que dita as condições gerais de fornecimento de energia elétrica (ANEEL, 2010).

A qualidade do atendimento comercial trata da conformidade dos prazos máximos de execução de serviços de atendimento ao cliente. Como exemplo, o prazo máximo de ligação de unidade consumidora do grupo B, localizada em área urbana, a partir da data da aprovação das instalações é de 2 dias úteis⁴⁹. O não cumprimento dos prazos estabelecidos pelo órgão regulador obriga a distribuidora a efetuar crédito ao consumidor conforme art. 151 da REN 414/2010. Portanto existe incentivo para que a distribuidora siga os prazos estabelecidos.

Neste trabalho será utilizado um indicador global que indica proporção de serviços comerciais fora do prazo, que é monitorado e disponibilizado pela ANEEL. Entre 2011 e 2019 o indicador geral de serviços comerciais fora do prazo para o Brasil esteve entre 2,14% e 4,7% conforme apresentado no Gráfico 8. O Índice de Serviços Comerciais Fora do Prazo (%) mede a porcentagem da quantidade dos serviços comerciais que violaram o prazo padrão descrito na REN 414/2010.

Já os indicadores sobre tratamento de reclamações, DER e FER, criados a partir da Resolução ANEEL 373/2009, consideram reclamações registradas pelos clientes sobre erros de cobrança indevida, erro de leitura de medidor, danos elétricos, prazos, entre outros:

⁴⁶ Qualidade das reclamações regulamentada pela ANEEL por meio dos artigos 156 a 163 e 192 a 211 da REN 414/2010.

⁴⁷ Qualidade do atendimento telefônico regulamentada pela ANEEL por meio dos artigos 183 a 191 da REN 414/2010.

⁴⁸ Qualidade do atendimento comercial regulamentada pela ANEEL por meio dos artigos 148 a 155 da REN 414/2010.

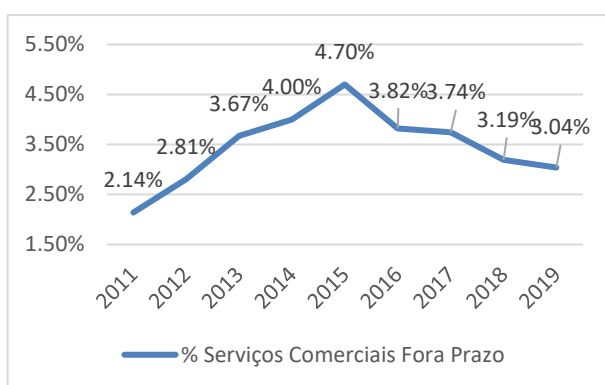
⁴⁹ Corresponde ao Art. 31 da REN 414/2010.

- a) DER – Duração Equivalente de Reclamação: Duração média da solução de uma reclamação precedente. Este indicador tem caráter apenas de monitoramento, sem penalizações ou metas para as empresas;
- b) FER – Frequência Equivalente de Reclamação a cada mil Unidades Consumidoras. No cálculo são consideradas apenas as reclamações precedentes.

O indicador FER possui referência regulatória desde 2013, cada empresa tem seu próprio limite, que é definido a partir do histórico da própria e por comparação de seus pares (*yardstick competition*) de porte semelhante⁵⁰. Nos casos de ultrapassagem do limite estabelecido, a distribuidora poderá ser submetida à fiscalização da ANEEL, portanto não existe sistema de compensação pré-estabelecido. O indicador FER está presente no componente Q do Fator X com peso de 10%, este seria o principal incentivo regulatório para a melhoria deste indicador.

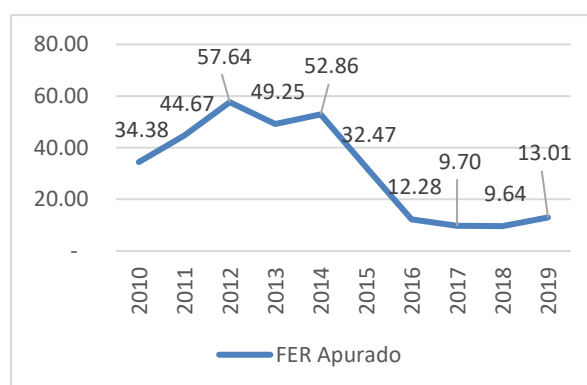
No Gráfico 9 é apresentado o FER médio das empresas de grande porte, a partir da determinação de limites pela ANEEL houve melhora acentuada no indicador por parte das empresas.

Gráfico 8 - Serviços Comerciais Fora do Prazo (%) Brasil 2011-2019



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL (2020)

Gráfico 9 - Indicador FER médio das empresas de grande porte 2010-2019



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL (2020)

⁵⁰ São três grupos possíveis: empresas com mais de quatrocentas mil unidades consumidoras, empresas com até sessenta mil unidades consumidoras e o grupo intermediário.

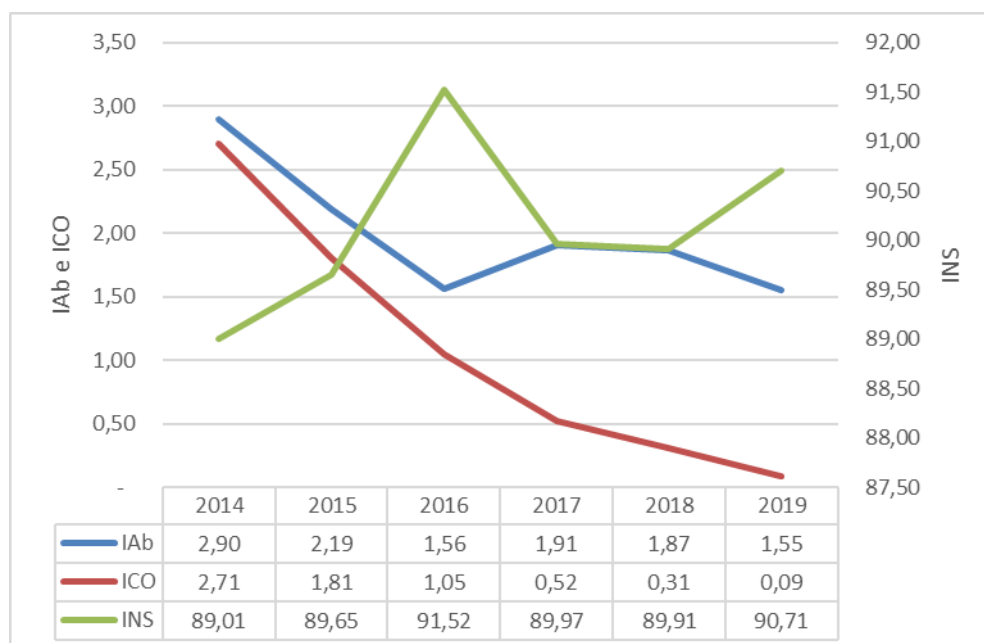
Com relação ao teleatendimento, a ANEEL solicita que as empresas concessionárias com mais de 60 mil unidades consumidoras ofereçam atendimento telefônico por central de teleatendimento (CTA), que deve ser gratuito e disponível 24h por dia. Os indicadores regulados dessas centrais são:

- a) IAb – Indicador de abandono: proporção de chamadas abandonadas em tempo superior a 30 segundos em relação a chamadas atendidas. Limite regulatório de 4%, e peso de 3% no fator Q;
- b) ICO – Indicador de chamadas ocupadas: razão entre chamadas ocupadas e total de chamadas oferecidas. Limite regulatório de 4% até 2014 e de 2% a partir de 2015, e peso de 3% no fator Q;
- c) INS – Índice de Nível de Serviço: Mede o percentual de chamadas atendidas em até 30 segundos em relação ao total de chamadas recebidas consideradas válidas. O limite regulatório para este índice é de 85%, com peso de 4% no fator Q.

A transgressão dos limites indicados acima incorre em multas proporcionais à receita operacional líquida da concessionária, estes indicadores são apurados mensalmente. Os indicadores de teleatendimento também são utilizados no componente Q do Fator X, com peso total de 10%.

No Gráfico 10 são apresentados os três indicadores da “Distribuidora Brasil” para o período 2014-2019. O agrupamento das empresas brasileiras permite verificar que de forma geral o indicador ICO foi praticamente zerado nos últimos anos, ou seja, as empresas adotaram tecnologias que praticamente zeraram a ocorrência de chamadas ocupadas nos CTAs. No caso dos indicadores IAb e INS, o agrupamento indica que de na média os consumidores brasileiros são atendidos com qualidade próxima do limite regulatório.

Gráfico 10 - Indicadores de teleatendimento Brasil 2014-2019



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL (2020)

4.1.3. Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC)

O IASC é um modelo de avaliação qualitativa com foco na percepção do cliente. O indicador é acompanhado desde 2000 a partir de pesquisa amostral com aplicação de questionários presenciais domiciliares, portanto, com foco nas unidades consumidoras residenciais.

As empresas mais bem avaliadas na pesquisa, agrupadas em porte e região, recebem o reconhecimento do Prêmio ANEEL de Qualidade, e podem utilizar o título nos materiais de comunicação institucional.

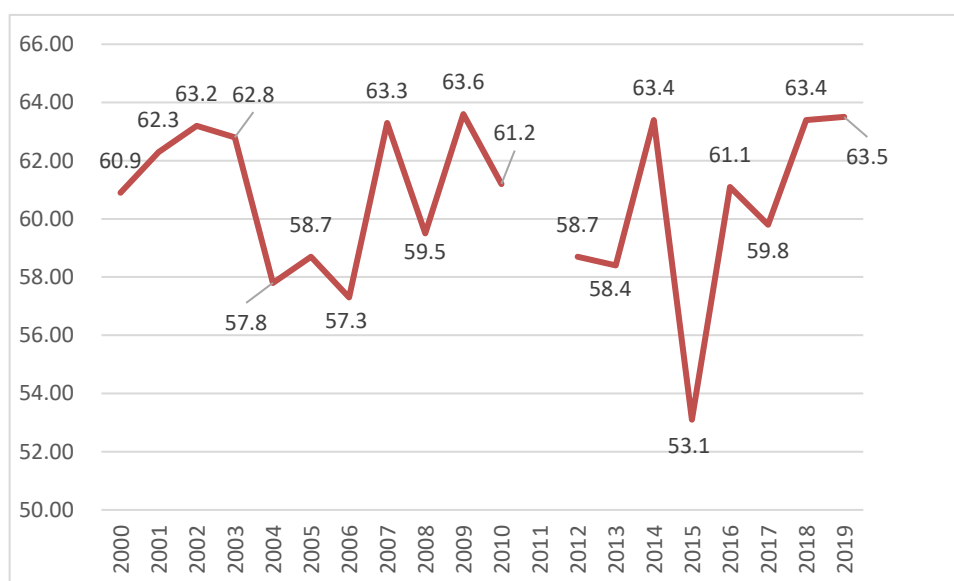
As dimensões avaliadas pela metodologia do IASC são apresentadas a seguir:

- qualidade percebida: informações ao cliente, acesso à empresa, confiabilidade nos serviços;
- valor percebido (relação custo-benefício): avaliação se o preço é adequado em relação ao benefício do atendimento e qualidade;
- satisfação global: nível de satisfação no geral, distância para a empresa ideal;
- confiança no fornecedor: na preocupação com o cliente, na competência e no fornecimento de informações;

- e) fidelidade: avalia nível de fidelidade do consumidor (apesar do serviço ser uma concessão regional).

O histórico do valor médio do indicador IASC das empresas de maior porte (Gráfico 11) não mostra tendência clara de melhora ou piora, com valores em torno de 60 desde sua criação. O resultado da pesquisa IASC do ano de 2011 não é disponibilizado pela ANEEL.

Gráfico 11 - Valor médio do indicador IASC 2000-2019 empresas de grande porte



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL (2020)

A Resolução ANEEL 055/2004 criou o componente Xc referente à pesquisa IASC no fator X, mas que foi abandonado em 2006, com a edição da Resolução ANEEL 234/2006. A partir de 2017 o IASC começou a ser utilizado no componente Q do Fator X, e desde março de 2020 tem peso de 10%. No cálculo do componente Q é considerada a referência de 70 para o IASC, patamar relativamente elevado com relação ao histórico de pontuação do IASC das companhias.

4.1.4. Perdas

As perdas globais são a diferença entre energia injetada no sistema (“comprada”) e energia fornecida regularmente (“vendida”), sendo que elas podem ser divididas em técnicas ou não-técnicas (ou comerciais). As perdas globais das distribuidoras do

Brasil são da ordem de 14%, sendo aproximadamente 7,5% referentes às perdas técnicas e 6,5% às perdas não-técnicas (ANEEL, 2019).

As perdas técnicas são aquelas que ocorrem por conta de fatores físicos do transporte de eletricidade: efeito joule em condutores e transformadores, perdas no ferro de transformadores, perdas nos medidores, bancos de capacitores e outros fatores de segunda ordem (MEFFE, 2001). Elas ocorrem nos sistemas de alta, média e baixa tensão e não podem ser completamente eliminadas, apesar de existir possibilidade de redução através de ações na rede, como construção de novos alimentadores, recondutoramento de trechos e manobras.

As perdas técnicas regulatórias, ou seja, o indicador de perdas utilizado no cálculo do componente tarifário, é baseado em modelos, nos primeiros ciclos de revisão tarifária as metodologias eram simplificadoras⁵¹, com base em expressões estatísticas e redes simplificadas (ANTONELLI, 2013), e desde 2015 as perdas são estimadas por estudos de fluxo de potência com elevado grau de detalhamento. O indicador de perdas técnicas é atualizado nas revisões tarifárias periódicas.

Para o escopo deste trabalho, as perdas técnicas regulatórias serão consideradas como as “reais” e não passíveis de gerenciamento⁵². Dessa forma, o indicador de perdas técnicas não será utilizado na comparação entre empresas, e as perdas não-técnicas apuradas serão calculadas pela diferença entre as perdas globais e técnicas regulatórias.

As perdas não-técnicas (PNT) contemplam perdas relacionadas à falta de faturamento como falhas de medição e/ou faturamento, ligações clandestinas e fraude de medidores de energia. As perdas comerciais causadas por problemas na medição podem ser mitigadas através da melhoria de processos internos da distribuidora, incluindo a gestão e manutenção do parque medidor da empresa, portanto seria

⁵¹ No primeiro ciclo de revisão tarifária a ANEEL reconheceu as perdas técnicas informadas pelas respectivas distribuidoras. Durante o segundo e terceiro ciclo foram padronizadas metodologias aplicadas para todas as distribuidoras, com base em redes típicas e expressões estatísticas. A partir de 2015, no quarto ciclo tarifário, foi adotado um modelo mais complexo de fluxo de potência que utiliza as redes cadastradas pela distribuidora (MEFFE; ANTUNES, 2015).

⁵² O órgão regulador poderia estabelecer metas de perdas técnicas para as empresas, ao calcular as perdas regulatórias através do conceito de “redes eficientes”. Este é o caso de alguns países como Colômbia, Chile e Peru (MEFFE; ANTUNES, 2015).

componente gerenciável (PENIN, 2008). A fraude e o furto de energia são problemas mais complexos e representam impacto maior para as distribuidoras.

O furto acontece quando uma carga é conectada diretamente na rede da distribuidora, sem anuência da companhia. Já a fraude acontece quando o medidor de energia instalado pela concessionária é adulterado, ou quando é feito desvio no ramal de entrada, para que a energia consumida não seja registrada pelo medidor (PENIN, 2008). Os fenômenos de fraude e furto possuem forte aspecto sócio-econômico e são problemas relevantes nos países da América Latina, África, Sul da Ásia e Europa Oriental (SMITH, 2004).

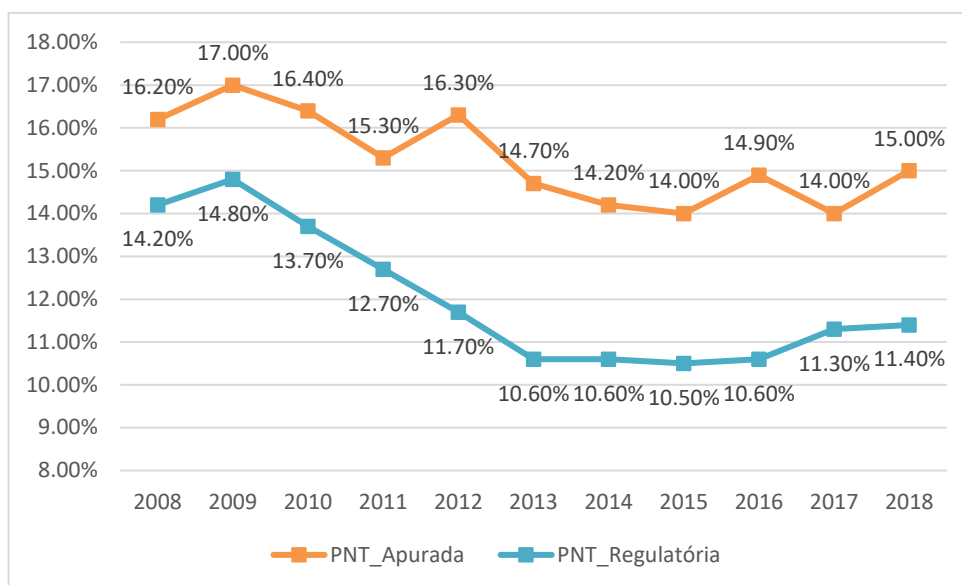
A perda causada por fraude ou furto é considerada parcialmente gerenciável, pois apesar da concessionária ter alguma capacidade de prevenir e combater estas perdas, sua capacidade é limitada por conta de fatores fora do controle da empresa. Por esta razão o modelo regulatório indica para cada concessão a trajetória do nível de perdas não-técnicas adequado (que é remunerado pela tarifa), através do *benchmarking* entre empresas semelhantes, agrupadas por índice de complexidade socioeconômica. A metodologia regulatória é definida no Submódulo 2.6 do PRORET⁵³.

Por conta da definição das perdas não-técnicas eficientes por concessão, é possível comparar o valor apurado com o indicador regulatório. A empresa que não consegue reduzir suas perdas não-técnicas abaixo do valor regulatório é penalizada, pois é remunerada na tarifa por valor insuficiente para cobrir seus custos com compra de energia.

Considerando todas as distribuidoras brasileiras, as perdas não técnicas anuais foram da ordem de 14% a 17% entre 2008 e 2018 (Gráfico 12), sempre abaixo do que seria um limite regulatório teórico para o país.

⁵³ Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>

Gráfico 12 - Evolução das perdas não-técnicas Brasil 2008-2018



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL (2019)

Algumas ações utilizadas para o combate e prevenção das perdas incluem a mudança de configuração da rede, instalação de medidores e automação na rede, uso de modelos estatísticos para mapeamento de possíveis fraudadores e inspeções das unidades consumidoras suspeitas.

Os principais impactos das perdas não técnicas são:

- a) econômicos: subsidiadas pelos clientes em situação regular, sendo que os consumidores irregulares não possuem incentivos via preço para diminuir seus consumos. Por estas razões, a PNT causa aumento da tarifa média de energia da concessão;
- b) técnicos: a presença de consumidores irregulares prejudica o adequado planejamento e operação da rede, o que impacta em aumento das perdas técnicas e diminuição da vida-útil de equipamentos.

4.1.5. Custos Operacionais e Investimentos

Os custos envolvidos para que a distribuidora opere na qualidade estipulada pelo regulador são de natureza operacionais (OPEX) e de investimento em capital (CAPEX). Os gastos com capital têm como objetivo substituir equipamentos que estão

em sua vida útil, expandir o sistema com novas instalações (rede, postes e transformadores) e em melhorias (melhores padrões de construção).

Os custos e despesas operacionais são aqueles associados às atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas da distribuidora, ou seja, no geral, são gerenciáveis. Neste trabalho os custos com PMSO (pessoal, materiais, serviços de terceiros e outras despesas) será tratado como referência de custos operacionais.

O componente tarifário dos custos operacionais de cada distribuidora é definido pela ANEEL por meio do método de *benchmarking* que estima os custos eficientes de cada concessão. São utilizadas como variáveis da metodologia as características das áreas de concessão, como comprimentos das redes, mercado e número de consumidores, índice de perdas não técnicas e índice de qualidade.

O modelo de *benchmarking* atual é o de análise envoltória de dados (DEA – *Data Envelopment Analysis*), que substituiu o antigo modelo de empresa de referência. Na Tabela 24 são apresentados os diferentes tratamentos regulatórios para os custos operacionais que foram adotados pela ANEEL nos ciclos de revisão tarifária das distribuidoras.

Tabela 24 - Evolução do tratamento regulatório dos custos operacionais no Brasil

	Assinatura Contratos	1CRTP (2003 – 2006)	2CRTP (2007-2010)	3CRTP (2011-2014)	4CRTP (2015-2018)
Modelo Regulatório	Sem incentivo (reajuste por IGPM)	Implantação Empresa de referência	Reformulação Empresa de referência	Implantação modelo de benchmarking	Revisão modelo de benchmarking

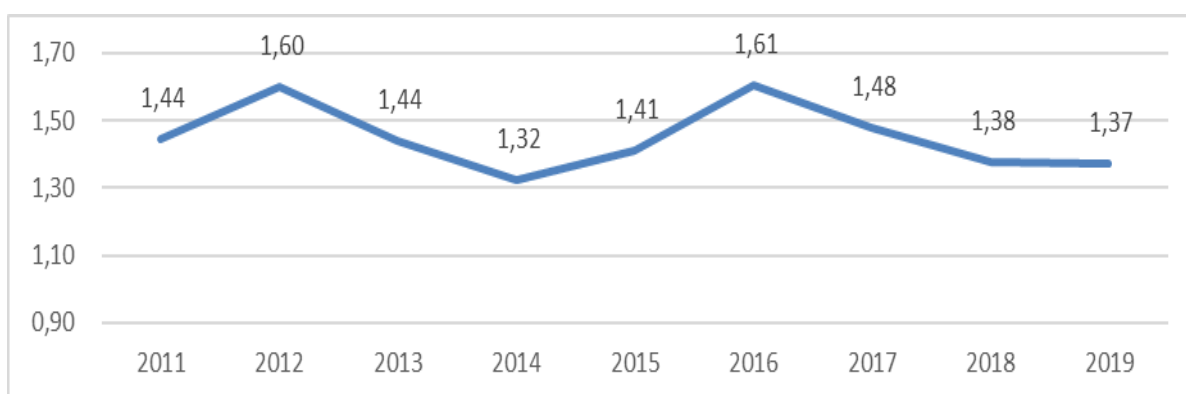
Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados de Semolini (2014)

Como os componentes tarifários dos custos operacionais são baseados em *benchmarking*, as distribuidoras possuem incentivo de redução permanente de custos, ou seja, o modelo regulatório simula um ambiente competitivo. Além deste incentivo, no Fator X existe um componente referente à trajetória de custos operacionais (T), que reajusta os ganhos anuais.

A comparação entre custos operacionais reais com o valor regulatório (que é considerado no cálculo tarifário) permite verificar se a empresa é relativamente

eficiente. No Gráfico 13 é apresentado o indicador de aproveitamento de custos operacionais (razão entre valor apurado e valor regulatório) médio das distribuidoras brasileiras de grande porte. Entre 2011 e 2019, as empresas operaram com custos operacionais na ordem de 30% a 60%, em média, superiores aos valores considerados eficientes.

Gráfico 13 - Valor médio de aproveitamento de custos operacionais de distribuidoras de grande porte para 2011-2019



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados disponibilizados pela ANEEL (2020)

Com relação ao nível de investimentos em ativos fixos (CAPEX), a razão entre investimentos e a receita líquida da empresa (Investimentos%) é indicador simples que permite acompanhar o nível de investimentos da empresa no decorrer do tempo. A comparação desse indicador entre empresas não indica necessariamente eficiência relativa porque concessões diferentes possuem necessidade de investimentos diferentes.

O indicador Investimentos% é utilizado na análise da privatização da CELG-D.

4.1.6. Lucratividade

Para avaliação do resultado operacional é frequentemente utilizado o EBITDA⁵⁴ ajustado, que apresenta o potencial de geração de caixa proveniente de ativos operacionais (NETO, 2015, p. 224).

No caso das distribuidoras, existe no modelo tarifário o EBITDA regulatório, que seria o EBITDA esperado caso a empresa opere de modo eficiente. A relação entre o valor apurado e o regulatório é como a Agência mede a eficiência da empresa. Para comparações também é utilizada a margem EBITDA ajustado, razão entre EBITDA ajustado e receita líquida.

4.2. Dados e Metodologia

Nesta seção são apresentados os dados utilizados nas análises e metodologia adotada.

4.2.1. Dados Utilizados

Para o estudo são utilizados indicadores de 34 empresas de distribuição, que representam 97% do mercado brasileiro de suprimento de energia. A lista (ver Tabela 25) abrange todas as empresas de grande porte do país e todos os estados brasileiros.

Nos casos das empresas privatizadas recentemente, foram utilizados apenas os dados pré-privatização. Ou seja, no caso da CELG-D, privatizada no final de 2016, são considerados apenas os indicadores até este ano, e no caso das empresas estatais federalizadas são utilizados os indicadores de até 2018. Desta forma, as comparações envolvem dados de estatais e empresas privatizadas há mais de 20 anos, para que seja captado os efeitos de longo prazo dessas políticas.

⁵⁴ No decorrer do trabalho o indicador Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (LAJIDA) é abreviado pelo termo em inglês, de uso mais comum, *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization* (EBITDA).

Tabela 25 - Lista de empresas utilizadas no estudo empírico

(continua)

Empresa	Nome Histórico	Grupo	UF	Mercado	Tipo ⁵⁵	Obs.
CEMIG-D	CEMIG	Governo MG	MG	10,14%	Estadual	
ENEL SP	ELETROPAULO	ENEL	SP	9,79%	Privado	
CPFL PAULISTA	CPFL	CPFL	SP	7,04%	Privado	
COPEL-D	COPEL	Governo PR	PR	6,83%	Estadual	
LIGHT	LIGHT	Light	RJ	6,39%	Privado	
CELESC-D	CELESC	Governo SC	SC	5,52%	Estadual	
COELBA	COELBA	Neoenergia	BA	4,58%	Privado	
ELEKTRO	ELEKTRO	Neoenergia	SP/ MS	3,90%	Privado	
EDP SP	BANDEIRANTE	EDP	SP	3,46%	Privado	
CPFL PIRATININGA	BANDEIRANTE	CPFL	SP	3,26%	Privado	
ENEL GO	CELG	ENEL	GO	3,17%	Estadual	Priv. 2016
CELPE	CELPE	Neoenergia	PE	3,14%	Privado	
ENEL CE	COELCE	ENEL	CE	2,69%	Privado	
ENEL RJ	CERJ	ENEL	RJ	2,61%	Privado	
RGE	RGE	CPFL	RS	2,26%	Privado	Fusão RGE 2019 ⁵⁶
EDP ES	ESCELSA	EDP	ES	2,24%	Privado	
RGE SUL	RGE SUL	CPFL	RS	2,08%	Privado	Fusão RGE 2019
EMT	CEMAT	Energisa	MT	1,99%	Privado	
EQTL - PA	CELPA	Equatorial	PA	1,97%	Privado	
CEEE-D	CEEE	Governo RS	RS	1,86%	Estadual	
CEB-D	CEB	Governo DF	DF	1,46%	Estadual	
EQTL - MA	CEMAR	Equatorial	MA	1,42%	Privado	

⁵⁵ As empresas privatizadas entre 2016 e 2018 são consideradas como estatais, pois o estudo utiliza apenas os dados do período pré-privatização para estas empresas.

⁵⁶ Devido a fusão da RGE e RGE Sul os dados referentes a 2019 são da empresa resultante da fusão.

Tabela 25 - Lista de empresas utilizadas no estudo empírico

(conclusão)

Empresa	Nome Histórico	Grupo	UF	Mercado	Tipo ⁵⁷	Obs.
Amazonas	CEAM / CEM	Oliveira Energia	AM	1,33%	Federalizada	Priv. 2018
COSERN	COSERN	Neoenergia	RN	1,29%	Privado	
EMS	ENERSUL	Energisa	MS	1,22%	Privado	
EPB	SAELPA	Energisa	PB	1,02%	Privado	
EQTL - AL	CEAL	Equatorial	AL	0,84%	Federalizada	Priv. 2018
ESE	ENERGIPE	Energisa	SE	0,82%	Privado	
EQTL - PI	CEPISA	Equatorial	PI	0,81%	Federalizada	Priv. 2018
ERO	CERON	Energisa	RO	0,72%	Federalizada	Priv. 2018
ETO	CELTINS	Energisa	TO	0,53%	Privado	
EAC	ELETROACRE	Energisa	AC	0,24%	Federalizada	Priv. 2018
CEA	CEA	Governo AP	AP	0,24%	Estadual	
Roraima Energia	Boa Vista	Oliveira Energia	RR	0,21%	Federalizada	Priv. 2018

Fonte: Elaborado pelo autor, mercado referência ano 2018

Todos os dados utilizados no estudo foram obtidos a partir de consultas nas páginas da internet da ANEEL, principalmente do portal de indicadores⁵⁸, e a partir da base de dados de sustentabilidade econômico-financeira (ANEEL, 2020). Os indicadores são todos de base anual, com exceção do caso dos de qualidade do teleatendimento, onde o dado anual utilizado no trabalho corresponde à média dos doze valores mensais.

É importante salientar que os indicadores utilizados são reportados pelas próprias distribuidoras, mas são passíveis de fiscalização pelo órgão regulador.

⁵⁷ As empresas privatizadas entre 2016 e 2018 são consideradas como estatais, pois o estudo utiliza apenas os dados do período pré-privatização para estas empresas.

⁵⁸ <https://www.aneel.gov.br/indicadores>

Para cada indicador (ver Tabela 26) utilizam-se os dados disponíveis que abrangem período recente, concentrados entre 2010 e 2019. Dessa forma as comparações entre empresas são realizadas com dados de período que abrange os efeitos de longo prazo das privatizações realizadas entre 1995 e 2000.

Tabela 26 - Indicadores utilizados no estudo empírico

Indicadores	Dimensão	Incentivo Relacionado	Período
$DEC_{\%} = \frac{DEC_{Apurado}}{DEC_{Limite}}$	Qualidade de Serviço	Fator X, Compensações Individuais (DIC, DMIC)	2010-2019
$FEC_{\%} = \frac{FEC_{Apurado}}{FEC_{Limite}}$		Fator X, Compensações Individuais (FIC)	
$FER_{\%} = \frac{FER_{Apurado}}{FER_{Limite}}$	Qualidade Atendimento Comercial	Fator X	2014-2019
$ServCom_{\%}$		Compensações Individuais	2011-2019
IAb	Qualidade Teleatendimento	Fator X e Multa	2014-2019
ICO			
INS			
$IASC$	Satisfação do Consumidor	Fator X	2009-2010; 2012-2019
$Perdas_{\%} = \frac{PNT_{Apurado}}{PNT_{Regulatorio}}$	Eficiência Combate às Perdas	Cobertura Tarifária	2008-2019
$PMSO_{\%} = \frac{PMSO_{Apurado}}{PMSO_{Regulatorio}}$	Eficiência Custos Operacionais	Cobertura Tarifária, Fator X	2011-2019
$EBITDA_{\%} = \frac{EBITDA_{Ajustado}}{EBITDA_{Regulatorio}}$	Lucratividade	Incentivo Econômico Direto, Cobertura Tarifária	2011-2019

Fonte: Elaborado pelo autor

Todos os indicadores do estudo possuem algum tipo de regra de incentivo para a concessionária apresentar melhoria contínua do indicador. Os indicadores de

qualidade de serviço são os com maior peso no componente Q do Fator X e são diretamente relacionados com a questão das compensações individuais, portanto são considerados os mais relevantes do ponto de vista da qualidade para o cliente.

Os indicadores de perdas e custos operacionais são relacionados diretamente com a cobertura tarifária, portanto indicadores apurados acima dos valores regulatórios implicam em ganhos diretos para a empresa.

4.2.2. Metodologia de Comparação

Como forma de testar a hipótese de que as empresas privadas possuem melhores indicadores, foram realizados testes U de Wilcoxon-Mann-Whitney (WMW) a partir das amostras formadas por dados empilhados. Ou seja, um grupo contém os indicadores anuais das empresas privadas, e o segundo grupo contém os indicadores anuais das empresas estatais.

O teste de diferença entre médias, através do teste t de Student, foi descartado pois os dados não possuem distribuição normal. A normalidade foi verificada através do teste de Shapiro-Wilk com significância de 5% para cada indicador. O teste WMW seria o substituto padrão ao teste t, para duas amostras independentes, nos casos em que os requisitos do teste paramétrico não são obedecidos (FAY; PROSCHAN, 2010).

O teste U foi proposto inicialmente em 1945 por Wilcoxon como método de verificar diferenças estocásticas entre variáveis aleatórias de amostras de igual tamanho, e complementado por Mann e Whitney em 1947 para amostras de tamanhos distintos (MANN; WHITNEY, 1947).

Em resumo, na aplicação do Teste U, os valores obtidos para os dois grupos (de tamanhos n_1 e n_2) são ordenados em ordem crescente, e é calculado o valor U (ver Equação 6) de cada grupo, que depende da soma dos postos (R) da ordenação. O menor valor calculado entre U_1 e U_2 é comparado com uma tabela de valores críticos, de uma certa significância estatística, para se rejeitar a hipótese nula.

$$U_{calc} = \min \left\{ U_1 = n_1 n_2 + \frac{n_1(n_1 + 1)}{2} - R_1 \mid U_2 = n_1 n_2 + \frac{n_2(n_2 + 1)}{2} - R_2 \right\} \quad (6)$$

O teste U compara a distribuição dos ranques dos grupos estudados. No caso de grupos homogêneos a posição relativa deveria ser aleatória, é o caso da hipótese nula testada. O teste não verifica necessariamente diferenças entre medianas dos dois grupos, para isso as distribuições precisariam ter formato semelhante (BERGMANN *et al*, 2000). As distribuições dos indicadores dos grupos são avaliadas através de diagramas do tipo Box Plot. Na Tabela 27 são formalizadas as hipóteses testadas.

Tabela 27 - Teste de Hipótese: Teste-U de Mann-Whitney Unicaudal

Teste U de Mann-Whitney	
Hipótese Nula (H_0)	Grupos homogêneos, com mesmas distribuições da variável testada.
Hipótese Alternativa (H_1)	As distribuições da variável não são iguais entre os grupos. Existe tendência de melhores indicadores para algum dos grupos ⁵⁹ .

Fonte: Elaborado pelo autor

Para cada teste é verificado o p-valor, que corresponde ao menor nível de significância com que se rejeita a hipótese nula, considera-se 10% como nível de significância mínimo para rejeição da hipótese nula.

Este mesmo tipo de teste é realizado em 3 análises de caso:

- a) comparação de empresas privadas e estatais;
- b) comparação de empresas privadas e estatais selecionadas de economia mista;
- c) comparação de empresas privadas e estatais do Rio Grande do Sul.

A segunda análise consiste em comparar as empresas privadas com um subgrupo de empresas estatais, as de economia mista com elevada participação de capital privado em sua composição acionária: CEMIG-D (MG), COPEL-D (PR) e CELESC-D (SC). Estas três empresas correspondem a mais de 20% do mercado de energia das distribuidoras e não existem planos formalizados para suas privatizações.

A terceira análise tem como objetivo comparar a performance das distribuidoras criadas a partir da reestruturação da estatal CEEE em 1997, sendo duas privadas,

⁵⁹ A depender do tipo do indicador, é verificado se os valores são maiores ou menores. Por exemplo, no caso de um indicador como a lucratividade, quanto maior melhor, portanto é verificado se o grupo das empresas privadas possui indicador numericamente maior.

que passaram por fusão em 2019, e uma estatal. Esta análise permite avaliar três empresas de tamanhos semelhantes que atuam no mesmo estado brasileiro e verificar se a decisão de manter uma distribuidora estatal trouxe benefícios no caso específico.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados empíricos do trabalho e discussões, organizados em cinco tópicos:

- a) comparação de indicadores de empresas privadas e estatais;
- b) caso do Rio Grande do Sul: impactos da cissão da antiga CEEE;
- c) caso do Grupo Rede: Impacto da troca de controle no setor privado;
- d) análise da privatização recente da CELG-D;
- e) análise do fluxo do acionista das empresas estatais.

5.1. Comparação Distribuidoras Privadas e Estatais

As estatísticas descritivas da base de dados e os valor-p das comparações entre amostras são apresentados na Tabela 28, os resultados são analisados e discutidos nas próximas subseções. Conforme exposto no capítulo anterior, as amostras correspondem aos indicadores anuais empilhados e considera-se como 10% o mínimo valor-p de significância para se rejeitar a hipótese nula.

No geral, as empresas privadas possuem melhores indicadores com relação ao grupo de empresas estatais, com exceção de dois indicadores de teleatendimento, onde não há diferença estatística relevante entre grupos (ICO), ou o indicador das empresas estatais é ligeiramente superior (INS).

Já na comparação entre empresas privadas e as três estatais selecionadas de economia mista os resultados são distintos:

- a) não existem diferenças estatísticas entre os grupos para os indicadores comerciais e no caso do indicador DEC%;
- b) as estatais selecionadas possuem melhores indicadores IAb, INS e IASC;
- c) nos casos dos indicadores relacionados à FEC%, gestão de perdas, custos operacionais e lucratividade, as empresas privadas possuem melhores resultados e existem diferenças estatísticas entre grupos.

Tabela 28 - Estatística descritiva da base de dados utilizada no estudo empírico

Indicador	Tipo Empresa ⁶⁰	N	Média	Mediana	Desvio Padrão	Mínimo	Máximo
<i>DEC</i> _%	Estatual	121	1,32	1,14	0,48	0,54	2,84
	Privado	209	1,08	0,96	0,41	0,45	3,50
	Est. Selec.	30	0,98	0,99	0,11	0,72	1,17
<i>FEC</i> _%	Estatual	121	1,02	0,90	0,56	0,42	4,06
	Privado	209	0,60	0,57	0,20	0,31	1,86
	Est. Selec.	30	0,63	0,63	0,10	0,47	0,84
<i>FER</i> _%	Estatual	69	1,74	0,60	6,37	0,05	48,32
	Privado	125	0,51	0,38	0,40	0,12	3,79
	Est. Selec.	18	0,46	0,40	0,21	0,23	0,87
<i>ServCom</i> _%	Estatual	107	6,29	4,14	5,54	0,14	29,35
	Privado	188	3,35	2,60	2,70	0,15	14,93
	Est. Selec.	27	3,00	2,34	2,51	0,14	9,98
<i>IAb</i>	Estatual	69	3,28	1,49	4,34	-	22,17
	Privado	125	1,65	1,43	1,08	0,21	6,50
	Est. Selec.	18	1,56	1,12	1,61	0,26	7,40
<i>ICO</i>	Estatual	69	1,40	-	3,35	-	13,51
	Privado	125	0,40	0,03	0,84	-	4,24
	Est. Selec.	18	0,89	0,20	1,92	-	8,27
<i>INS</i>	Estatual	69	88,90	91,93	10,69	44,04	100,00
	Privado	125	89,54	89,15	3,88	81,08	98,48
	Est. Selec.	18	90,99	90,81	4,90	75,70	98,20
<i>IASC</i>	Estatual	121	58,91	59,11	9,73	32,92	80,69
	Privado	209	62,64	63,75	7,47	35,47	78,98
	Est. Selec.	30	68,54	68,58	5,58	59,11	80,69
<i>Perdas</i> _%	Estatual	147	1,67	1,52	0,64	0,45	3,97
	Privado	251	1,25	1,18	0,74	0,12	6,29
	Est. Selec.	36	1,32	1,28	0,43	0,45	2,47
<i>PMSO</i> _%	Estatual	101	2,08	1,63	1,35	0,69	8,86
	Privado	188	1,11	1,06	0,27	0,66	2,59
	Est. Selec.	27	1,33	1,33	0,15	1,09	1,63
<i>EBITDA</i> _%	Estatual	101	- 1,50	- 0,49	4,11	- 29,95	1,83
	Privado	187	1,00	1,04	0,40	- 1,50	1,86
	Est. Selec.	27	0,58	0,67	0,31	- 0,59	0,92

Fonte: Elaborado pelo autor

⁶⁰ As estatais selecionadas são as três companhias estaduais de economia mista com elevada participação privada no capital acionário: CEMIG-D, COPEL-D e CELESC-D. O grupo de empresas estatais também contém dados destas três empresas.

5.1.1. Resultados

Na Tabela 29 são apresentados os resultados das comparações para os indicadores. As medianas são utilizadas como forma de medida de tendência central de cada grupo e a rejeição da hipótese nula indica diferença entre os grupos. Os resultados de p-valor marcados em verde estão abaixo do valor mínimo de 10% para rejeição da hipótese nula.

Tabela 29 - Resultados das comparações dos indicadores

Indicador	Medianas			Comparação Priv. X Estatal		Comparação Priv. X Estat. Seleccionadas	
	Estat.	Priv.	Estat. Selec.	Diferença Medianas ⁶¹	p-valor	Diferença Medianas	p-valor
<i>DEC</i> _%	1,14	0,96	0,99	-15,9%	< 0,01	-2,9%	0,480
<i>FEC</i> _%	0,90	0,57	0,63	-36,8%	< 0,01	-9,3%	0,028
<i>FER</i> _%	0,60	0,38	0,40	-35,7%	< 0,01	-3,8%	0,470
<i>ServCom</i> _%	4,14	2,60	2,34	-37,2%	< 0,01	11,1%	0,259
<i>IAb</i>	1,49	1,43	1,12	-4,3%	0,081	27,7%	0,074
<i>ICO</i>	-	0,03	0,20	NA	0,107	-83,7%	0,048
<i>INS</i>	91,93	89,15	90,81	-3,0%	< 0,01	-1,8%	0,021
<i>IASC</i>	59,11	63,75	68,58	7,8%	< 0,01	-7,0%	< 0,01
<i>Perdas</i> _%	1,52	1,18	1,28	- 22,5%	< 0,01	- 7,9%	0,047
<i>PMSO</i> _%	1,63	1,06	1,33	- 34,9%	< 0,01	- 20,7%	< 0,01
<i>EBITDA</i> _%	- 0,49	1,04	0,67	311,5%	< 0,01	55,1%	< 0,01

Fonte: Elaborado pelo autor

Para o indicador DEC% os resultados indicam que o grupo das empresas privadas possui melhores indicadores que as empresas estatais, a diferença entre medianas é de 15,9%. As estatais seleccionadas de economia mista, ao contrário, possuem indicadores semelhantes às empresas privadas, o teste estatístico indica que não há diferença entre estes dois grupos. O Gráfico 14 apresenta o diagrama Box Plot⁶² dos indicadores DEC% dos três grupos.

No caso do indicador FEC% as empresas privadas possuem melhores resultados que as estatais, com uma diferença de 36,8% entre medianas. O resultado também é

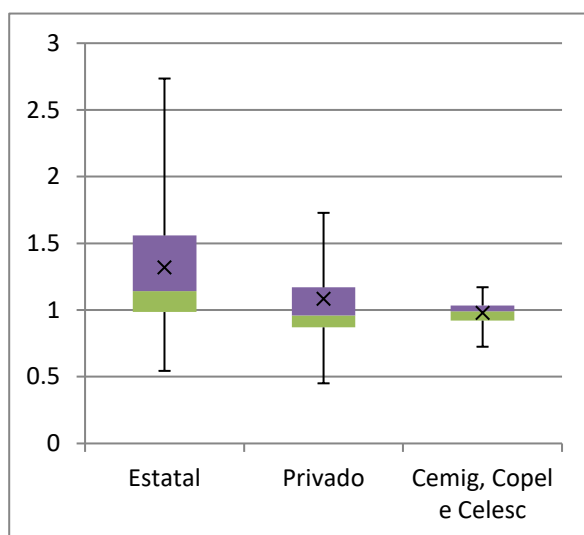
⁶¹ Valor apresentado corresponde a: $(Indicador_{Privado} - Indicador_{Estatal}) / Indicador_{Estatal}$

⁶² Nos gráficos Box Plot apresentados os limites inferior e superior desconsideram os valores atípicos (*outliers*) e o símbolo "x" indica a média.

positivo para o grupo das empresas privadas na comparação com as estatais selecionadas, com diferença de 9,3% entre medianas. O Box Plot do Gráfico 15 indica como a distribuição de valores do grupo privado é diferente dos demais grupos.

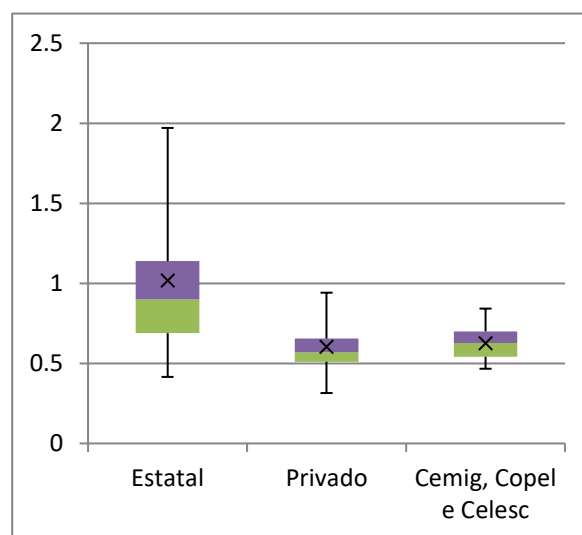
Os resultados apresentados indicam que as empresas privadas possuem melhor aproveitamento regulatório nos indicadores de qualidade de serviço que as estatais, porém a vantagem das empresas privadas existe apenas para o FEC% quando a comparação é feita entre empresas privadas e as estatais selecionadas. As melhores companhias recebem benefícios econômicos no Fator X e redução nas compensações individuais.

Gráfico 14 - Box Plot Indicador DEC%



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL

Gráfico 15 - Box Plot Indicador FEC%



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL

No caso dos indicadores comerciais FER% e ServCom% o grupo das empresas privadas possui melhores resultados que as empresas estatais, as diferenças entre medianas são respectivamente 35,7% e 37,2%. O teste estatístico indica que não há diferença entre o grupo de empresas privadas e as estatais selecionadas nestes indicadores.

Os diagramas Blox Plot dos Gráfico 16 Gráfico 17 mostram as distribuições de indicadores dos grupos. No caso do grupo de estatais, a média do FER% é muito maior que a mediana devido aos dados atípicos da companhia CEA (AP).

Os resultados para os indicadores ServCom% e FER% apontam benefício de qualidade comercial para o consumidor de concessões das empresas privadas e nas estatais de economia mista, ou seja, menos reclamações (normalizadas com relação à referência regulatória) e mais processos atendidos no prazo. As melhores empresas são beneficiadas economicamente pela redução de compensações individuais (prazo comercial) e no Fator X (FER%).

Gráfico 16 - Box Plot Indicador FER%

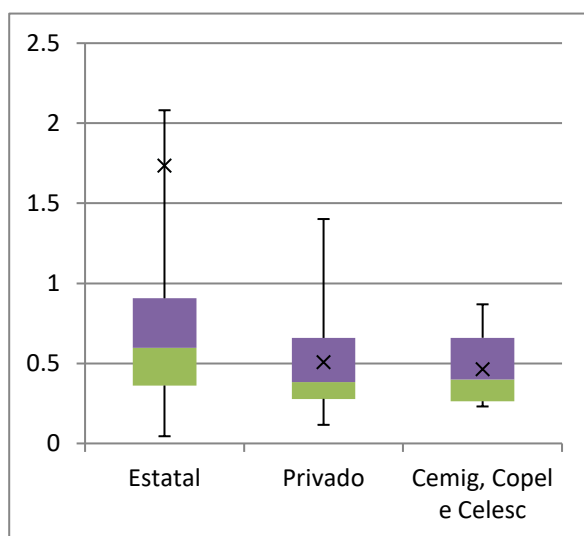
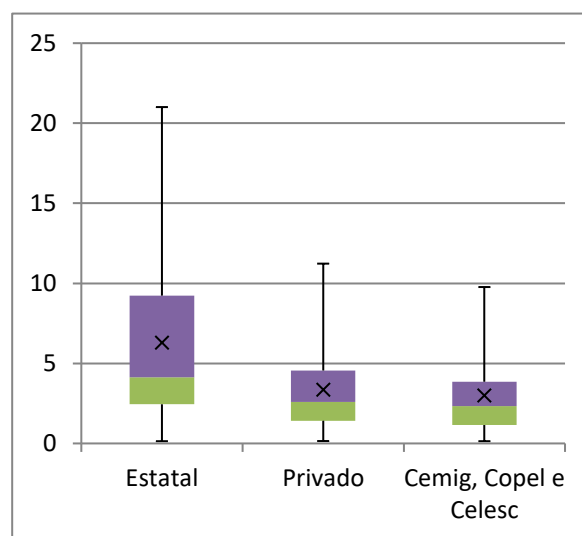


Gráfico 17 - Box Plot Indicador ServCom%



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL

No caso da qualidade do teleatendimento os três grupos apresentam indicadores, no geral, dentro dos referenciais regulatórios e com diferenças pouco relevantes na prática.

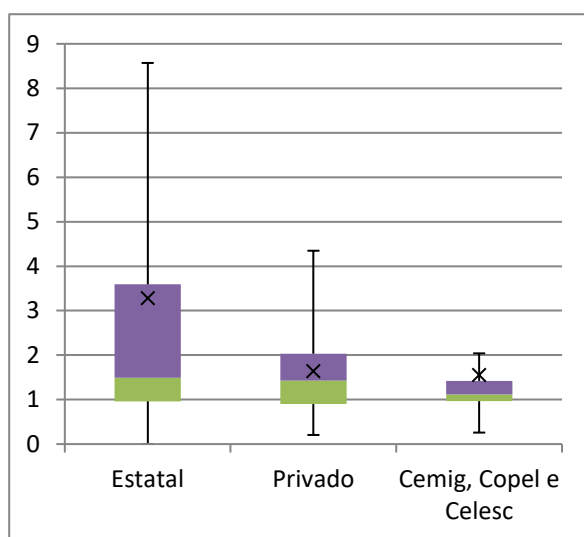
A maioria das empresas estatais e privadas conta com um indicador ICO (chamadas ocupadas) relativamente baixo, principalmente para os últimos anos do estudo, desta forma o teste estatístico indica que não há diferença entre os grupos. Na comparação entre empresas privadas e as estatais selecionadas o teste estatístico indica diferença entre grupos, porém como ambos os grupos possuem resultados próximos de zero, considera-se que neste indicador não existe diferença relevante.

O resultado da comparação para o indicador IAb (chamadas abandonadas) demonstra que existem diferenças entre os grupos de empresas privadas e estatais, com

resultados ligeiramente melhores para o grupo das empresas privadas, a diferença entre medianas é de 4,3%. No caso da comparação entre privadas e as estatais selecionadas o resultado é inverso, a mediana do indicador do grupo de empresas privadas é 27,7% superior, ou seja, pior. No Gráfico 18 é apresentado o diagrama Box Plot dos grupos para o indicador IAb.

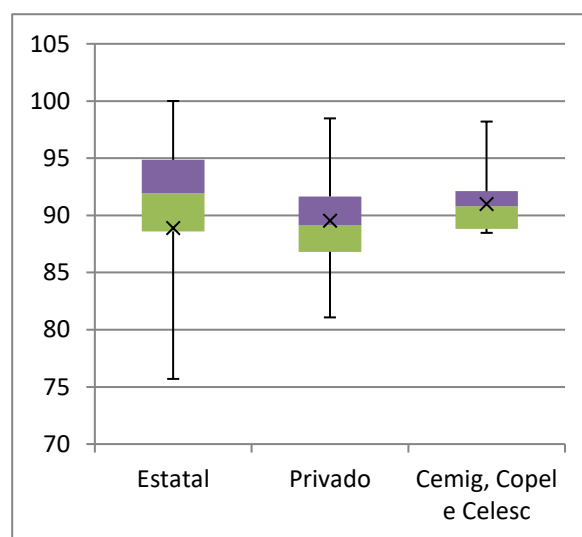
Para o indicador INS (nível de serviço) os testes estatísticos indicam diferenças entre os grupos de empresas privadas e estatais, e entre privadas e as estatais selecionadas. Nestes casos as empresas privadas possuem indicadores no geral piores, com medianas inferiores, porém as diferenças são relativamente pequenas, de 3% com relação às estatais no geral, e de 1,8% com relação às estatais selecionadas. No Gráfico 19 é apresentado o diagrama Box Plot dos grupos para o indicador INS.

Gráfico 18 - Box Plot Indicador IAb



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL

Gráfico 19 - Box Plot Indicador INS

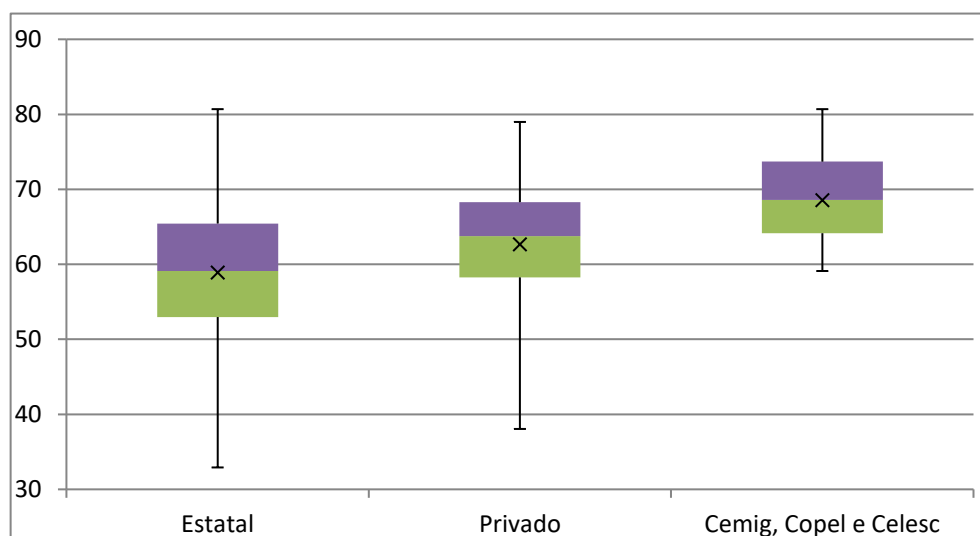


Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL

O grupo das estatais de economia mista possui melhor distribuição do indicador IAb que o grupo de empresas privadas, isto implica em menos ligações abandonadas para os clientes atendidos na concessão, e ganhos econômicos diretos pelo Fator X. Como, no geral, as empresas possuem indicadores apurados inferiores ao limite regulatório, não há pagamento de multas.

Para o indicador IASC (satisfação do consumidor) o teste estatístico indica diferença entre os grupos de empresas privadas e estatais, a mediana das empresas privadas é 7,8% superior. No caso da comparação entre o grupo de empresas privadas e o grupo de estatais selecionadas também há diferença, a mediana do grupo de empresas privadas é 7,0% inferior com relação ao grupo das melhores estatais. No Gráfico 20 é apresentado o diagrama Box Plot dos grupos para este indicador.

Gráfico 20 - Box Plot Indicador IASC



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL

Os maiores valores apurados para o indicador IASC mostra que a satisfação do consumidor dos clientes residenciais é superior no caso do grupo de empresas privadas com relação às estatais. As melhores companhias recebem os benefícios econômicos no Fator X devido a esta vantagem relativa.

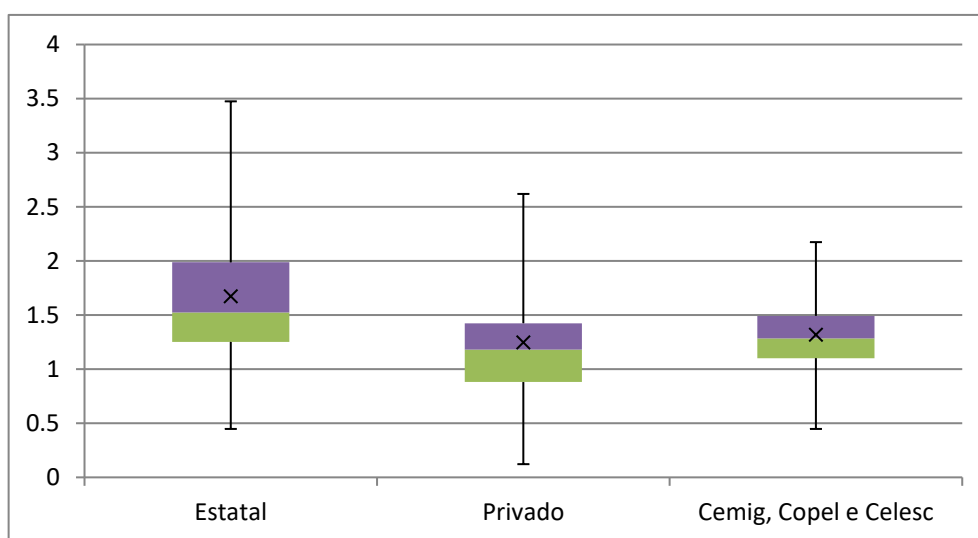
No indicador de combate às perdas não técnicas, Perdas%, o grupo das empresas privadas possui melhores resultados, a mediana do indicador é 22,5% inferior ao grupo das empresas estatais. A diferença também existe na comparação com as estatais selecionadas, mas a diferença de mediana neste caso é menor, de 7,9%. No Gráfico 21 é apresentado o Box Plot dos grupos para Perdas%, o diagrama indica que a distribuição dos indicadores das empresas privadas está abaixo dos demais grupos.

O melhor resultado relativo das empresas privadas para Perdas% indica um melhor aproveitamento na cobertura tarifária, porém, pelo que se verifica pelo valor da

mediana e pelo gráfico Box Plot, a maioria das empresas, mesmo do grupo privado, conta com valores apurados superiores aos limites regulatórios.

Devido ao modelo regulatório de *benchmarking* das perdas não técnicas, as melhores empresas, que fazem parte do grupo das companhias privadas, pressionam os limites regulatórios de todas as distribuidoras. Este mecanismo contribui para a redução das tarifas.

Gráfico 21 - Box Plot Indicador Perdas%



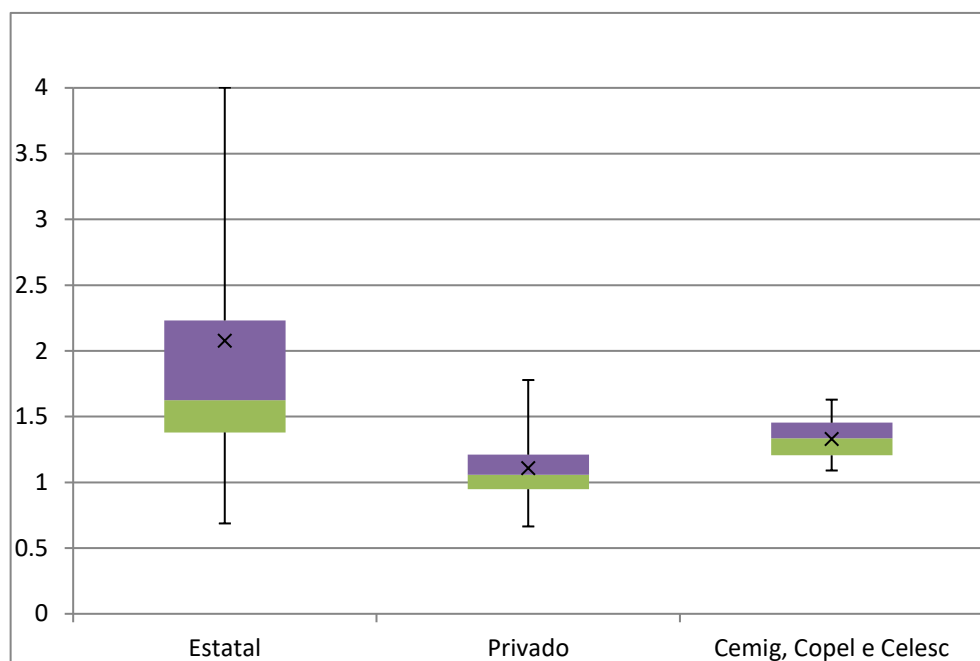
Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL

No atendimento dos custos operacionais as empresas privadas também possuem melhores resultados que as estatais. A mediana do indicador PMSO% do grupo das empresas privadas é 34,9% inferior à mediana do grupo das estatais. A diferença na comparação com as estatais selecionadas é inferior, mas relevante, de 20,7%. No Gráfico 22 é apresentado o diagrama Box Plot deste indicador para os grupos.

O melhor aproveitamento regulatório permite maior cobertura tarifária dos custos envolvidos. A manutenção dos custos apurados próximos da cobertura regulatória é fundamental para que a empresa consiga ter lucro operacional.

Como no caso das perdas não técnicas, o modelo de *benchmarking* existente cria um mecanismo de competição e as melhores empresas, que fazem parte do grupo das companhias privadas, pressionam as referências regulatórias e contribuem com a redução das tarifas nas demais concessões.

Gráfico 22 - Box Plot Indicador PMSO%



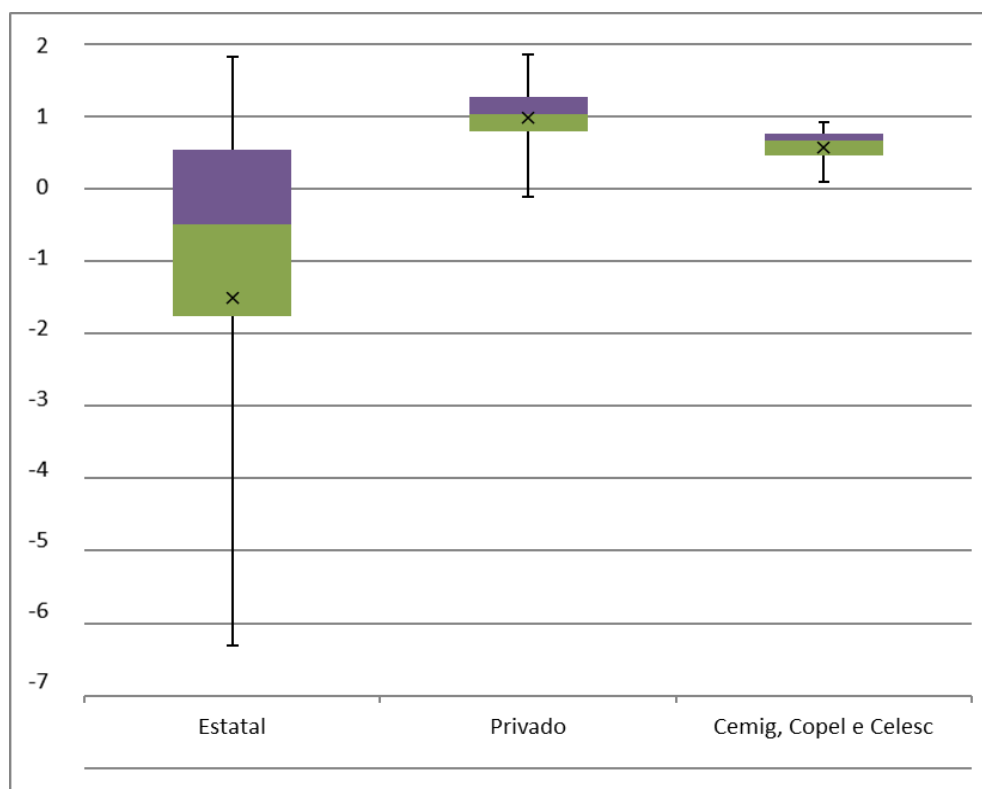
Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL

No indicador de lucratividade ajustada, EBITDA%, existem as maiores diferenças entre os grupos estudados. Para a maior parte das empresas privadas o lucro operacional ajustado é próximo da referência regulatória, a mediana do EBITDA% é de 1,04 para este grupo. No caso das distribuidoras estatais a maioria apresenta prejuízo operacional, com mediana de -0,49. O grupo das estatais selecionadas apresenta um EBITDA% positivo, porém a mediana do grupo é de 0,67. No Gráfico 23 é apresentado o diagrama Box Plot dos grupos.

O resultado de lucro operacional da distribuidora depende diretamente dos processos relacionados aos demais indicadores estudados, em particular a cobertura tarifária dos custos operacionais e perdas, e atendimento regulatório dos indicadores de qualidade.

A geração de lucro operacional é fundamental para que a empresa tenha recursos para investimentos e na melhoria de processos de forma sustentável. O baixo lucro operacional das estatais gera um ciclo de falta de investimentos, que causa a deterioração dos indicadores de qualidade e agrava o problema econômico.

Gráfico 23 - Box Plot Indicador EBITDA%



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL

5.1.2. Análise Atendimento Regulatório

Os resultados apresentados na seção anterior confirmam que as distribuidoras privatizadas possuem melhores indicadores que o grupo das empresas estatais. Além da performance relativa entre os grupos é relevante verificar as diferenças no atendimento regulatório.

A Tabela 30 contém os indicadores médios das empresas para os períodos correspondentes (períodos citados na Tabela 26). Importante salientar que devido as trocas de controlador, por exemplo do Grupo AES e Grupo Rede, os resultados não necessariamente refletem a gestão atual das companhias.

Tabela 30 - Indicadores médios por empresa

Empresa	DEC %	FEC %	FER %	IAb	INS	Perdas %	PMSO %	EBITDA %
Amazonas	0,95	0,68	1,36	3,77	89,78	2,62	2,61	-8,21
Boa Vista	1,25	2,07	0,78	0,65	97,37	1,23	4,96	-3,67
CEA	1,91	1,39	12,52	3,30	89,07	1,35	1,89	-1,89
CEAL	1,61	1,08	0,19	2,12	92,93	1,81	1,74	-1,17
CEB-D	1,23	1,04	0,43	0,80	93,23	1,52	1,74	0,27
CEEE-D	1,49	0,99	0,89	12,99	63,36	2,34	2,49	-0,87
CELESC-D	0,97	0,69	0,29	2,18	92,29	1,43	1,34	0,45
CELG-D	1,96	1,31	1,11	6,85	80,38	1,58	1,41	0,05
CEMIG-D	1,02	0,53	0,69	1,14	90,12	1,31	1,26	0,71
CEPISA	1,28	0,91	1,15	3,76	90,29	1,91	1,44	-1,67
CERON	1,26	0,92	0,54	2,81	92,08	2,07	2,53	-3,82
COPEL-D	0,94	0,66	0,41	1,34	90,55	1,22	1,40	0,58
ELETROACRE	1,45	1,10	0,97	1,99	93,81	1,46	2,17	-1,18
CELPE	1,14	0,50	0,28	2,10	86,22	1,17	1,24	0,68
COELBA	1,20	0,52	0,38	2,93	85,57	1,04	1,07	1,05
COSERN	0,89	0,50	0,30	1,91	87,34	0,53	0,91	1,26
CPFL PAULISTA	0,86	0,61	0,32	1,18	91,98	1,13	1,03	1,13
CPFL PIRATININGA	0,93	0,60	0,44	0,88	92,48	1,46	1,05	1,11
EDP ES	0,89	0,57	0,58	0,65	95,21	1,51	1,14	0,87
EDP SP	0,96	0,63	0,57	0,75	94,69	1,25	1,09	0,92
ELEKTRO	0,93	0,56	0,23	1,46	88,99	2,16	0,88	1,24
EMS	0,89	0,51	0,57	1,03	91,07	1,59	1,33	0,72
EMT	1,01	0,67	0,43	2,19	88,59	1,42	1,27	0,84
ENEL CE	0,78	0,45	0,87	2,68	86,87	1,34	0,85	1,29
ENEL RJ	1,63	0,89	0,36	1,77	87,85	1,16	1,36	0,82
ENEL SP	1,44	0,68	0,65	1,40	88,82	0,95	1,28	0,86
EPB	0,84	0,42	0,63	2,14	87,93	0,79	0,86	1,46
EQTL - MA	0,71	0,41	0,33	2,74	86,23	0,84	1,01	1,22
EQTL - PA	1,78	1,00	0,57	2,63	85,24	1,23	1,22	0,35
ESE	1,04	0,63	0,42	1,41	89,82	0,73	0,89	1,45
ETO	1,07	0,55	0,68	1,41	90,47	1,89	1,08	1,00
LIGHT	1,40	0,73	0,98	0,92	89,36	1,26	1,54	0,60
RGE	1,09	0,59	0,46	0,87	77,63	1,41	0,95	0,90
RGE SUL	1,27	0,63	0,56	1,09	77,51	1,40	1,14	1,04

Fonte: Elaborado pelo autor

O grupo das empresas privadas possui maior proporção de atendimento regulatório em todos os indicadores estudados, na Tabela 31 são apresentados estes resultados.

Os destaques positivos são para os indicadores FEC%, FER%, IAb e INS, nestes praticamente todas as empresas privadas atendem a referência regulatória e o aproveitamento das empresas estatais é acima de 50%.

Os destaques negativos são para os indicadores de perdas não técnicas, custos operacionais e lucratividade. Nestes casos, nenhuma empresa estatal apresenta resultados apurados superiores à referência regulatória correspondente.

Tabela 31 - Comparação do nível de atendimento regulatório dos indicadores entre estatais e companhias privatizadas

		DEC %	FEC %	FER %	IAb ⁶³	INS ⁶⁴	Perdas %	PMSO %	EBITDA %
Mediana	Priv.	0,96	0,57	0,38	1,43	89,15	1,18	1,06	1,04
	Estatal	1,14	0,90	0,60	1,49	91,93	1,52	1,63	- 0,49
10 Melhores	Priv.	9	9	7	7	4	9	10	10
	Estatal	1	1	3	3	6	1	0	0
10 Piores	Priv.	4	1	2	4	8	3	1	0
	Estatal	6	9	8	6	2	7	9	10
Proporção de empresas que atendem a referência regulatória	Priv.	48%	100%	100%	100%	90%	24%	29%	48%
	Estatal	23%	54%	69%	85%	85%	0%	0%	0%

Fonte: Elaborado pelo autor

5.1.3. Avaliação Qualidade X Lucratividade

A comparação simultânea das empresas no quesito qualidade, sintetizado pelo indicador 1-DGC, e lucratividade, dada pela margem EBITDA ajustado, permite alocar as empresas em quatro possíveis quadrantes, de forma semelhante ao proposto por Silvestre (2010).

O indicador de qualidade, no eixo X, é de maior interesse dos consumidores e a lucratividade, no eixo Y, é o interesse principal dos acionistas. As empresas situadas

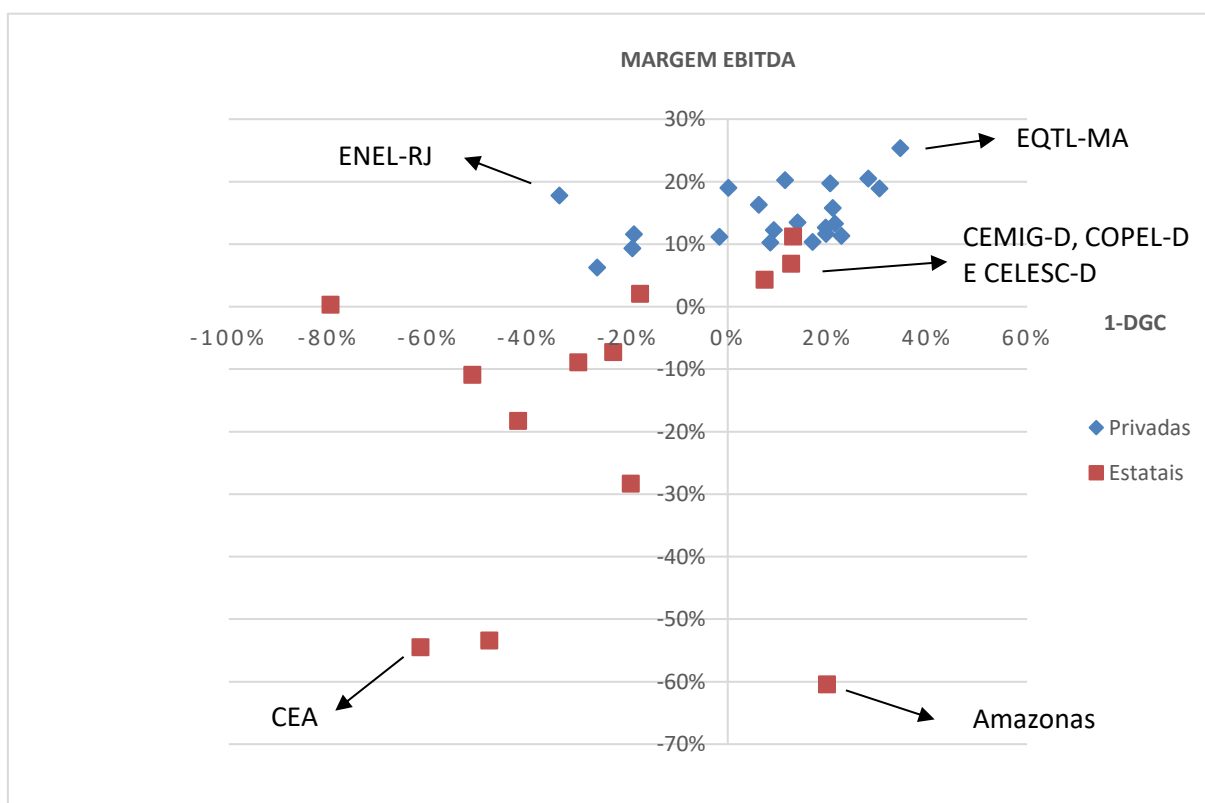
⁶³ O limite regulatório (máximo) do indicador IAb é de 4%.

⁶⁴ O limite regulatório (mínimo) do indicador INS é de 85%.

no primeiro quadrante conseguem superar as exigências regulatórias mínimas de qualidade de serviço e geram lucro operacional. No terceiro quadrante ficam situadas as empresas que não atendem o quesito de qualidade e não geram lucro operacional.

No Gráfico 24 é apresentado a posição das empresas estudadas, os valores são as médias do período de 2011 a 2019.

Gráfico 24 - Quadro qualidade X lucratividade das distribuidoras estatais e privadas



Fonte: Elaborado pelo autor

Todas as empresas privadas apresentam margem operacional positiva, e a maioria das empresas deste grupo está situada no primeiro quadrante. As estatais selecionadas de economia mista também estão no primeiro quadrante, mas em posição no geral inferior que a maioria das empresas privadas. A maioria das empresas estatais estão situadas no terceiro quadrante, com prejuízo operacional e sem atendimento às metas regulatórias.

Na Tabela 32 são apresentados os valores utilizados no quadro. A empresa com melhor aproveitamento nos dois quesitos é a Equatorial Maranhão. Esta mesma

concessão figurava entre as piores do país após a privatização em 2000 e foi recuperada a partir de 2004 pelos novos acionistas.

Tabela 32 - Dados qualidade e lucratividade: comparação entre estatais e privatizadas

Empresa	1-DGC (Interesse Consumidor)	Margem EBITDA ajustado (Interesse Empresa)	Observações
Amazonas	20%	-60%	
Boa Vista	-48%	-53%	
CEA	-62%	-54%	
CEB-D	-18%	2%	
CEEE-D	-30%	-9%	
CELESC-D	7%	4%	
CEMIG-D	13%	11%	
COPEL-D	13%	7%	
ELETROACRE	-42%	-18%	
CELG-D	-80%	0%	
CEAL	-51%	-11%	
CEPISA	-23%	-7%	
CERON	-19%	-28%	
CELPE	9%	10%	
COELBA	0%	19%	
COSERN	21%	20%	
CPFL PAULISTA	22%	13%	
CPFL PIRATININGA	20%	12%	
EDP ES	20%	13%	
EDP SP	17%	10%	
ELEKTRO	21%	16%	
EMS	23%	11%	
EMT	9%	12%	
ENEL CE	30%	19%	
ENEL RJ	-34%	18%	
ENEL SP	-19%	9%	Reflexo controle AES
EPB	28%	20%	
EQTL - MA	35%	25%	Melhores resultados
EQTL - PA	-26%	6%	Reflexo controle Grupo Rede
ESE	12%	20%	
ETO	14%	13%	
LIGHT	-19%	12%	
RGE	6%	16%	
RGE SUL	-2%	11%	Reflexo controle AES

Fonte: Elaborado pelo autor

5.2. Caso do Estado do Rio Grande do Sul

A comparação entre empresas estatais e privatizadas apresentada na seção anterior pode ser replicada para o Estado do Rio Grande do Sul. O Governo do Estado reestruturou o segmento de distribuição da estatal CEEE em três companhias de tamanho similar e duas foram privatizadas em 1997.

Na Tabela 33 é apresentada a linha do tempo de troca de controle dessas empresas, em 2019 as duas empresas privadas passaram por fusão. O Governo do Estado do Rio Grande do Sul autorizou a desestatização da CEEE-D em julho de 2019 a partir da Lei Estadual nº 15.298, e o BNDES estrutura a privatização da companhia, que detém um contrato de concessão até 2045.

Tabela 33 - Trocas de controle das distribuidoras do Rio Grande do Sul (1996-2020)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
RGE		VBC, Previ, CEA																							
AES SUL																									CPFL
CEEE	Estado do Rio Grande do Sul																								

Fonte: Elaborado pelo autor

A comparação dos indicadores das empresas privatizadas com a estatal indica se as privatizações foram positivas no Estado. Na Tabela 34 são apresentados os resultados.

Na maioria dos indicadores estudados as empresas privadas possuem melhores resultados. Nos casos do atendimento de prazos comerciais (ServCom%) e IASC o teste estatístico não rejeitou a hipótese nula, e para o indicador ICO não existe diferença relevante entre os indicadores dos grupos.

Os resultados desta análise são semelhantes à comparação geral do Brasil, as empresas privatizadas possuem melhores indicadores de qualidade, e apuram custos

operacionais e lucratividade próximos da referência regulatória. A estatal apresentou prejuízo operacional em todos os anos do estudo (2011-2019).

Tabela 34 - Resultados das comparações dos indicadores empresas do Rio Grande do Sul

Indicadores	Tipo Empresa	N	Média	Mediana	Desvio Padrão	Valor-p	Resultado
<i>DEC</i> _%	Estatal	10	1,49	1,40	0,26	< 0,01	Privatização Positiva
	Privado	19	1,18	1,17	0,19		
<i>FEC</i> _%	Estatal	10	0,99	0,94	0,16	< 0,01	Privatização Positiva
	Privado	19	0,62	0,61	0,06		
<i>FER</i> _%	Estatal	6	0,89	0,84	0,37	0,0745	Privatização Positiva
	Privado	11	0,54	0,31	0,32		
<i>ServCom</i> _%	Estatal	9	3,40	2,55	3,74	0,4163	Sem diferença estatística
	Privado	17	3,31	2,05	3,32		
<i>IAb</i>	Estatal	6	12,99	12,50	6,67	< 0,01	Privatização Positiva
	Privado	11	1,14	0,94	0,61		
<i>ICO</i>	Estatal	6	-	-	-	0,0183	Neutro
	Privado	11	0,01	0,00	0,02		
<i>INS</i>	Estatal	6	63,36	62,73	15,63	< 0,01	Privatização Positiva
	Privado	11	93,05	91,85	2,89		
<i>IASC</i>	Estatal	10	66,13	67,76	5,74	0,1887	Sem diferença estatística
	Privado	19	68,14	69,25	4,84		
<i>Perdas</i> _%	Estatal	12	2,34	2,21	0,57	< 0,01	Privatização Positiva
	Privado	23	1,40	1,42	0,28		
<i>PMSO</i> _%	Estatal	9	2,49	2,45	0,42	< 0,01	Privatização Positiva
	Privado	17	1,09	1,01	0,24		
<i>EBITDA</i> _%	Estatal	9	- 0,87	- 0,89	0,69	< 0,01	Privatização Positiva
	Privado	16	1,04	1,09	0,33		

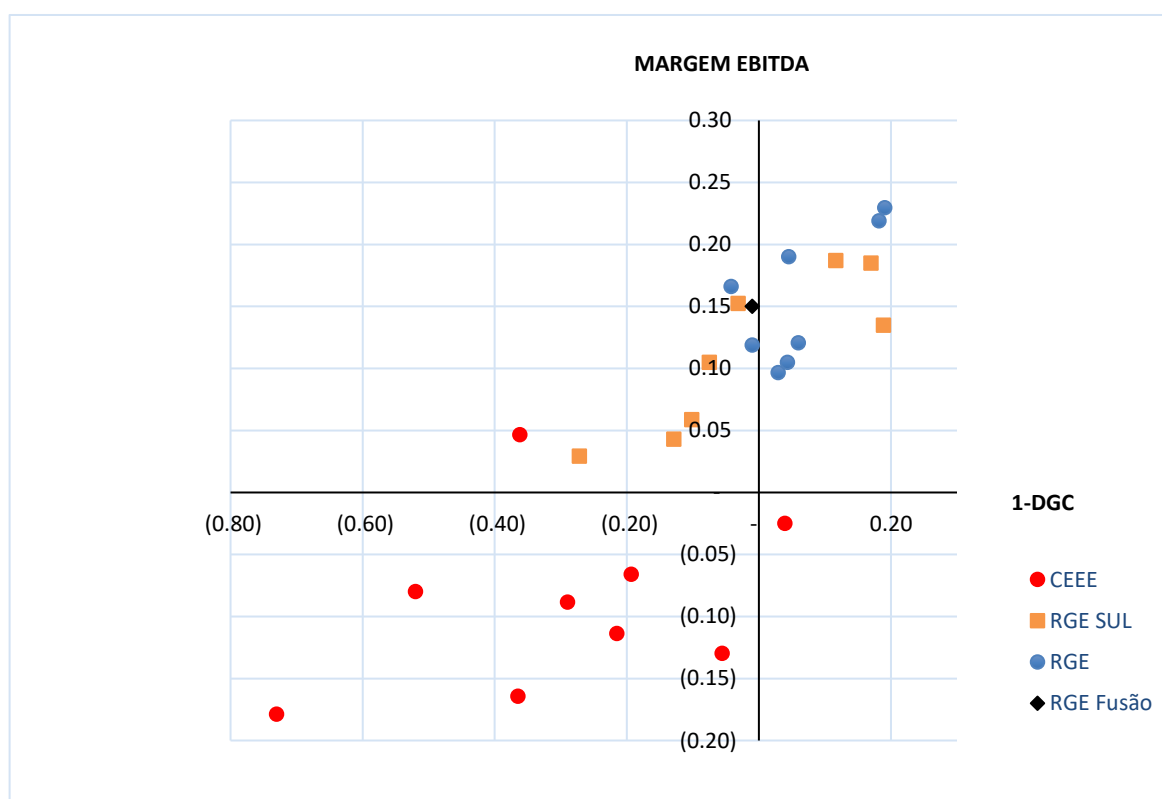
Fonte: Elaborado pelo autor

Os resultados indicam que o Estado do Rio Grande do Sul não obteve ganhos econômicos mantendo uma concessão de distribuição, visto que a empresa é deficitária. Caso a privatização da distribuição tivesse sido completa em 1997, o Estado teria arrecadado recursos adicionais e a concessionária privada provavelmente entregaria melhor qualidade para o consumidor.

Na seção 5.5. são avaliados os fluxos dos acionistas das distribuidoras estaduais. A CEEE-D não conseguiu obter lucro em suas atividades nos últimos 10 anos, portanto não gera recursos ao controlador. Ademais, a CEEE-D é a maior devedora de ICMS do Estado do Rio Grande do Sul, com dívida no valor de 3,4 bilhões em junho de 2020⁶⁵.

No Gráfico 25 é apresentado o quadro de qualidade e lucratividade⁶⁶ para as companhias gaúchas, os pontos representam dados anuais de 2011 até 2019. A RGE, controlada da CPFL, possui os melhores resultados, concentrados no primeiro quadrante. Em 2019, após a fusão, a nova concessão da RGE apresenta margem EBITDA ajustado próxima de 15% e DGC próximo de 1, enquanto a CEEE-D tem DGC apurado de 1,52 e prejuízo operacional, a margem EBITDA ajustado é de -8%.

Gráfico 25 - Quadro qualidade X lucratividade das distribuidoras do Rio Grande do Sul



Fonte: Elaborado pelo autor

⁶⁵ Dados do Governo do Estado do Rio Grande do Sul (2020).

⁶⁶ Semelhante ao discutido na seção 5.1.3.

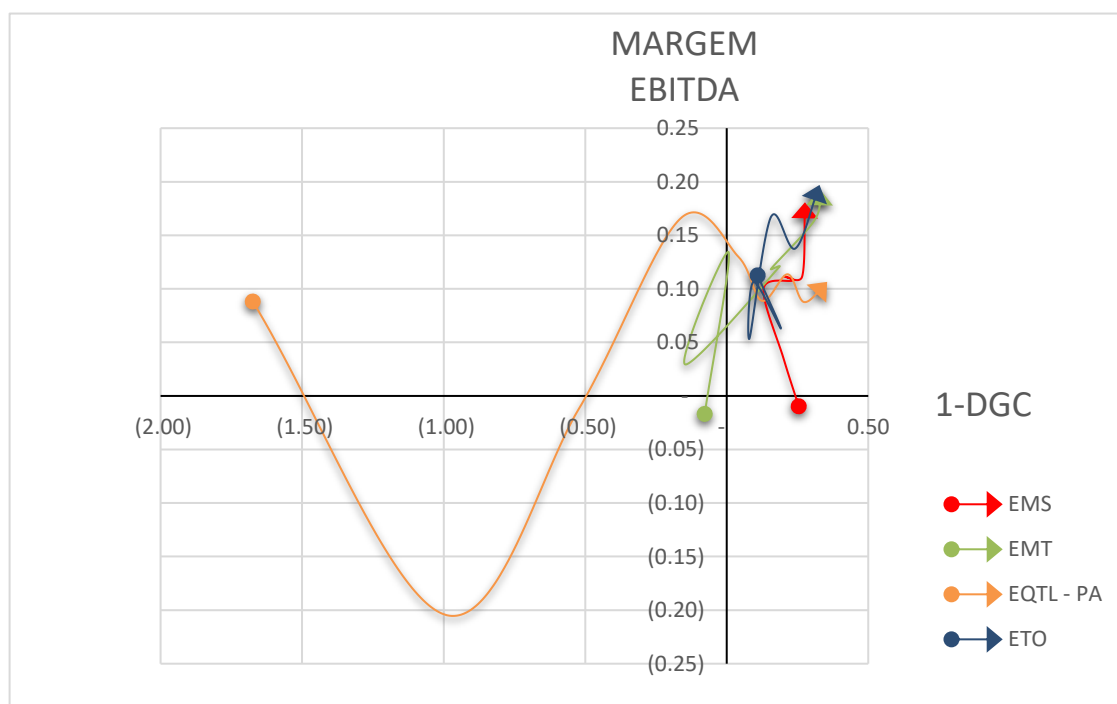
5.3. Impacto da troca de controle no Grupo Rede

Apesar dos resultados apresentados nas seções anteriores indicar melhores resultados para o grupo das empresas privatizadas, existem dois casos de privatizações com resultados negativos no curto prazo, o caso da Cemar (MA) para o grupo PP&L e as concessões do Grupo Rede, detalhados no item 3.3. deste trabalho.

Em ambos os casos o órgão regulador atuou como interventor para garantir a continuidade do serviço para a população, e na busca de grupos interessados para assumir as concessões. No caso do Grupo Rede, a concessão do Pará foi assumida pelo Grupo Equatorial e as demais empresas pelo Grupo Energisa.

No Gráfico 26 é apresentado o quadro de qualidade e lucratividade das quatro maiores concessões que faziam parte do Grupo Rede. O ponto inicial representa a posição no quadro para o ano anterior da mudança de controle, 2011 para a concessão do Pará e 2013 nos demais casos, e os pontos finais (flecha) são do ano de 2019. Todas as empresas passaram por melhorias relevantes, evoluindo para melhores posições do primeiro quadrante.

Gráfico 26 - Quadro qualidade X lucratividade das distribuidoras do extinto Grupo Rede



Fonte: Elaborado pelo autor

5.4. Impacto Privatizações Recentes: Caso CELG-D

Como apresentado no Capítulo 3, a CELG-D e parte das distribuidoras federalizadas faziam parte do PND durante o ciclo de privatizações do governo FHC, mas não tiveram processos concluídos, principalmente por conta dos riscos que o mercado enxergava após o início da crise energética em 2001. Essas empresas foram mantidas como estatais e apresentaram resultados técnicos e econômicos ruins, apesar dos investimentos realizados pelos controladores.

As privatizações da CELG-D, em 2016, e das demais empresas controladas pela Eletrobras, em 2018, tinham como objetivo a reestruturação das empresas e consequente melhoria dos indicadores. No caso da CELG-D é possível verificar a evolução de indicadores anuais de três anos pós-privatização, o que permite avaliar se os resultados esperados têm sido atingidos. Os anos de 2014 a 2016 são os três últimos de gestão estatal, desde 2012 a gestão era compartilhada entre o Estado de Goiás e a Eletrobras. Na Tabela 35 são apresentados os indicadores pré-privatização (2014-2016) e pós-privatização (2017-2019).

Tabela 35 - Evolução dos Indicadores pós-privatização da CELG-D

Indicadores	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Média Pré Priv.	Média Pós Priv.	Delta
DEC %	2,43	2,73	1,98	2,30	1,94	1,72	2,38	1,99	-16,5%
FEC %	1,64	1,59	1,27	1,37	1,10	1,08	1,50	1,18	-21,0%
FER %	1,10	1,34	0,91	0,73	0,97	0,84	1,11	0,85	-23,8%
Serv. Com.%	10,93	7,09	4,08	4,86	4,98	3,00	7,37	4,28	-41,9%
IAb	5,95	12,04	2,55	1,93	2,32	1,92	6,85	2,05	-70,0%
ICO	13,51	11,80	-	0,10	0,01	-	8,44	0,04	NA
INS	86,39	67,33	87,44	89,22	90,49	90,85	80,38	90,19	12,2%
IASC	56,75	41,25	53,04	60,69	62,18	57,16	50,35	60,01	19,2%
PNT%	2,02	1,25	1,76	1,13	1,04	1,29	1,68	1,15	-31,3%
PMSO %	1,60	1,48	1,39	1,11	0,92	1,79	1,49	1,27	-14,5%
EBITDA %	0,11	0,02	0,22	1,16	1,49	0,31	0,12	0,99	744,0%
Investimento% ⁶⁷	0,09	0,07	0,03	0,10	0,18	0,14	0,06	0,14	133,3%

Fonte: Elaborado pelo autor

⁶⁷ O indicador Investimento% seria a razão entre investimentos (Capex) e receita líquida.

A comparação dos valores médios dos períodos indica que a companhia apresentou evolução positiva em todos os indicadores estudados após a privatização. Para parte dos indicadores já existia uma tendência de melhora nos últimos anos de gestão da Eletrobras, que preparava a empresa para a desestatização.

Os indicadores da qualidade de serviço passaram por uma evolução positiva, em 2019 os valores atingiram os menores patamares dos últimos seis anos. Porém, o indicador DEC apurado da concessão ainda é muito superior à referência do modelo regulatório.

A melhoria da qualidade de serviço é um dos maiores desafios da nova concessionária, pois a CELG-D fazia parte do grupo das piores empresas pela avaliação da ANEEL. No quinto termo aditivo do contrato de concessão, assinado em no final de 2015 e que postergou a concessão para 2045, foram determinadas metas para DEC e FEC para os anos de 2016 a 2020. O sexto termo aditivo do contrato de concessão determinou novos limites para o período de 2018 a 2022. Os valores apurados e determinado pelo contrato são apresentados na Tabela 36. A empresa conseguiu manter o valor apurado abaixo do esperado, ou seja, a melhoria de qualidade tem sido mais rápida do que o esperado.

Tabela 36 - Cláusula contratual da ENEL-GO para qualidade do serviço

		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
DEC	Apurado	29,55	32,29	26,61	23,07			
	Contrato	37,48	30,33	37,48	30,33	21,53	14,11	12,18
FEC	Apurado	18,9	19,20	15,03	11,32			
	Contrato	24,55	20,22	24,55	20,22	14,88	10,39	9,22

Fonte: Elaborado pelo autor

Na qualidade comercial, a ENEL-GO conseguiu manter o FER abaixo do limite regulatório desde 2017 e o indicador ServCom% também foi reduzido em termos médios. Para o teleatendimento a ENEL-GO apresentou valores apurados de IAb, ICO e INS melhores que as respectivas referências regulatórias, mas os valores já estavam em patamares semelhantes em 2016. Os indicadores IASC e PNT% também apresentaram melhores resultados médios após a privatização e se aproximam da mediana das empresas privadas.

Os indicadores PMSO% e EBITDA% são os com maiores avanços nos dois anos após a privatização, a empresa reduziu os custos operacionais para valores próximos a referência regulatória e apresentou uma geração de caixa operacional superior ao esperado pelo modelo regulatório. Porém, em 2019, ambos indicadores apresentaram pioras e voltaram a patamares próximos do período pré-privatização.

A evolução do indicador Investimento% demonstra que o nível de investimento na concessão foi ampliado após a privatização. O aumento do investimento era um dos principais objetivos da privatização e possibilita a melhoria nos indicadores técnicos, em particular DEC% e FEC%.

5.5. Fluxo do Acionista das Estatais

Como apresentado no Capítulo 3 as empresas privatizadas em 2016 e 2018 não apresentavam resultados econômicos positivos. Nesta seção é avaliado se as distribuidoras estatais remanescentes geram benefícios econômicos aos seus controladores. Na Tabela 37 são apresentados os resultados líquidos das estatais de 2011 a 2019 e na Tabela 38 o fluxo para o acionista do mesmo período, os dados foram obtidos a partir do relatório de sustentabilidade econômico-financeira da ANEEL (2020).

As empresas CEA (AP) e CEB-D (DF) apresentam prejuízos na maior parte dos balanços e no caso da CEEE-D (RS) a empresa é deficitária em todo o período. As empresas deficitárias precisam assumir dívidas ou receber aportes para terem caixa disponível e manter a operação.

Outra característica deste grupo é que os acionistas são majoritariamente estatais: os governos estaduais e a Eletrobras⁶⁸. As três companhias apresentam um fluxo para o acionista sempre negativo, ou seja, os acionistas apenas realizam aportes, portanto no período pode-se dizer que as empresas não geraram benefícios econômicos para seus controladores. Ademais, devido aos prejuízos acumulados, estas companhias não pagam tributos federais sobre o lucro.

⁶⁸ Na seção 3.4. são apresentadas as composições acionárias das companhias listadas em bolsa.

Tabela 37 - Resultado líquido das estatais não privatizadas (em milhões de reais de 2019⁶⁹)

Ano	CEA	CEB-D	CEEE-D	CELESC-D	CEMIG-D	COPEL-D
2011	-465,85	-121,60	-372,77	307,66	862,00	479,31
2012	-326,61	-91,08	-629,19	-204,53	787,59	345,39
2013	-418,78	0,39	-466,24	40,06	328,47	148,33
2014	-129,05	-256,23	-802,29	274,23	9,63	8,85
2015	-856,37	-146,45	-908,08	-210,91	-192,77	9,21
2016	-388,78	0,22	-631,55	-119,24	-485,83	-337,86
2017	86,13	17,29	-134,17	-43,29	-197,19	309,92
2018	-152,38	-82,37	-1.051,40	62,68	395,97	335,18
2019	-327,80	3,36	-1.079,55	142,77	1.492,69	661,80
Soma Período	-2.979,52	-676,46	-6.075,25	249,45	3.000,57	1.960,13

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL.

Tabela 38 - Fluxo para o acionista das estatais não privatizadas (em milhões de reais de 2019)

Ano	CEA	CEB-D	CEEE-D	CELESC-D	CEMIG-D	COPEL-D
2011	-4,69	-39,86	0,00	80,08	597,17	45,84
2012	-18,01	-302,02	0,00	104,12	552,28	221,98
2013	-906,50	0,00	0,00	0,00	193,02	518,55
2014	-345,81	0,00	0,00	47,85	569,90	-790,23
2015	-45,05	-42,63	0,00	129,46	20,27	-1.065,04
2016	-43,88	-47,99	0,00	25,83	-359,51	608,81
2017	-43,14	-133,72	-91,98	0,00	-1.623,26	-320,01
2018	0,00	-20,49	-96,18	8,26	-1.131,76	-6,81
2019	0,00	-173,09	0,00	28,86	267,44	287,55
Soma Período	-1.407,08	-759,81	-188,16	424,46	-914,46	-499,36

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL.

No período estudado as empresas CELESC-D (SC), CEMIG-D (MG) e COPEL-D (PR) apresentaram balanços positivos e negativos, com resultados acumulados positivos. Os piores balanços foram os dos anos de 2015 e 2016, anos de recessão econômica. Apesar dessas empresas serem controladas pelos respectivos governos estaduais, parte relevante dos acionistas são entidades privadas, que possuem a maior parte das ações preferenciais.

⁶⁹ Valores das tabelas 37 e 38 atualizados pelo IPCA (IBGE).

No caso da CELESC-D a empresa gerou fluxo positivo para os acionistas em todo o período na forma de pagamento de proventos, por esta razão o fluxo acumulado foi positivo. As companhias CEMIG-D e COPEL-D também realizaram pagamento de proventos para os acionistas, mas possuem um fluxo acumulado negativo no período devido aos eventos de aumento de capital.

Apesar das três melhores estatais terem geração de caixa operacional e lucro líquido, os resultados apresentados na seção 5.1. indicam que os valores são inferiores ao esperado pelo modelo tarifário. Dessa forma, estas empresas apresentariam maior necessidade de aportes. As empresas privadas possuem resultados de geração de caixa superiores, próximos da referência regulatória, em termos médios.

Como as estatais apresentam resultados econômicos inferiores às companhias privadas, é esperado que em um leilão de venda de ações os governos estaduais consigam arrecadar mais recursos que conseguiriam obter mantendo as concessões, visto que as empresas seriam precificadas a valores de mercado.

Nos casos dos estados do Rio Grande do Sul e Minas Gerais, existe o agravante da situação fiscal. Ambos possuem um nível de endividamento crítico, com dificuldades em pagar os funcionários públicos e na realização de investimentos.

Na Tabela 39 são apresentadas as dívidas das unidades federativas, ordenadas pela razão entre dívida e receita corrente líquida, que tem limite legal de 200%. Na tabela são destacadas as unidades federativas com ativos relevantes de distribuição de energia elétrica até o final do ano de 2020.

Tabela 39 - Dívida das Unidades Federativas do Brasil (ano 2019)

	Unidade Federativa	Dívida (bilhões de reais)	Razão entre Dívida e Receita Corrente Líquida
1	Rio de Janeiro	165,21	282,08%
2	Rio Grande do Sul	89,26	224,38%
3	Minas Gerais	122,69	191,50%
4	São Paulo	266,73	166,24%
5	Santa Catarina	20,15	80,29%
6	Goiás	19,25	78,43%
7	Alagoas	6,40	74,82%
8	Bahia	21,53	62,35%
9	Mato Grosso do Sul	7,34	61,07%
10	Acre	3,12	58,18%
11	Tocantins	4,56	56,95%
12	Piauí	5,18	54,71%
13	Ceará	11,00	52,65%
14	Pernambuco	13,26	52,32%
15	Sergipe	3,70	45,88%
16	Maranhão	6,55	44,56%
17	Paraná	17,02	43,72%
18	Roraima	1,63	38,74%
19	Distrito Federal	8,12	36,07%
20	Amapá	1,93	34,58%
21	Rio Grande do Norte	3,25	31,96%
22	Amazonas	4,39	29,30%
23	Rondônia	2,16	27,92%
24	Mato Grosso	4,65	27,09%
25	Paraíba	2,38	23,25%
26	Espírito Santo	2,22	14,04%
27	Pará	1,63	7,51%

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do Tesouro Nacional (2020)

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo do histórico do setor elétrico brasileiro permitiu avaliar os diferentes papéis assumidos pelo Estado, que acompanhou as tendências ideológicas dominantes de cada época. Até a crise de 29 a atuação estatal foi limitada, com domínio de dois grupos estrangeiros, Light e Amforp, e regulação descentralizada nos municípios. Entre a Era Vargas e o fim do Regime Militar o Estado teve importância crescente, seguindo a teoria econômica dominante na época, do keynesianismo. Esta mudança foi fundamental para dar segurança ao processo de industrialização acelerada do país. A distribuição de energia, antes concentrada nos grupos estrangeiros, passou a ser operada principalmente pelas estatais estaduais. Nos governos dos anos 90 o Brasil passou a adotar políticas do Consenso do Washington e reformas setoriais, privatizando a maior parte do segmento de distribuição, dessa forma, o Estado passou a atuar principalmente como regulador.

Neste trabalho foram estudados os efeitos de longo prazo das privatizações realizadas entre 1995 e 2000 para o segmento de distribuição de energia elétrica. A comparação dos indicadores técnicos e econômicos das empresas privatizadas e as estatais remanescentes permite avaliar se as empresas privadas são mais eficientes e se estas políticas trouxeram ganhos ao consumidor. Foram utilizados dados de 34 distribuidoras de grande porte (em termos de energia ou extensão da concessão), contemplando o período de 2008 a 2019, a depender do indicador.

A teoria econômica *mainstream* indica que empresas privadas possuem, no geral, melhores resultados que estatais. Isso se dá principalmente por conta dos mecanismos de incentivos característicos das empresas privadas devido a pressão em produzir valor aos acionistas. A literatura indica que, nas estatais, a falta de objetivos claros, práticas de orçamento flexível, burocracia e uso político geram ineficiências na produção de resultados econômicos.

Estudos empíricos que avaliam as privatizações de diversas atividades econômicas indicam benefícios econômicos positivos, como aumento de eficiência operacional, menor endividamento, aumento de lucros e maior nível de investimento. No caso da distribuição de energia, um monopólio natural, o sucesso da privatização também depende de mecanismos de regulação por incentivos.

Partindo destes referenciais, foi testada a hipótese de que as distribuidoras privatizadas apresentam melhores indicadores que as estatais. Os indicadores utilizados abrangem diversas dimensões da qualidade e eficiência econômica, e em todos os casos existe algum mecanismo de incentivo relacionado, como compensações individuais, multas, cobertura tarifária e Fator X.

Os resultados indicam que o grupo das empresas privatizadas possui melhores resultados que o grupo das estatais em todas as dimensões avaliadas, com exceção do teleatendimento, onde não existe diferença relevante entre grupos. Dessa forma, os consumidores de concessões privatizadas são beneficiados na qualidade de serviço (DEC e FEC), atendimento comercial (reclamações e prazo comercial) e satisfação geral (IASC).

A melhor performance das empresas privadas no combate às perdas não técnicas, custos operacionais e lucratividade indica maior eficiência econômica, que é fundamental para a manutenção de investimentos na concessão e melhoria de qualidade.

Devido aos modelos de *benchmarking* e reajuste tarifário utilizados pelo órgão regulador, as melhores empresas, que são privadas, pressionam os limites regulatórios dos indicadores das demais empresas, contribuindo na melhoria de qualidade e redução de tarifas das várias concessões, de forma semelhante ao que aconteceria em mercados competitivos.

Apenas três empresas estatais apresentam lucros operacionais e superam as referências de qualidade de serviço, medido pelo indicador DGC: CEMIG-D, COPEL-D e CELESC-D. Estas três empresas possuem composição acionária distinta das demais estatais, são de economia mista e com elevada participação de capital privado. Portanto, existem os mecanismos de incentivos presentes nas empresas privadas, mesmo que parcialmente.

Na comparação entre empresas privatizadas e as três melhores estatais as diferenças entre os grupos são menores. Nos casos dos indicadores DEC%, FER% e ServCom%, os testes estatísticos aplicados não indicam diferenças entre os grupos. Já nos indicadores técnicos as empresas privadas apresentam melhores resultados

para FEC% e as estatais selecionadas possuem vantagem no IASC, porém as diferenças são inferiores a 10%. Pode-se dizer, portanto, que as melhores estatais possuem indicadores técnicos próximos das empresas privadas.

As maiores diferenças são mantidas nos indicadores econômicos. Mesmo as melhores estatais possuem custos operacionais 33% acima do referencial regulatório, em termos médios, e lucros operacionais de 67% do que o esperado pelo modelo tarifário, portanto apresentam menor eficiência econômica com relação às empresas privatizadas.

O estudo de caso do Estado do Rio Grande do Sul é utilizado como exemplo para ilustrar os potenciais benefícios das privatizações como política pública. Neste caso o governo estadual optou pela privatização parcial da distribuição, duas empresas foram leiloadas e uma distribuidora mantida como estatal, a CEEE-D. A comparação indica que as companhias privadas possuem melhores resultados na maioria dos indicadores técnicos estudados, incluindo DEC% e FEC%.

Nos indicadores econômicos as diferenças são mais relevantes, a CEEE-D apresentou prejuízo operacional em todo o período estudado e custos operacionais acima do dobro da referência regulatória, enquanto as companhias privadas operaram com custos e lucratividade próximos das referências. A CEEE-D também é devedora de ICMS ao estado, portanto, o governo estadual obtém maiores recursos com o pagamento de impostos das empresas privatizadas do que pela estatal deficitária.

O caso da falência do Grupo Rede ilustra casos de privatizações que não atingiram bons resultados. Este grupo de origem privada que atuava em pequenas concessões nos anos 80, venceu leilões de privatização e se tornou uma das maiores empresas do segmento de distribuição no Brasil, porém uma má gestão financeira deteriorou a sustentabilidade econômica da companhia. A intervenção da ANEEL foi fundamental para que as concessões fossem transferidas para outros grupos, Equatorial e Energisa, que recuperaram as concessões. Atualmente os indicadores de sustentabilidade econômico-financeira são monitorados pela ANEEL e existem mecanismos contratuais que reduzem o risco deste tipo de má gestão acontecer.

As empresas privatizadas recentemente, CELG-D e demais companhias federalizadas, detinham resultados econômicos e indicadores técnicos ruins nos últimos anos de controle estatal. No caso da CELG-D, privatizada há mais de 3 anos, já é possível verificar uma tendência de melhora em todos os indicadores estudados. Para os indicadores de qualidade de serviço a recuperação tem sido mais rápida do que o determinado pelo contrato de concessão, que contém metas anuais de DEC e FEC estipuladas até 2022. O investimento na concessão também aumentou de forma relevante após a privatização, questão fundamental para a melhoria sustentável e permanente dos indicadores técnicos.

Após as privatizações das companhias controladas pela Eletrobras, restaram apenas seis distribuidoras de maior porte como estatais. A CEB (DF) foi privatizada no final de 2020, a CEEE-D (RS) em março de 2021, e a CEA (AP) possui acordo de privatização assinados com o BNDES. Estas três empresas apresentaram indicadores técnicos e econômicos inferiores às empresas privadas e um fluxo para o acionista negativo nos últimos anos, portanto as privatizações devem ser benéficas para as unidades federativas controladoras e os consumidores atendidos.

As demais empresas mantidas como estatais, CEMIG-D (MG), COPEL-D (PR) e CELESC-D (SC), não fazem parte de projetos de privatização. A partir das análises realizadas neste estudo, estas companhias apresentam indicadores técnicos próximos ao grupo de empresas privatizadas e são empresas lucrativas, porém apresentam indicadores de eficiência econômica inferiores aos grupos privados.

Portanto, caso estas empresas continuem a manter indicadores de eficiência econômica abaixo do mercado, provavelmente os governos estaduais conseguiriam obter mais recursos financeiros com a venda de ativos em leilão, precificados a mercado, do que mantendo estas empresas como estatais. A privatização também diminuiria o risco de possíveis usos políticos e consumo de recursos públicos futuros.

No caso da CEMIG-D a vantagem da venda de ativos seria a arrecadação de recursos imediatos, que poderiam aliviar a situação fiscal do Estado de Minas Gerais, que detém dívidas próximas do limite legal estipulado pela União, de acordo com o último relatório do Tesouro.

E assim, este trabalho atingiu seu objetivo proposto de avaliar os benefícios para consumidores e contribuintes da privatização das empresas de distribuição de energia, confirmando a hipótese inicial de que os indicadores de performance técnica e econômico-financeiros das empresas privadas são superiores em relação aos de empresas estatais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/distribuicao2>>. Acesso em 08/01/2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 414/2010. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em 14/08/2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Relatório Brasil – Índice ANEEL de Satisfação do consumidor 2017, 2018. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/pesquisas-iasc>>. Acesso em 14/08/2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Relatório de Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Distribuidoras, 10ª edição, 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/sustentabilidade-economico-financeira/656815>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota técnica nº 0166/2006-SRE/ANEEL. Metodologia de determinação de custos operacionais para revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Perdas de Energia Elétrica na Distribuição. Edição 01/2019.

ALMEIDA, E. L. F. D.; OLIVEIRA, P. V. D.; LOSEKANN, L. D. *Impactos da contenção dos preços de combustíveis no Brasil e opções de mecanismos de precificação*. Brazilian Journal of Political Economy, v. 35, n. 3, p. 531-556, 2015.

ALVES, J. M. *Processo de eletrificação em Goiás e no Distrito Federal: retrospectiva e análise dos problemas políticos e sociais na era da privatização*. Tese de doutorado, Universidade de Campinas – UNICAMP, 2005.

ANDRÉS, L. A.; FOSTER, V.; GUASCH, J. L. *The impact of privatization on the performance of the infrastructure sector: the case of electricity distribution in Latin American countries*. World Bank policy research working paper, n. 3936, 2006.

ANTONELLI, D. *Uma contribuição para o cálculo simplificado de perdas técnicas regulatórias em redes otimizadas de distribuição de energia elétrica*. Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo – USP, 2014.

ANUATTI-NETO, F.; GUERRERO, D. A. *Variações na estrutura ocupacional, no emprego e nos salários nos setores de utilidades públicas brasileiros no período 1995-2000*. In: CHAHAD, J. P. Z; CACCIAMALI, M. C. (org.). Mercado de Trabalho no Brasil. 1. ed. São Paulo: LTR, 2003. p. 310-337.

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.

ARANTES, F. *No Paraná, PFL é contra as privatizações*. Folha de São Paulo, São Paulo, 22 de dezembro de 1997. Disponível em: < <https://www1.folha.uol.com.br/fsp/brasil/fc221214.htm>>. Acesso em: 29/08/2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. Banco de Dados, 2019. Disponível em: < <http://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/banco-de-dados>>. Acesso em 14/08/2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. Comparação Internacional de Tarifas de Energia Elétrica, 2017. Disponível em: < <http://www.abradee.org.br/estudo-comparativo-de-tarifas-2017-ref-2016>>. Acesso em 14/08/2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA DE MENOR PORTE. *Informações sobre empresas associadas*, 2018. Disponível em: <<http://www.abrademp.com.br/site/associadas.php>>. Acesso em 08/01/2017.

AVERCH, H.; JOHNSON, L. L. *Behavior of the firm under regulatory constraint*. *The American Economic Review* v. 52 n. 5 p. 1052-1069, 1962.

BAER, W.; MCDONALD, C. *Um retorno ao passado? A privatização de empresas de serviços públicos no Brasil: o caso do setor de energia elétrica*. Planejamento e políticas públicas, n. 16, 1997.

BAGDADIOGLU, N.; PRICE, C. M. W.; WEYMAN-JONES, T. G. *Efficiency and ownership in electricity distribution: a non-parametric model of the Turkish experience*. *Energy Economics*, v. 18, n. 1-2, p. 1-23, 1996.

BALZA, L. H.; MORI, R. J.; MACEDO, D.; DIAZ, J. E. M. *Revisiting Private Participation, Governance, and Electricity Sector Performance in Latin America*. Inter-American Development Bank (IDB) – Infrastructure and Energy Sector. Policy Brief 335, 2020.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Série histórica da dívida líquida e bruta do governo geral, 2020. Disponível em:< <https://www.bcb.gov.br/estatisticas/tabelasespeciais>>. Acesso em 22/09/2020.

BANCO MUNDIAL. *Private versus public electricity distribution utilities: Are outcomes different for end-users?*, 2018. Disponível em: <<https://blogs.worldbank.org/developmenttalk/private-versus-public-electricity-distribution-utilities-are-outcomes-different-end-users>>. Acesso em 29/05/2020.

BANCO MUNDIAL. *GDP Growth (annual %) Brazil*, 2019. Disponível em: < <http://api.worldbank.org/v2/en/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG?downloadformat=excel>>. Acesso em 22/08/2019.

BEESLEY, M. E.; LITTLECHILD, S. C. *The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom*. The RAND Journal of Economics, p. 454-472, 1989.

BERG, S.; LIN, C.; TSAPLIN, V. *Regulation of state-owned and privatized utilities: Ukraine electricity distribution company performance*. Journal of Regulatory Economics, v. 28, n. 3, p. 259-287, 2005.

BERGMANN, R.; LUDBROOK, J; SPOOREN, W. P .J. M. *Different Outcomes of the Wilcoxon – Mann – Whitney Test from Different Statistics Packages*. The American Statistician, v. 54, n. 1, p. 72-77, 2000.

BOBDE, S. M.; TANAKA, M. *Efficiency evaluation of electricity distribution utilities in India: A two-stage DEA with bootstrap estimation*. Journal of the Operational Research Society, v. 69, n. 9, p. 1423-1434, 2018.

BORGHI, E; DEL BO, C; FLORIO, M. *Institutions and firms' productivity: evidence from electricity distribution in the EU*. Oxford Bulletin of Economics and Statistics, v. 78, n. 2, p. 170-196, 2016.

BORTOLOTTI, B.; FANTINI, M.; SINISCALCO, D. *Privatisation around the world: evidence from panel data*. Journal of Public Economics, v. 88, n. 1-2, p. 305-322, 2004.

BOYCKO, M.; SHLEIFER, A.; VISHNY, R. W. *A Theory of Privatisation*. Economic Journal, p. 303-319, 1996.

BRAGON, R. *"Chateado", Itamar fala em vender a Cemig*. Folha de São Paulo, São Paulo, 11 de novembro de 2000. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi1111200020.htm>>. Acesso em: 29/08/2020.

BRASIL. Entenda o Programa de Parcerias de Investimentos, 2019. Disponível em: <<https://www.ppi.gov.br/sobre-o-programa>>. Acesso em 22/08/2019.

BRASIL. Lei Nº 13.303 de 30 de junho de 2016.

BRESSER-PEREIRA, L. C. *Do antigo ao novo desenvolvimentismo na América Latina*. In: D'AGUIAR, R. F. (Ed.). *Desenvolvimento econômico e crise*. Rio de Janeiro, Contraponto Editora, 2012.

BRITO, E. H. G. D. *Revisão tarifária e diferenças regionais: um estudo de concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil*. Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo – USP, 2009.

CALDAS, S. *A verdade sobre as privatizações*. O Estado de São Paulo, São Paulo, 31 de outubro, 2010. Disponível em: <<https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,a-verdade-sobre-as-privatizacoes-imp-,632392>>. Acesso em 14/08/2019.

CATAPAN, E. A. *A privatização do setor elétrico brasileiro: os reflexos na rentabilidade e solvência das empresas distribuidoras de energia*. Tese de doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, 2005.

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.

CHONG, A.; LÓPEZ-DE-SILANES, F. *The truth about privatization in Latin America*. *Privatization in Latin America: myths and reality*, p. 1-66, 2006.

COSTA, H. R. F. *Três ensaios sobre os efeitos do controle societário sobre a regulação e o desempenho das distribuidoras de energia elétrica brasileiras*. Tese de doutorado, Universidade de Brasília – UNB, 2018.

CULLMANN, A; VON HIRSCHHAUSEN, C. *Efficiency analysis of East European electricity distribution in transition: legacy of the past?* *Journal of Productivity Analysis*, v. 29, n. 2, p. 155, 2008.

D'ARAÚJO, Roberto Pereira. *Setor elétrico brasileiro: uma aventura mercantil*. CONFEA-Conselho Federal de Engenharia, Arquitetura e Agronomia, 2009.

DAL BÓ, E. *Regulatory capture: A review*. *Oxford Review of Economic Policy*, v. 22, n. 2, p. 203-225, 2006.

DATAFOLHA. Pesquisa de Opinião sobre plano de racionamento de energia elétrica. *Instituto de Pesquisa Datafolha*, 29 de junho de 2001. Disponível em: <<http://datafolha.folha.uol.com.br/opiniaopublica/1226796-maioria-dos-brasileiros-desaprova-plano-de-acionamento-governo-federal-e-empresas-que-administram-o-sistema-de-energia-eletrica-sao-principais-responsaveis-pela-cri-se.shtml>>. Acesso em 28/05/2020.

DATAFOLHA. Pesquisa de Opinião sobre privatizações e preço de combustíveis. *Instituto de Pesquisa Datafolha*, 30 de novembro de 2017. Disponível em: <<http://media.folha.uol.com.br/datafolha/2017/12/26/c736e5a35b8eaae12c754dab7846f287.pdf>>. Acesso em 30/12/2017.

DATAFOLHA. Pesquisa de Opinião sobre privatização. *Instituto de Pesquisa Datafolha*, 28 de maio de 2019. Disponível em: <<http://media.folha.uol.com.br/datafolha/2019/09/09/7fe9b4424a983fc949e03959ae21ddfapvt.pdf>>. Acesso em 28/05/2020.

DE AQUINO, T. C. N. *Gestão das Holdings e os Resultados de suas Controladas de Distribuição de Energia Elétrica: Impacto nos Indicadores Financeiros de Sustentabilidade*. Projeto de P&D Índice de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Distribuidoras de Energia Elétrica, 2017. Material disponível em: <<http://gesel.ie.ufrj.br/indicadores/>>. Acesso em 27/06/2020

DE ARAÚJO, J. L. R. H. *The case of Brazil: Reform by trial and error*. In: SIOSHANSI, F., PFAFFENBERGER, W. *Electricity market reform: an international perspective*. Elsevier. 2006.

DE CASTRO, N. *et al. Aspectos conceituais da regulação econômica, modelo tarifário e mecanismo de formação das tarifas nos 25 países estudados*. Projeto de P&D "Panorama e análise comparativa da tarifa de energia elétrica do Brasil com tarifas praticadas em países selecionados, considerando a influência do modelo institucional vigente". 2015.

DE LORENZO, H. C. *O setor elétrico brasileiro: passado e futuro*. *Perspectivas: Revista de Ciências Sociais*, p. 147-170, 2001.

DEN HERTOOG, J. A. *Review of economic theories of regulation*. Discussion Paper Series/Tjalling C. Koopmans Research Institute, 10(18), 2010.

DOMAH, P; POLLITT, M. G. *The restructuring and privatisation of the electricity distribution and supply businesses in England and Wales: a social cost-benefit analysis*. *Fiscal Studies*, v. 22, n. 1, p. 107-146, 2001.

EID JUNIOR, W; RIBEIRO, M. P.; ROCHMAN, R. R. "Análise do desempenho financeiro e operacional das empresas recentemente privatizadas no Brasil." III Encontro Brasileiro de Finanças. 2008.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Investor-owned utilities served 72% of U.S. electricity customers in 2017*. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=40913>>. Acesso em 27/06/2020

EL HAGE, F. S. *A estrutura tarifária de uso das redes de distribuição de energia elétrica no Brasil: análise crítica do modelo vigente e nova proposta metodológica*. Tese de doutorado, Universidade de São Paulo – USP, São Paulo, 2010.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*, Rio de Janeiro, 2020.

EURELECTRIC. *Power Distribution in Europa: Facts & Figures*. 2013. Disponível em <https://cdn.eurelectric.org/media/1835/dso_report-web_final-2013-030-0764-01-e-h-D66B0486.pdf>. Acesso em 12/05/2020.

FANG, X. *et al. Smart Grid – The new and improved power grid: A survey*. *IEEE communications surveys & tutorials*, v. 14, n. 4, p. 944-980, 2012.

FARIAS, R. C. G. B. *Atuação estatal e a privatização do setor elétrico brasileiro*. Dissertação de mestrado, Universidade de Brasília – UNB, Brasília, 2006.

FAY, M. P.; PROSCHAN, M. A. *Wilcoxon-Mann-Whitney or t-test? On assumptions for hypothesis tests and multiple interpretations of decision rules*. *Statistics surveys*, v. 4, p.1, 2010.

FERREIRA, C. K. L. *A privatização no Brasil: privatização do setor elétrico no Brasil*. Rio de Janeiro, BNDES, 2000.

FILARDI, F.; DA SILVA LEITE, A. L.; TORRES, A. A. G. *Análise de resultados de indicadores de gestão e de regulação após a privatização: estudo de caso da Light Serviços de Eletricidade*. Revista de Administração, v. 49, n. 1, p. 18-32, 2014.

FOLHA ONLINE. *Acompanhe a novela da privatização da Copel*. 01 de novembro de 2001. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u34439.shtml>>. Acesso em: 29/08/2020.

FONSECA, J. N.; DOS REIS, L. B. *Empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil: temas relevantes para a gestão*. Fundação COGE, 2012.

FONTES FILHO, J. R.; PICOLIN, L. M. *Governança corporativa em empresas estatais: avanços, propostas e limitações*. Revista de Administração Pública (RAP) v. 42, n. 6, 2008.

FUGIMOTO, S. K. *Estrutura de tarifas de energia elétrica – análise crítica e proposições metodológicas*. Tese de doutorado, Universidade de São Paulo – USP, São Paulo, 2010.

FUMAGALLI, E.; GARRONE, P.; GRILLI, L. *Service quality in the electricity industry: The role of privatization and managerial behavior*. Energy Policy, v. 35, n. 12, p. 6212-6224, 2007.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (FGV). *Análise do Ambiente Concorrencial do Setor Elétrico no Brasil*. Publicação do Grupo de Economia da Infraestrutura e Soluções Ambientais. 2018.

GALAL, A.; JONES, L.; TANDON, P.; VOGELSANG, I. *Welfare consequences of selling public enterprises: An empirical analysis: a summary*. The World Bank, Washington, DC, 1994.

GIGLIOTTI, F. *Itamar reúne 1.600 pessoas na França*. Folha de São Paulo, São Paulo, 25 de outubro de 1999. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/fsp/brasil/fc2510199904.htm>>. Acesso em: 29/08/2020.

GOMES, A. C. S.; ABARCA, C. D. G.; FARIA, E. A. S. T.; FERNANDES, H. H. D. O. *BNDES 50 Anos-Histórias Setoriais: O Setor Elétrico*, 2002.

GOMES, J. P. P.; VIEIRA, M. M. F. *O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002*. Revista de Administração Pública, v. 43, n. 2, p. 295-321, 2009.

GOULART, D. D.; SPERANDIO, M. *Uma investigação sobre o processo de mensuração de índices de eficiência técnica em distribuidoras de energia elétrica no Brasil*. Economia e Desenvolvimento, v. 28, n. 1, 2016.

GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL. *Leilão da CEEE-D será em fevereiro de 2021*. 2020. Disponível em: <https://www.estado.rs.gov.br/leilao-da-ceee-d-sera-em-fevereiro-de-2021>

GUPTA, N. *Partial privatization and firm performance*. The Journal of Finance, v. 60, n. 2, p. 987-1015, 2005.

HJALMARSSON, L; VEIDERPASS, A. *Efficiency and ownership in Swedish electricity retail distribution*. In: International Applications of Productivity and Efficiency Analysis. Springer, Dordrecht, p. 3-19, 1992

INSTITUTO ACENDE BRASIL; PRICE WATER COOPERS. *Tributos e Encargos no Setor Elétrico Brasileiro*, 2016.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. *Gestão Estatal (Parte 1): Despolitização e Meritocracia*. White Paper 10, São Paulo, p. 24, 2012.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. *Gestão Estatal (Parte 2): Governança Corporativa*. White Paper 11, São Paulo, p. 24, 2013.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. *Perdas Comerciais e Inadimplência no Setor*. White Paper 18, São Paulo, p. 40, 2017.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Sistema Nacional de Índices de Preços ao Consumidor – Variações Mensais por Grupos, Itens e Subitens IPCA Dezembro de 2019*, 2020.

JANNUZZI, A. C. *Regulação da qualidade de energia elétrica sob o foco do consumidor*. Dissertação de mestrado, Universidade de Brasília – UNB, 2007.

KAGAN, N.; ROBBA, E. J.; SCHMIDT, H. P. *Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica*, São Paulo, Editora Blucher, 2009.

KINGSTONE, P. *The Long (and Uncertain) March to Energy Privatization in Brazil*. Department of Political Science, University of Connecticut, 2004.

KUMBHAKAR, S. C.; HJALMARSSON, L. *Relative performance of public and private ownership under yardstick competition: electricity retail distribution*. European Economic Review, v. 42, n. 1, p. 97-122, 1998.

LEAL, C. F. C. *Ágios, envelopes e surpresas: uma visão geral da privatização das distribuidoras estaduais de energia elétrica*. Revista do BNDES, v. 5, n. 10, p. 93-118, 1998.

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

LIN, B.; WU, W. *Cost of long distance electricity transmission in China*. Energy Policy, v. 109, p. 132-140, 2017.

LÓPEZ-DE-SILANES, F. *Determinants of privatization prices*. Quarterly Journal of Economics, vol. 112, ed. 4, p. 965-1025, 1997.

LOSEKANN, L. D. *Reestruturação do setor elétrico brasileiro coordenação e concorrência*. Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro, 2003.

MANN, H. B.; WHITNEY, D. R. *On a test of whether one of two random variables is stochastically larger than other*. The annals of mathematical statistics, p. 50-60, 1947.

MEGGINSON, W. L.; NETTER, J. M. *From state to market: A survey of empirical studies on privatization*. Journal of economic literature, v. 39, n.2, p. 321-390, 2001.

MEGGINSON, W. L. *Privatization, state capitalism, and state ownership of business in the 21st century*. Foundations and Trends in Finance, v. 11, n. 1-2, p. 1-153, 2017.

MEFFE, A. *Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição*. Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo – USP, 2001.

MEFFE, A.; ANTUNES, A. U. *Regulação das Perdas Técnicas*. In: EL HAGE, F. S.; DELGADO, M. A. P. *Regulação técnica e econômica em monopólios naturais: reflexões conceituais e metodológicas no setor de distribuição de energia elétrica*. Editora Synergia, 2015.

MEYER, R. A. *Publicly owned versus privately owned utilities: A policy choice*. The Review of Economics and Statistics, p; 391-399, 1975.

MONTEZANO, B. – Cepel. *As energias solar e eólica no Brasil*. 2013.

MOTA, R. L. *The restructuring and privatisation of electricity distribution and supply business in Brazil: A social cost-benefit analysis*. University of Cambridge, Department of Applied Economics, 2004.

MÜLLER-MONTEIRO, E. *Métricas e Estratégias de Bloqueio de Uso Político nas Empresas do Setor Elétrico Brasileiro*. Tese de doutorado, Universidade de São Paulo – USP, São Paulo, 2011.

NATIONAL RURAL ELECTRIC ASSOCIATION. *Electric Co-op Facts and Figures*. 2020. Disponível em: <https://www.electric.coop/electric-cooperative-fact-sheet/>. Acesso em: 29/08/2020.

NEPAL, R.; FOSTER, J. *Electricity networks privatization in Australia: An overview of the debate*. Economic Analysis and Policy, v. 48, p. 12-24, 2015.

NESTOR, S.; MAHBOOBI, L. *Privatização de serviços públicos: a experiência da OCDE*. In: PINHEIRO, A. C.; FUKASAKU, K. *A privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública*. Rio de Janeiro, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2000.

NETO, A. A. *Estrutura e análise de balanços: um enfoque econômico-financeiro*. 11ª edição, São Paulo, Editora Atlas, 2015.

NEUBERG, L. G. *Two issues in the municipal ownership of electric power distribution systems*. The Bell Journal of Economics, p. 303-323, 1977.

PENIN, C. A. S. *Combate, prevenção e otimização das perdas comerciais de energia elétrica*. Tese de doutorado, Universidade de São Paulo – USP, 2008.

PESCATRICE, D. R.; TRAPANI III, J. M. *The performance and objectives of public and private utilities operating in the United States*. Journal of Public Economics, v. 13, n. 2, p. 259-276, 1980.

PINHEIRO, A. C.; GIAMBIAGI, F. *As empresas estatais e o programa de privatização do governo Collor*. Texto para discussão nº 261, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, 1992.

PINHEIRO, A. C.; GIAMBIAGI, F. *A privatização no Brasil: Os antecedentes macroeconômicos e a estrutura institucional da privatização no Brasil*. In: PINHEIRO, A. C.; FUKASAKU, K. *A privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública*. Rio de Janeiro, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2000.

PINHEIRO, A. C. *Impactos microeconômicos da privatização no Brasil*. Pesquisa e planejamento econômico, v. 26, n. 3, p. 357-98, 1996.

PINHEIRO, A. C. *Privatização no Brasil: Por que? Até onde? Até quando? A economia brasileira nos anos 90*, v. 90, n. 1, p. 147-182, 1999.

PINTO JUNIOR, H. Q. (org) *et al. Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*, 2ª ed. Elsevier, 2016.

PORTES, I. *Incertezas podem prejudicar venda de estatais brasileiras*. Folha de São Paulo, São Paulo, 08 de outubro de 2001. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u32719.shtml>>. Acesso em: 29/08/2020.

PRATES, F. *Itamar quer detalhes do pacote e promete não privatizar a Cemig*. Folha de São Paulo, São Paulo, 28 de outubro de 1998. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/fsp/brasil/fc28109811.htm>>. Acesso em: 29/08/2020.

REGO, E. E. *Usinas hidrelétricas “botox”: aspectos regulatórios e financeiros nos leilões de energia*. Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo – USP, 2007.

REIS, R. M. D. M.; TEIXEIRA, A. C. C.; PIRES, M. A. *Os benefícios da privatização: evidência no setor elétrico brasileiro*. Revista de Contabilidade e Organizações, 1(1), p. 60-72, 2007.

RONDINELLI, D. A.; IACONO, M. *Policies and institutions for managing privatization: International experience*. International Training Centre of the ILO, 1996.

ROSIM, S. O. *Geração de Energia Elétrica – Um enfoque histórico e institucional das questões comerciais no Brasil*. Tese de doutorado, Universidade de São Paulo – USP, 2008.

RUFÍN, C. *et al. Contexto Regulatório e Perspectivas para o Setor de Distribuição de Energia* In: EL HAGE, F. S.; DELGADO, M. A. P. *Regulação técnica e econômica em monopólios naturais: reflexões conceituais e metodológicas no setor de distribuição de energia elétrica*. Editora Synergia, 2015.

SALAMA, B. M. (Coord.) *et al. Dinâmica de nomeações das agências reguladoras*. Fundação Getúlio Vargas, 2016.

SEMOLINI, R. *Eficiência dos custos operacionais das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil*. Tese de doutorado, Universidade de Campinas – UNICAMP, 2014.

SHAPIRO, S. A. *The Complexity of Regulatory Capture: Diagnosis, Causality, and Remediation*. Roger Williams UL Rev., v. 17, p. 221, 2012.

SHIRLEY, M. M. *The what, why and how of privatization: A World Bank perspective*. Fordham L. Rev. S23, v. 60, 1992.

SHLEIFER, A.; VISHNY, R. W. *Politicians and firms*. The Quarterly Journal of Economics, v. 109, n. 4, p. 995-1025, 1994.

SHLEIFER, A. *State versus private ownership*. Journal of economic perspectives, v. 12, n. 4, p. 133-150, 1998.

SHORT, T. A. *Distribution Reliability and Power Quality*, New York, CRC Press, 2006.

SILBERT, E. O. C. *Critérios e indicadores ótimos de sustentabilidade econômico-financeira e boa governança corporativa para o mercado brasileiro de distribuição de energia elétrica*. Dissertação de mestrado, Fundação Getúlio Vargas - FGV, 2017.

SILVA, B. G. D. *Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo*. Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo – USP, 2011.

SILVA, L. G. G. *Os acidentes fatais entre os trabalhadores contratados e subcontratados do setor elétrico brasileiro*. Revista da RET, Ano VI, n. 12, 2013.

SILVA, M. A. M. *Análise comparativa do desempenho operacional, econômico e de mercado entre os períodos pré e pós-privatização das companhias brasileiras de distribuição de energia elétrica*. Dissertação de mestrado, Fundação Getúlio Vargas - FGV, 2016.

SILVESTRE, B.; HALL, J; MATOS, S.; FIGUEIRA, L. A. *Privatization of electricity distribution in the Northeast of Brazil: The good, the bad, the ugly or the naïve?* Energy Policy, v. 38, n. 11, p. 7001-7013, 2010.

SIQUEIRA, S. D. S. *Instituições e privatização: uma análise do programa brasileiro de desestatização*. *Gestão e Sociedade*, v. 2, n. 4, 2008.

SMITH, T. B. *Electricity theft: a comparative analysis*. *Energy Policy*, v. 32, n. 18, p. 2067-2076, 2004.

SOARES, P. *Privatização da Ceal e da Cepisa deve acontecer no 1º semestre*. Folha de São Paulo, São Paulo, 15 de janeiro de 2001. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u13236.shtml>>. Acesso em: 29/08/2020.

STIGLER, G. J. *The theory of economic regulation*. *The Bell journal of economics and management science*, p. 3-21, 1971.

TANNURI-PIANTO, M. E.; SOUSA, M. C. S.; ARCOVERDE, F. D. *Fronteiras de eficiência estocásticas para as empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise de dados de painel*. *Estudos Econômicos (São Paulo)*, v. 39, n. 1, p. 221-247, 2009.

TESOURO NACIONAL. *Visão Integrada das Dívidas da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios*, 2020. Disponível em <<https://www.tesourotransparente.gov.br/historias/visao-integrada-das-dividas-da-uniao-dos-estados-do-distrito-federal-e-dos-municipios>>

TORTATO, M. *Paraná desiste de vender a Copel depois de dois leilões frustrados*. Folha de São Paulo, São Paulo, 26 de janeiro de 2002. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi2601200213.htm>>. Acesso em: 29/08/2020.

VELASCO JR, L. *Privatização: mitos e falsas percepções*. *A economia brasileira nos anos 90*, n. 1, p. 183-216, 1999.

VICKERS, J.; YARROW, G. *Economic perspectives on privatization*. *Journal of Economic Perspectives*, v. 5, n. 2, p. 111-132, 1991.

WILLIAMSON, J. *A short history of the Washington Consensus*. *Law and Business Review of the Americas*, v. 15, p. 7, 2009.

APÊNDICE A - EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA (2019)

Empresa	Nome Histórico	Grupo	Concessão	UF	Energia
ENEL SP	ELETROPAULO	ENEL	Região Metropolitana da Cidade de São Paulo	SP	9.79%
ENEL GO	CELG		Maior parte do Estado GO	GO	3.17%
ENEL CE	COELCE		Estado CE	CE	2.69%
ENEL RJ	CERJ		Parte do Estado do RJ	RJ	2.61%
CPFL PAULISTA	CPFL	CPFL	Parte do interior do Estado SP	SP	7.04%
RGE	RGE		1/3 do Estado RS (Norte)	RS	2.26%
	AES SUL		1/3 do Estado RS (Centro)	RS	2.08%
CPFL PIRATININGA	Bandeirante		Parte interior SP	SP	3.26%
CPFL SANTA CRUZ	CPFL SANTA CRUZ		Parte interior SP e PR	SP/PR	0.26%
	CPFL JAGUARI (CJE)		Parte interior SP	SP	0.13%
	CPFL SUL PAULISTA (CSPE)		Parte interior SP	SP	0.11%
	CPFL LESTE PAULISTA (CPEE)		Parte interior SP	SP	0.08%
	CPFL MOCOCA (CLFM)		Parte interior SP	SP	0.05%
COELBA	COELBA		Neoenergia	Maior parte do Estado BA	BA
ELEKTRO	ELEKTRO	Parte dos estados de SP e MS		SP/MS	3.90%
CELPE	CELPE	Estado PE		PE	3.14%
COSERN	COSERN	Estado RN		RN	1.29%
CEMIG-D	CEMIG	Estado MG	Maior parte Estado MG	MG	10.14%

Empresa	Nome Histórico	Grupo	Concessão	UF	Energia
EMT	CEMAT	Energisa	Estado MT	MT	1.99%
EMS	ENERSUL		Maior parte Estado MS	MS	1.22%
EPB	SAELPA		Maior parte Estado PB	PB	1.02%
ESS	Caiuá		Parte interior SP	SP	0.29%
	Bragantina		Parte interior SP e MG	SP/MG	0.26%
	EDEVP		Parte interior SP	SP	0.21%
	Nacional		Parte interior SP	SP	0.15%
	CFLO		Parte interior PR	PR	0.07%
ESE	ENERGIPE		Maior parte Estado SE	SE	0.82%
ERO	CERON		Estado RO	RO	0.72%
ETO	CELTINS		Estado TO	TO	0.53%
EMG	CFLCL		Parte interior MG	MG	0.36%
EAC	ELETROACRE		Estado do Acre	AC	0.24%
EBO	CELB		Parte do Estado PB	PB	0.16%
ENF	CENF		Município Nova Friburgo	RJ	0.08%
COPEL-D	COPEL	Estado PR	Maior parte Estado PR	PR	6.83%
LIGHT	LIGHT	Light	Parte do Estado do RJ, em particular a região metropolitana	RJ	6.39%
EDP SP	BANDEIRANTE	EDP	Parte interior SP	SP	3.46%
EDP ES	ESCELSA		Maior parte Estado ES	ES	2.24%
CELESC-D	CELESC	Estado SC	Maior parte Estado SC	SC	5.52%
EQTL - PA	CELPA	Equatorial	Estado PA	PA	1.97%
EQTL - MA	CEMAR		Estado MA	MA	1.42%
EQTL - AL	CEAL		Estado AL	AL	0.84%
EQTL - PI	CEPISA		Estado PI	PI	0.81%
CEEE-D	CEEE	Estado RS	Cerca de 1/3 do Estado RS (Sul)	RS	1.86%
Amazonas Energia	CEAM	Oliveira Energia	Interior AM	AM	1.33%
	Manaus		Região Manaus	AM	
Roraima Energia	Boa Vista		Região Boa Vista	RR	0.21%
	CERR	Interior RR	RR		

Empresa	Nome Histórico	Grupo	Concessão	UF	Energia
CEB-D	CEB	Distrito Federal	Distrito Federal	DF	1.46%
CEA	CEA	Estado AP	Estado AP	AP	0.24%
DME-PC		Município de Poços de Caldas	Parte do Interior do estado de Minas Gerais	MG	0.123%
SANTA MARIA (ELFSM)		Santa Maria	Parte do Estado do Espírito Santo	ES	0.116%
SULGIPE		Sulgipe	Parte do interior de Sergipe e Bahia	SE/BA	0.088%
COCEL		Município de Campo Largo	Município de Campo Largo	PR	0.072%
IGUAÇU ENERGIA		IGUAÇU	Parte do interior de Santa Catarina	SC	0.062%
Cooperaliança		COOPERALIANÇA	Parte do interior de Santa Catarina	SC	0.047%
ELETROCAR		Município de Carazinho	Parte do interior do Rio Grande do Sul	RS	0.041%
DEMEI		Município de Ijuí	Parte do interior do Rio Grande do Sul	RS	0.031%
CHESP		CHESP	Vale do São Patrício - Médio-Norte Goiano	GO	0.028%
PANAMBI (Hidropan)		PANAMBI	Parte do interior do Rio Grande do Sul	RS	0.027%
URUSSANGA (EFLUL)		Urussunga	Parte do interior de Santa Catarina	SC	0.022%
NOVA PALMA (UHENPAL)		Nova Palma	Parte do interior do Rio Grande do Sul	RS	0.016%
MUXFELDT		MUXFELDT	Parte do interior do Rio Grande do Sul	RS	0.016%
FORCEL		FORCEL	Parte do interior do Paraná	PR	0.015%
JOÃO CESA (EFLJC)		João Cesa	Parte do interior de Santa Catarina	SC	0.004%

**APÊNDICE B - MAPEAMENTO DE CONTROLE ACIONÁRIO
(Mai/2020)**

Empresa	Nome Histórico	Grupo	UF	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ENEL SP	ELETROPAULO	ENEL	SP	Estado de SP, Eletropaulo		Consórcio Lightgás		AES										ENEL											
ENEL GO	CELG		GO	Estado de GO														Eletrobras	ENEL										
ENEL CE	COELCE		CE	Estado CE		Consórcio Distrital		Endesa						ENEL															
ENEL RJ	CERJ		RJ	Estado RJ	Consórcio Endesa, Chilectra, Enersis e EDP					Endesa			ENEL																

Empresa	Nome Histórico	Grupo	UF	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CPFL PAULISTA	CPFL	CPFL	SP	Estado de SP. CESP	VBC, Previ e Bonaire	CPFL Energia																							
RGE	RGE		RS	Estado do RS	VBC, Previ, CEA	CPFL Energia																	CPFL Energia						
	AES SUL		RS	Estado do RS	AES												CPFL Energia												
CPFL PIRATININGA	Bandeirante		SP	Estado de SP, Eletropaulo	EDP	CPFL Energia																							
CPFL SANTA CRUZ	SANTA CRUZ		SP/P R	CBA (Votorantim)							CPFL Energia										CPFL Energia								
	JAGUARI (CJE)		SP	CPEE				CMS Energy				CPFL Energia																	
	SUL PAULISTA (CSPE)		SP	CPEE				CMS Energy				CPFL Energia																	
	LESTE PAULISTA (CPEE)		SP	CPEE				CMS Energy				CPFL Energia																	
	MOCOCA (CLFM)		SP	CLFM	CPEE			CMS Energy				CPFL Energia																	

Empresa	Nome Histórico	Grupo	UF	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
COELBA	COELBA	Neoenergia	BA	Estado BA	Neoenergia																								
ELEKTRO	ELEKTRO		SP/MS	Estado de São Paulo, CESP	Enron	Prisma Energy	Ashmore Energy	Iberdrola	Neoenergia																				
CELPE	CELPE		PE	Estado PE	Neoenergia																								
COSERN	COSERN		RN	Estado RN	Neoenergia																								
CEMIG-D	CEMIG		Estado MG	MG	Estado de Minas Gerais																								

Empresa	Nome Histórico	Grupo	UF	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
EMT	CEMAT	Energisa	MT	Estado MT	Grupo Rede												Energisa												
EMS	ENERSUL		MS	Estado MS	Iven (Bancos)	EDP				Grupo Rede				Energisa															
EPB	SAELPA		PB	Estado PB				Energisa																					
ESS	Caiuá		SP	Grupo Rede												Energisa													
	Bragantina		SP/MG	Grupo Rede												Energisa													
	EDEVP		SP	Grupo Rede												Energisa													
	Nacional		SP	Grupo Rede												Energisa													
	CFLO		PR	Grupo Rede												Energisa													
ESE	ENERGIPE		SE	Estado SE	Energisa																								
ERO	CERON		RO	Estado RO	Eletrobras												Energisa												
ETO	CELTINS		TO	Grupo Rede												Energisa													
EMG	CFLCL		MG	Energisa																									
EAC	ELETROACRE		AC	Estado AC	Eletrobras												Energisa												
EBO	CELB		PB	Município Campina Grande				Energisa																					
ENF	CENF		RJ	CENF	Energisa																								

Empresa	Nome Histórico	Grupo	UF	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
COPEL-D	COPEL	Estado PR	PR	Estado do Paraná																									
LIGHT	LIGHT	Light	RJ	União	Consórcio EDF, AES e Reliant Energy + CSN					EDF			RME Energia (Ligada à CEMIG)										Corporation						
EDP SP	BANDEIRANTE	EDP	SP	Estado de SP, Eletropaulo		EDP																							
EDP ES	ESCELSA		ES	Iven (Bancos)			EDP																						
CELESC-D	CELESC	Estado SC	SC	Estado de Santa Catarina																									
EQTL - PA	CELPA	Equatorial	PA	Estado PA		Grupo Rede										Equatorial													
EQTL - MA	CEMAR		MA	Estado MA				Grupo PP&L		Equatorial																			
EQTL - AL	CEAL		AL	Estado AL	Eletrobras																		Equatorial						
EQTL - PI	CEPISA		PI	Estado PI	Eletrobras																		Equatorial						
CEEE-D	CEEE	Estado RS	RS	Estado do Rio Grande do Sul																									

Empresa	Nome Histórico	Grupo	UF	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Amazonas Energia	CEAM	Oliveira Energia	AM	Estado do Amazonas				Eletrobras				Eletrobras										Oliveira - Atem							
	Manaus		AM	Eletrobras																									
Boa Vista Energia	Boa Vista		RR	Eletrobras										Oliveira - Atem															
	CERR		RR	Estado de Roraima																									
CEB-D	CEB	Distrito Federal	DF	Distrito Federal																									
CEA	CEA	Estado AP	AP	Estado do Amapá																									