

RAFAEL OSAKU PEDUTO

Avaliação de uma empresa estatal de distribuição de energia elétrica no
contexto de privatização: Eletrobras Distribuição Alagoas

São Paulo

2018

RAFAEL OSAKU PEDUTO

Avaliação de uma empresa estatal de distribuição de energia elétrica no contexto de
privatização: Eletrobras Distribuição Alagoas

Trabalho de formatura apresentado a
Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo para obtenção do diploma de
Engenheiro de Produção

São Paulo

2018

RAFAEL OSAKU PEDUTO

Avaliação de uma empresa estatal de distribuição de energia elétrica no contexto de
privatização: Eletrobras Distribuição Alagoas

Trabalho de formatura apresentado a
Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo para obtenção do diploma de
Engenheiro de Produção

Orientador: Prof. Dr. Erik Eduardo Rego

São Paulo

2018

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.

Catálogo-na-publicação

Peduto, Rafael Osaku

Avaliação de uma empresa estatal de distribuição de energia elétrica no contexto de privatização: Eletrobras Distribuição Alagoas / R. O. Peduto -- São Paulo, 2018.

176 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Produção.

1.Privatização 2.Avaliação de empresas 3.Distribuição de energia elétrica I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Produção II.t.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, meus maiores exemplos, pelo amor e apoio incondicionais dados, sem os quais nada disso teria sido possível. Devo este Trabalho e tudo que tenho e sou a eles.

Aos meus familiares, por terem me mostrado os valores que hoje considero como básicos. Espero retribuir o orgulho que tenho em chamar cada um de vocês de família.

À minha namorada, cujo amor e carinho fizeram esta jornada muito mais tranquila e especial. Não poderia imaginar companhia melhor durante todo este caminho.

Aos meus amigos, com os quais pude compartilhar todos os momentos, redobrando as alegrias e suavizando as tristezas. Carregarei cada um no coração e na memória.

Aos meus colegas de trabalho, pelos ensinamentos utilizados neste trabalho e pela camaradagem mostrada todos os dias. Foi excelente começar minha carreira ao lado de vocês.

À todos da Polycopy, por tornarem esta escola algo muito mais próximo a um segundo lar. Obrigado por todo amor dado, inclusive durante a materialização deste meu esforço.

A todos os professores e funcionários da Escola Politécnica e da USP, pelo papel em minha formação acadêmica, pessoal e profissional. Espero, um dia, retribuir seu investimento.

E, dentre estes, agradecimento impreterível e especial ao Professor Erik Eduardo Rego, não só pelas aulas ministradas com maestria, como também pela confiança em mim depositada. Sua orientação foi ímpar e essencial para a elaboração deste presente Trabalho de Formatura.

“Non est ad astra mollis e terris via”

Sêneca

RESUMO

O presente trabalho de formatura tem como principal tema a avaliação da Eletrobras Distribuição Alagoas, concessionária responsável pela distribuição de energia elétrica no estado de Alagoas, e que estava passando por um processo de privatização. Os principais objetivos são encontrar o valor justo da empresa, avaliar a necessidade e os impactos da privatização, e determinar estratégias para viabilizá-la. Para isso, foi feita uma revisão dos fundamentos de contabilidade, análise de demonstrativos e dos principais métodos de avaliação de empresas. Após, foi feita uma revisão do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, primeiramente no que tange o modelo de regime tarifário, seguida por uma coleta de dados macroeconômicos em geral e do consumo de energia elétrica em Alagoas. Uma descrição de seus principais riscos encerra a revisão setorial. Além disso, o trabalho envolve uma análise das estruturas de governança da empresa objeto e uma comparação da performance operacional e financeira das distribuidoras privadas e públicas do Nordeste do país, a fim de esclarecer possíveis benefícios da privatização. Por fim, um modelo econômico financeiro da empresa foi desenvolvido, a fim de encontrar o valor justo do patrimônio líquido da empresa através do modelo de avaliação por Fluxo de Caixa Descontado para o Patrimônio Líquido, em diversos cenários. O valor presente também foi sensibilizado através de simulações de Monte Carlo, após a atribuição de distribuições de probabilidade para determinadas entradas do modelo.

Palavras-chave: Privatização. Avaliação de empresas. Distribuição de energia elétrica.

ABSTRACT

This study has as its main theme the valuation of Eletrobras Distribuição Alagoas, the concessionaire responsible for the distribution of electric energy in the state of Alagoas, which was undergoing a privatization process. The main objectives are to find the fair value of the company, evaluate the need and the impacts of the privatization, and determine strategies to make it viable. For this, a review was made of accounting fundamentals, analysis of financial statements and the main methods of valuation. Afterwards, a review of the Brazilian electricity distribution sector was done, firstly regarding the tariff regime model, followed by a collection of general macroeconomic and electricity consumption in Alagoas data. A description of its main risks concludes the sector review. In addition, the work involves an analysis of the governance structures of the company and a comparison of the operational and financial performance of private and public distributors in the Northeast of the country, in order to clarify possible benefits of privatization. Finally, an economic model of the company was developed in order to find the fair value of the company's equity through the discounted Free Cash Flow to Equity method in several scenarios. The present value was also sensitized through Monte Carlo simulations, after the attribution of probability distributions to certain inputs of the model.

Keywords: Privatization. Valuation. Electric power distribution.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Retorno e média do retorno dos títulos de 10 anos do governo dos Estados Unidos nos últimos 15 anos	47
Figura 2 - Cotação diária do Índice <i>Standard & Poor's 500</i>	50
Figura 3 - Retornos semanais EM BASE 100 do Índice Bovespa e do Índice <i>S&P500</i>	51
Figura 4 - Consumo de energia em GWh no estado de Alagoas entre 2002 e 2017	73
Figura 5 - Produto Interno Bruto do estado de Alagoas em termos reais e nominais entre 2002 e 2015	74
Figura 6 - Produto Interno Bruto brasileiro em termos reais e nominais entre 2002 e 2017 ...	75
Figura 7 - Participação de cada classe de consumo no total de energia fornecida pela Ceal entre 2010 e 2017	76
Figura 8 - Participação na energia fornecida para a classe Industrial e Comercial de Alagoas entre 2011 e 2017	77
Figura 9 - Estrutura Acionária na Eletrobras Distribuição Alagoas	81
Figura 10 - Investimentos que a Ceal deve fazer de acordo com o PDD	118
Figura 11 - Cronograma atual de amortização das dívidas da Ceal	119
Figura 12 - Simulação de Monte Carlo do Valor Presente do Patrimônio Líquido no caso de não privatização.....	126
Figura 13 - Simulação de Monte Carlo do Valor Presente do Patrimônio Líquido no caso de privatização com lance 0,00, sem a Eletrobras assumir nenhuma parcela das dívidas	127
Figura 14 - Simulação de Monte Carlo do Valor Presente do Patrimônio Líquido no caso de privatização com lance 0,00 e total absorção das dívidas pela Eletrobras	128
Figura 15 - Simulação de Monte Carlo do Valor Presente do Patrimônio Líquido no caso de privatização com lance 10,00 e total absorção das dívidas pela Eletrobras	128
Figura 16 - Simulação de Monte Carlo do Valor Presente do Patrimônio Líquido no caso de privatização com lance 20,00 e total absorção das dívidas pela Eletrobras	129
Figura 17 - Simulação de Monte Carlo do Valor Presente do Patrimônio Líquido no caso de privatização com lance 30,00 e total absorção das dívidas pela Eletrobras	130
Figura 18 - Simulação de Monte Carlo do Valor Presente do Patrimônio Líquido no caso de privatização com lance 40,00 e total absorção das dívidas pela Eletrobras	130
Figura 19 - Simulação de Monte Carlo do Valor Presente do Patrimônio Líquido no caso de privatização com lance 50,00 e total absorção das dívidas pela Eletrobras	131
Figura 20 - Cotação diária do Índice Bovespa nos últimos 15 anos.....	139

Figura 21 - Retorno e média do retorno diário dos títulos emitidos pelo governo brasileiro nos últimos 11 anos	140
Figura 22 - Retorno acumulado da Taxa Selic nos últimos 15 anos	141
Figura 23 - Valor diário e média do CDS <i>spread</i> para títulos emitidos pelo governo brasileiros com vencimento de 10 anos, nos últimos 14 anos.	143
Figura 24 - DEC apurada e limite para a Ceal entre 2000 a 2017	147
Figura 25 - DEC apurada e limite para a Celpe entre 2000 a 2017	147
Figura 26 - DEC apurada e limite para a Cemar entre 2000 a 2017	148
Figura 27 - DEC apurada e limite para a Cepisa entre 2000 a 2017	148
Figura 28 - DEC apurada e limite para a Coelba entre 2000 a 2017	149
Figura 29 - DEC apurada e limite para a Coelce entre 2000 a 2017	149
Figura 30 - DEC apurada e limite para a Cosern entre 2000 a 2017	150
Figura 31 - DEC apurada e limite para a EBO entre 2000 a 2017	150
Figura 32 - DEC apurada e limite para a EPB entre 2000 a 2017	151
Figura 33 - DEC apurada e limite para a ESE entre 2000 a 2017	151
Figura 34 - DEC apurada e limite para a Sulgipe entre 2000 a 2017	152
Figura 35 - FEC apurada e limite para a Ceal entre 2000 a 2017	152
Figura 36 - FEC apurada e limite para a Celpe entre 2000 a 2017	153
Figura 37 - FEC apurada e limite para a Cemar entre 2000 a 2017	153
Figura 38 - FEC apurada e limite para a Cepisa entre 2000 a 2017	154
Figura 39 - FEC apurada e limite para a Coelba entre 2000 a 2017	154
Figura 40 - FEC apurada e limite para a Coelce entre 2000 a 2017	155
Figura 41 - FEC apurada e limite para a Cosern entre 2000 a 2017	155
Figura 42 - FEC apurada e limite para a EBO entre 2000 a 2017	156
Figura 43 - FEC apurada e limite para a EPB entre 2000 a 2017	156
Figura 44 - FEC apurada e limite para a ESE entre 2000 a 2017	157
Figura 45 - FEC apurada e limite para a Sulgipe entre 2000 a 2017	157
Figura 46 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a Ceal entre 2008 e 2017	159
Figura 47 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a Celpe entre 2008 e 2017	160
Figura 48 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a Cemar entre 2008 e 2017	160
Figura 49 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a Cepisa entre 2008 e 2017	161
Figura 50 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a Coelba entre 2008 e 2017	161
Figura 51 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a Coelce entre 2008 e 2017	162
Figura 52 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a Cosern entre 2008 e 2017	162

Figura 53 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a EBO entre 2008 e 2017	163
Figura 54 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a EPB entre 2008 e 2017	163
Figura 55 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a ESE entre 2008 e 2017	164
Figura 56 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a Sulgipe entre 2008 e 2017	164
Figura 57 - Despesas PMSO real e regulatória para a Ceal entre 2011 e 2017	165
Figura 58 - Despesas PMSO real e regulatória para a Celpe entre 2011 e 2017	165
Figura 59 - Despesas PMSO real e regulatória para a Cemar entre 2011 e 2017	166
Figura 60 - Despesas PMSO real e regulatória para a Cepisa entre 2011 e 2017	166
Figura 61 - Despesas PMSO real e regulatória para a Coelba entre 2011 e 2017	167
Figura 62 - Despesas PMSO real e regulatória para a Coelce entre 2011 e 2017	167
Figura 63 - Despesas PMSO real e regulatória para a Cosern entre 2011 e 2017	168
Figura 64 - Despesas PMSO real e regulatória para a EBO entre 2011 e 2017	168
Figura 65 - Despesas PMSO real e regulatória para a EPB entre 2011 e 2017	169
Figura 66 - Despesas PMSO real e regulatória para a ESE entre 2011 e 2017	169
Figura 67 - Despesas PMSO real e regulatória para a Sulgipe entre 2011 e 2017	170
Figura 68 - EBITDA real e regulatório para a Ceal entre 2011 e 2017	171
Figura 69 - EBITDA real e regulatório para a Celpe entre 2011 e 2017	172
Figura 70 - EBITDA real e regulatório para a Cemar entre 2011 e 2017	172
Figura 71 - EBITDA real e regulatório para a Cepisa entre 2011 e 2017	173
Figura 72 - EBITDA real e regulatório para a Coelba entre 2011 e 2017	173
Figura 73 - EBITDA real e regulatório para a Coelce entre 2011 e 2017	174
Figura 74 - EBITDA real e regulatório para a Cosern entre 2011 e 2017	174
Figura 75 - EBITDA real e regulatório para a EBO entre 2011 e 2017	175
Figura 76 - EBITDA real e regulatório para a EPB entre 2011 e 2017	175
Figura 77 - EBITDA real e regulatório para a ESE entre 2011 e 2017	176
Figura 78 - EBITDA real e regulatório para a Sulgipe entre 2011 e 2017	176

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Betas das empresas comparáveis e cálculo do beta desalavancado	56
Tabela 2 - Valores utilizados para o cálculo da razão da Dívida sobre Patrimônio Líquido da Ceal.....	57
Tabela 3 - Cálculo do custo da dívida para a Eletrobras Distribuição Alagoas	59
Tabela 4 - Comparação dos valores utilizados nos cálculos das taxas de desconto pelo autor e pela ANEEL	65
Tabela 5 - Consumo de energia, número de unidades consumidoras e tarifa média para a Ceal	73
Tabela 6 - Cálculo das elasticidades utilizadas para projeção do consumo de energia elétrica em Alagoas	75
Tabela 7 - Balanço Patrimonial da Eletrobras Distribuição Alagoas	86
Tabela 8 - Demonstrativo do Resultado do Exercício da Eletrobras Distribuição Alagoas	87
Tabela 9 - Demonstrativo de Fluxo de Caixa da Eletrobras Distribuição Alagoas	88
Tabela 10 - Índice de Complexidade e ano de privatização das distribuidoras do Nordeste ...	90
Tabela 11 - Comparação da DEC apurada com limite para as distribuidoras nordestinas entre 2000 e 2017	92
Tabela 12 - Comparação da FEC apurada com limite para as distribuidoras nordestinas entre 2000 e 2017	93
Tabela 13 - Comparação da perda não-técnicas apurada com a limite para as distribuidoras nordestinas entre 20008 e 2017	95
Tabela 14 - Comparação das despesas PMSO reais e regulatórias das distribuidoras nordestinas entre 2011 e 2017	96
Tabela 15 - Comparação do LAJIDA real e regulatório para as distribuidoras nordestinas entre 2011 e 2017	97
Tabela 16 - Comparação entre premissas de melhoria da eficiência operacional	120
Tabela 17 - Sensibilidade do Valor do Patrimônio Líquido sem a Eletrobras assumir nenhuma dívida	121
Tabela 18 - Captação de dívida necessária para valor presente nulo, em milhares de Reais .	122
Tabela 19 - Sensibilidade do Valor do Patrimônio Líquido com a Eletrobras assumindo todas as dívidas	124
Tabela 20 - Valores dos lances que zeram o Valor Presente do Patrimônio Líquido em cada cenário de melhoria na eficiência operacional	124

Tabela 21 - Cálculo do Beta Desalavancado através de metodologia alternativa 145

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	Ativo Circulante
AFAC	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital
ANC	Ativo Não Circulante
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BACEN	Banco Central do Brasil
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta do Desenvolvimento Energético
CDS	<i>“Credit Default Swap”</i>
Ceal	Companhia Energética de Alagoas
Celpe	Companhia Energética de Pernambuco
Cemar	Companhia Energética do Maranhão
Cepisa	Companhia Energética do Piauí
CGU-R/AL	Controladoria Regional da União no Estado de Alagoas
CME	Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro
CMPC	custo médio ponderado do capital
Coelba	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
Coelce	Companhia Energética do Ceará
Cosern	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CPPD	Comissão Permanente de Processo Disciplinar
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CTIAT	Comissão de Tecnologia da Informação, Automação e Telecomunicações
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor
DFC	Demonstrativo dos Fluxos de Caixa
DRE	Demonstrativo do Resultado do Exercício

EBITDA	<i>“Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization”</i>
EBO	Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A.
<i>EMBI+Brazil</i>	<i>Emerging Markets Bonds Index - Brazil</i>
EPB	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia
ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.
FCLE	Fluxo de Caixa Livre para a Empresa
FCLPL	Fluxo de Caixa Livre para o Patrimônio Líquido
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor
Ibovespa	Índice Bovespa
IC	Índice de Complexidade
ID	Índice de Deságio
IO	Índice de Outorga
IRPJ	Imposto de Renda – Pessoa Jurídica
LAJI	Lucro Antes de Juros e Impostos
LAJIDA	Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização
NTN-F	Nota do Tesouro Nacional série F
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PAINT	Plano Anual de Auditoria Interna
PC	Passivo Circulante
PCLD	Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa
PDD	Plano de Desenvolvimento da Distribuição
PIB	Produto Interno Bruto
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMSO	Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros
PNC	Passivo Não Circulante
PNT	Perdas Não Técnicas

PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
QRR	Quota de Reintegração Regulatória
RGR	Reserva Global de Reversão
RR	Receita Requerida
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTP	Revisão Tarifária Periódica
S&P 500	<i>Standard & Poor's 500</i>
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
VCA	Conta de Variações da Parcela A
VPA	Valor da Parcela A
VPA	Valor da Parcela B
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

SUMÁRIO

1	Introdução.....	25
1.1	Estágio	25
1.2	Empresa Objeto.....	25
1.3	O Problema	26
1.4	Método	26
1.5	Objetivos.....	27
1.6	Estrutura do Trabalho	27
2	Revisão Bibliográfica	29
2.1	Contabilidade e demonstrativos contábeis.....	29
2.1.1	Balço Patrimonial	29
2.1.2	Demonstrativo do Resultado do Exercício	31
2.1.3	Demonstrativo dos Fluxos de Caixa.....	31
2.1.4	Análise de Demonstrativos Financeiros	32
2.2	Avaliação de Empresas	39
2.2.1	Múltiplos.....	41
2.2.2	Fluxo de Caixa Descontado.....	42
3	O Setor de Distribuição de Energia Elétrica.....	61
3.1	Estrutura Geral do Setor de Energia Elétrica.....	61
3.2	Tarifas	62
3.2.1	Modelos de Regime Tarifário.....	63
3.2.2	Composição Tarifária Brasileira.....	67
3.2.3	O Regime Tarifário Brasileiro.....	70
3.3	Alagoas	72
3.3.1	Consumo de Energia.....	72
3.3.2	Perfil do Consumidor	75
3.4	Riscos do Setor de Distribuição de Energia.....	77

4	A Empresa.....	81
4.1	Composição Acionária	81
4.2	Governança.....	81
4.2.1	Estruturas de Governança	81
4.2.2	Análise das Estruturas de Governança.....	84
4.3	Demonstrativos Contábeis.....	85
4.4	Empresas Comparáveis	89
4.4.1	DEC e FEC.....	90
4.4.2	Perdas não-técnicas	94
4.4.3	PMSO.....	95
4.4.4	LAJIDA.....	96
5	Modelagem.....	99
5.1	Mecanismo geral	99
5.2	Mecanismo do leilão	100
5.2.1	Reconhecimento tarifário do saldo devedor dos empréstimos de RGR.....	101
5.2.2	Reconhecimento tarifário do PMSO	101
5.2.3	Reconhecimento tarifário das Perdas Não Técnicas (PNT).....	102
5.2.4	Bonificação pela Outorga.....	102
5.3	Premissas de melhoria na eficiência operacional	102
5.4	Projeções	103
5.4.1	Premissas Macroeconômicas	103
5.4.2	Revisão Tarifária.....	104
5.4.3	Consumo de Energia	108
5.4.4	Contratos de Energia.....	108
5.4.5	Construção de Receita – Calendário Regulatório	109
5.4.6	Construção de Receita – Calendário Fiscal.....	109
5.4.7	Tributos	110

5.4.8	PMSO e Provisões	110
5.4.9	Custos e Despesas.....	111
5.4.10	Receitas e Despesas Financeiras.....	112
5.4.11	Impostos sobre os Lucros	113
5.4.12	Patrimônio Líquido e AFAC (Adiantamento para Futuro Aumento de Capital) 113	
5.4.13	Endividamento.....	113
5.4.14	<i>Revolving</i>	115
5.4.15	Dividendos.....	115
5.4.16	Capital de Giro	115
5.4.17	Provisões.....	116
5.4.18	Imobilizado e intangível	116
6	Avaliação.....	117
6.1	Cenário sem privatização.....	117
6.2	Cenário com privatização	120
6.3	Simulações de Monte Carlo	125
6.4	Riscos inerentes a empresa sob avaliação.....	131
7	Conclusão e Considerações Finais	133
	Bibliografia.....	137
	Apêndice A: Cálculo do Prêmio de Mercado Brasileiro com Base na Economia Brasileira .	139
	Apêndice B: CDS <i>spread</i> para Títulos Brasileiros de 10 anos.....	143
	Apêndice C: Cálculo do Beta Desalavancado Através de Metodologia Alternativa	145
	Apêndice D: Gráficos de DEC e FEC Históricas para as Distribuidoras Nordestinas.....	147
	Apêndice E: Gráficos de Perdas Não Técnicas Histórica para as Distribuidoras Nordestinas 159	
	Apêndice F: Gráficos de PMSO Histórico para as Distribuidoras Nordestinas	165
	Apêndice G: Gráficos de EBITDA Histórico para as Distribuidoras Nordestinas.....	171

1 Introdução

1.1 Estágio

O tema deste trabalho de formatura foi decidido, na realidade, antes do autor encontrar seu estágio atual; entretanto, devido ao interesse prévio em trabalhar no mercado financeiro, este viria a encontrar uma oportunidade de estagiar na empresa XP Investimentos, algumas semanas após a definição do tema. A empresa iniciou suas atividades como uma corretora, passando a atuar também na gestão de recursos e na estruturação e distribuição de produtos financeiros. A área de Mercado de Capitais, comumente chamada de “*Investment Banking*” em outras instituições financeiras, é uma das responsáveis por esta última atividade, e foi onde o autor estagiou durante o período. Sua função é intermediar a arrecadação de recursos pelas empresas através do mercado de capitais, bem como assessorá-las em processos de fusões e aquisições.

A autor teve a oportunidade de dar suporte a duas das equipes técnicas de Mercado de Capitais da XP Investimentos:

- ECM e M&A (“*Equity Capital Markets*” e “*Mergers and Acquisitions*”) – responsável pelas ofertas públicas iniciais de ações (IPO, do inglês *Initial Public Offering*), ofertas subsequentes de ações (“*follow on*”) e assessoria em operações de venda, aquisição e fusão de empresas.
- “*Structured Finance*” – responsável por ofertas públicas de títulos de renda fixa por companhias, porém voltada para clientes com necessidades mais específicas que exigem uma estrutura mais complexa.

Algumas atividades realizadas pelo autor foram: modelagem financeira, pesquisas setoriais e de mercado, elaboração de apresentações para o mercado e prospecção de novos clientes, entre outras.

1.2 Empresa Objeto

A empresa a ser estudada no presente trabalho de formatura é a Eletrobras Distribuição Alagoas, subsidiária da Eletrobras responsável pela distribuição de energia elétrica no estado de Alagoas e antiga Companhia Energética de Alagoas (Ceal, sigla até hoje utilizada para se referir à empresa).

Durante a elaboração deste trabalho, havia a expectativa de privatização da CEAL ao longo do ano de 2018, motivando sua escolha.

1.3 O Problema

A Eletrobras atraiu grande interesse do mercado após ser incluída no pacote de privatizações anunciado em agosto de 2017 pelo Governo Federal. A empresa é uma *holding* com diversos ativos de geração, transmissão e distribuição de energia, e os acionistas da Eletrobras optaram por inicialmente leiloar as seis distribuidoras que atuam no Norte e Nordeste: Eletrobras Distribuição Amazonas, Eletrobras Distribuição Roraima, Eletrobras Distribuição Acre, Eletrobras Distribuição Alagoas, Eletrobras Distribuição Piauí e Eletrobras Distribuição Rondônia. Na época da decisão, as empresas eram deficitárias, e a assunção pela iniciativa privada ajudaria a recuperação financeira da holding, por estancar a contínua necessidade de socorro financeiro.

Um processo de privatização nada mais é do que a venda de uma companhia, transferindo do público ao agente privado. Nesse sentido, não recebe um tratamento especial do mercado: possíveis investidores irão conduzir um processo de avaliação para atribuir um valor a estatal, como se fosse qualquer outra empresa. Esta é uma etapa fundamental no processo de venda de qualquer companhia, pois determina o preço que os investidores estão dispostos a pagar por ela. Nesse contexto, o problema a ser abordado no presente trabalho de formatura é a avaliação econômico-financeira da Eletrobras Distribuição Alagoas, uma das distribuidoras mencionadas.

1.4 Método

O método proposto tem como primeiro passo a revisão de ferramentas para avaliação de investimentos presentes na literatura, visando criar base teórica que norteia o processo de avaliação. Em seguida, são coletados os dados relevantes para a execução do trabalho de diversas fontes, como por exemplo:

- Materiais elaborados pela própria empresa objeto ou outras empresas relevantes, que contenham informações a respeito de seus históricos financeiros e operacionais, além de dados sobre o setor de energia elétrica e expectativas sobre seu futuro.

- Relatórios de analistas de casas de investimentos ou consultorias especializadas, que consolidam informações e projeções relevantes sobre empresas, o setor a ser estudado ou o cenário macroeconômico em geral
- Publicações de órgãos governamentais relevantes, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) ou o Banco Central do Brasil (BACEN), que também dispõem de dados e projeções setoriais e macroeconômicos.

O passo seguinte é a modelagem financeira da operação da empresa, através das ferramentas revisadas e dos dados coletados. Por fim, é feita a avaliação de valor da empresa e de possíveis estratégias para a venda no contexto de privatização, do ponto de vista financeiro para sua holding.

1.5 Objetivos

Considerando o contexto de privatização, o principal objetivo deste trabalho é avaliar a Eletrobras Distribuição Alagoas e encontrar seu valor justo, através da perspectiva de um investidor interessado em comprar a empresa. Assim, será possível determinar um preço teórico para sua venda, além de avaliar a própria necessidade da privatização.

No processo de valoração da companhia, procurar-se-á precificar efeitos da eventual privatização, a partir de experiências próximas no mesmo setor. Adicionalmente, também é analisada a necessidade de eventuais medidas adicionais por parte do Governo Federal para viabilizar a venda, de acordo com o valor justo encontrado.

1.6 Estrutura do Trabalho

O trabalho foi estruturado de maneira que todas as etapas do processo de avaliação possam ser abordadas e compreendidas, além de lidas em uma ordem lógica que reflita o cronograma de execução. São, ao todo, sete capítulos:

1. Introdução: apresentação do trabalho de formatura e o contexto no qual ele foi desenvolvido, bem como as motivações do autor. Breve descrição da empresa a ser estudada, do problema a ser analisado, objetivos esperados e método seguido.
2. Revisão Bibliográfica: apresentação das ferramentas utilizadas para avaliação de uma empresa. Para isso, é feita a revisão dos conceitos de contabilidade necessários e a descrição dos instrumentos de avaliação, bem como de indicadores utilizados na análise ou modelagem.

3. O Setor de Energia Elétrica: descrição do funcionamento do setor de energia elétrica, bem como de aspectos regulatórios pertinentes ao processo de avaliação. Inclui a coleta dos dados macroeconômicos e sobre consumo de energia utilizados na modelagem da empresa.
4. A Empresa: descrição da Eletrobras Distribuição Alagoas e de suas operações. Também são analisados os desempenhos operacional e financeiro passados da companhia em comparação a outras distribuidoras, além de possíveis impactos que o processo de privatização possa ter.
5. Modelagem: descrição da modelagem utilizada para a avaliação empresa, seguindo metodologias apresentadas no Capítulo 2, e com base no histórico da empresa e premissas sobre o futuro, abordados nos Capítulos 3 e 4.
6. Avaliação: através da modelagem do capítulo anterior, são apresentadas as estimativas do valor da companhia. São analisadas possíveis variações dadas alterações nas premissas (análise de sensibilidade) para se chegar em um intervalo razoável de possíveis valores.
7. Conclusões e Considerações Finais: análise dos resultados obtidos através da avaliação e considerações acerca do processo de privatização, de acordo com o intervalo de valores obtidos.

2 Revisão Bibliográfica

Existe vasta literatura acerca de metodologias para avaliação de empresas. Algumas obras em específico foram estudadas e servem como referência para as metodologias que são descritas neste capítulo, como o livro *Avaliação de Empresas*, de Aswath Damodaran, e *Avaliação de Empresas – Valuation*, de Tom Copeland, Tim Koller e Jack Murrin. Entretanto, a grande maioria delas envolve a análise das informações financeiras da empresa. Como este tipo de dado encontra-se consolidado em demonstrativos contábeis, é imprescindível realizar anteriormente uma revisão destes.

2.1 Contabilidade e demonstrativos contábeis

Existem três demonstrativos contábeis principais que resumem as informações financeiras necessárias para a avaliação de empresas (DAMODARAN, 2010). Estes são:

- **Balanco Patrimonial:** resume os ativos da empresa, seus valores, e a combinação de fontes de financiamento (dívida ou patrimônio) usada para estes ativos, em um momento específico.
- **Demonstração de Resultados:** informa sobre as receitas e despesas da empresa ocorridas durante um certo intervalo de tempo, que compõem o resultado do período.
- **Demonstrativo dos Fluxos de Caixa:** explica os fluxos e alterações no saldo de caixa da companhia, especificando as fontes das entradas e os destinos das saídas, referentes às atividades de operação, investimento e financiamento.

2.1.1 Balanço Patrimonial

O balanço patrimonial é, segundo Marion (2012), a principal demonstração contábil. Ele “reflete a Posição Financeira em determinado momento, normalmente no fim do ano ou de um período prefixado”. A posição financeira a que o autor se refere corresponde a todos os bens, valores a receber e valores a pagar da empresa.

Este demonstrativo é dividido em duas colunas: a da esquerda, denominada Ativo, e a da direita, denominada Passivo e Patrimônio Líquido, descritas brevemente a seguir:

- **Ativo:** bens e direitos de propriedade da empresa, que representem benefícios presentes ou futuros e sejam mensuráveis monetariamente.

- **Passivo:** obrigações exigíveis que a empresa tem com terceiros, ou seja, que podem ser reclamadas em determinada data.
- **Patrimônio Líquido:** seu valor é a diferença entre o Ativo e o Passivo, e corresponde à “dívida não exigível” que a empresa tem com os seus proprietários. Tem sua origem nos aportes feitos pelos sócios e nos lucros acumulados em anos anteriores.

O ativo, segundo a Lei das Sociedades Por Ações (Lei nº 6.404 de 1976), deve ser subdividido em contas listadas por ordem de liquidez. Ainda, estas contas devem ser agrupadas nos seguintes grupos listados a seguir:

- **Ativo Circulante:** disponibilidades e direitos realizáveis no próximo exercício social e aplicações de recursos em despesas do exercício seguinte
- **Ativo Não Circulante** – ainda subdividido em:
 - **Ativo Realizável a Longo Prazo:** direitos realizáveis após o término do exercício seguinte
 - **Investimentos:** participações permanentes em outras sociedades ou direitos não classificáveis no ativo circulante e que não sejam destinados a manutenção da atividade da empresa
 - **Imobilizado:** direitos cujo objetos sejam bens corpóreos destinados à manutenção das atividades da companhia
 - **Intangível:** direitos cujo objetos sejam bens incorpóreos destinados à manutenção das atividades da companhia

Já o passivo é demonstrado antes do patrimônio líquido, e suas contas são classificadas em dois grupos:

- **Passivo Circulante:** obrigações da companhia que vencem no próximo exercício
- **Passivo Não Circulante:** obrigações da companhia que tiverem vencimento de maior prazo

Finalmente, o patrimônio líquido deve ser dividido em capital social, reservas de capita, ajustes de avaliação patrimonial, reservas de lucros, ações em tesouraria e prejuízos acumulados.

2.1.2 Demonstrativo do Resultado do Exercício

Este relatório, elaborado simultaneamente ao balanço patrimonial, descreve de forma sucinta as operações realizadas pela companhia durante certo período e esclarece boa parte das variações do patrimônio líquido (IUDÍCIBUS, 2010). É nele que se encontra o resultado líquido do exercício, que pode ser de lucro ou prejuízo.

Segundo a Lei nº 6.404 de 1976, a demonstração do resultado do exercício (DRE) deve discriminar os seguintes itens:

- A receita bruta das vendas e serviços, bem como as deduções das vendas, os abatimentos e os impostos, que juntos resultam na receita líquida.
- A receita líquida e o custo das mercadorias e serviços vendidos, que juntos resultam no lucro bruto, o qual também deve ser descrito.
- As despesas com vendas, gerais e administrativas e financeiras, além de outras despesas operacionais.
- O lucro ou prejuízo operacional, resultante da dedução das despesas do lucro bruto, bem como outras receitas e outras despesas.
- O resultado do exercício antes do Imposto de Renda e a provisão para o imposto.
- Participações de debêntures, empregados, administradores e partes beneficiárias e instituições ou fundos de assistência ou previdência de empregados, que não se enquadrem como despesa.
- O lucro ou prejuízo líquido do exercício e o seu valor por ação do capital social.

2.1.3 Demonstrativo dos Fluxos de Caixa

Segundo Iudícibus (2010), embora a DRE demonstre certa visão do desempenho da empresa, falha em corresponder a iguais movimentações de caixa no período por seguir o regime de competência, ou seja, por reconhecer despesas e receitas no momento de ocorrência do seu fato gerador, e não quando há efetivamente recebimento ou desembolso.

Além disso, segundo o mesmo autor, existem movimentações significantes de caixa que não correspondem a receitas nem despesas, como no caso de tomada ou pagamento de dívidas, novos aportes de capital ou recebimentos da distribuição do resultado por parte dos sócios e compra de ativos imobilizados.

Sendo assim, o demonstrativo dos fluxos de caixa (DFC) se faz essencial para a boa gestão da empresa (MARION, 2012). Enquanto um excesso de caixa é desaconselhável devido

a corrosão inflacionária de uma economia típica, a empresa deve ter disponibilidade suficiente para honrar com suas obrigações. Portanto, o DFC permite que a gerência decida quando é o momento de fazer aplicações no mercado financeiro, e quando se deve tomar empréstimos para cobrir a insuficiência de fundos.

Segundo a Lei nº 6.404 de 1976, todas as alterações ocorridas no saldo de caixa e seus equivalentes devem estar contidas neste demonstrativo, divididas em ao menos três tipos de fluxo: das operações, dos financiamentos e dos investimentos. Segue breve descrição dessa divisão, de acordo com Marion (2012):

- **Fluxo proveniente das atividades operacionais:** movimentações devidas ao exercício do objeto social da empresa, como recebimento de receitas ou duplicatas e pagamentos de fornecedores ou despesas operacionais. Descreve, então, a capacidade da companhia em gerar caixa para suprir as necessidades de investimento e pagamento das fontes de financiamento.
- **Fluxo proveniente das atividades de investimento:** movimentações que envolvam a compra ou venda de ativos permanentes, como participações em outras entidades, e de ativos imobilizados para fins de produção, prestação de serviços ou manutenção do negócio, como plantas industriais e equipamentos em geral.
- **Fluxo proveniente das atividades de financiamento:** deve descrever toda a captação ou devolução de recursos pela empresa, seja dos sócios por meio do capital social ou de terceiros por meio de dívida. Deve incluir, por exemplo, distribuição de dividendos ou juros sobre capital próprio e a amortização dos empréstimos.

2.1.4 Análise de Demonstrativos Financeiros

Ainda que os demonstrativos financeiros das empresas nos deem informações extremamente relevantes, por vezes é necessária uma análise que vai além da simples leitura dos números e das notas explicativas. Sendo assim, aqui são abordadas algumas técnicas e métricas para análise de demonstrativos contábeis (ASSAF NETO, 2012).

2.1.4.1 Análise Dinâmica de Capital de Giro

Ao analisar uma empresa, é essencial entender a dinâmica envolvendo seu Capital Circulante Líquido, para uma avaliação melhor tanto de sua liquidez quanto da sua posição de

equilíbrio financeiro. Pode-se definir o Capital Circulante Líquido (CCL), ou Capital de Giro Líquido, como:

$$CCL = \textit{Ativo Circulante} - \textit{Passivo Circulante} \quad (1)$$

O Capital Circulante Líquido pode ser entendido então, segundo Assaf Neto (2014), como o “excedente das aplicações a curto prazo em relação às captações de recursos processadas também a curto prazo”. Ainda pode ser definido também como “o excedente de recursos a longo prazo, próprios ou de terceiros, alocados pela empresa, em relação ao montante também aplicado a longo prazo”, representado pela equação (2).

$$CCL = (\textit{Patrimônio Líquido} + \textit{Exigível a Longo Prazo}) - (\textit{Ativo Permanente} + \textit{Realizável a Longo Prazo}) \quad (2)$$

Sendo assim, o CCL é o volume de recursos a longo prazo que se encontra aplicado no ativo circulante e que, portanto, deve gerar as condições necessárias tanto para a sustentação quanto crescimento da empresa.

É imprescindível levar em conta as necessidades de investimentos em Capital de Giro no modelo utilizado para a avaliação, por estar diretamente relacionado com a solvência da empresa. Portanto, para analisar melhor a dinâmica do Capital de Giro, deve-se olhar para as contas cíclicas que o compõem, ou seja, aquelas que estão diretamente relacionadas ao ciclo operacional da empresa. As outras contas do ativo e passivo circulantes podem ser consideradas como financeiras, já que não apresentam tal vínculo direto.

Em uma empresa de segmento que não o financeiro, as principais contas dos grupos cíclicos e financeiros são:

- Ativo Financeiro (Circulante): disponibilidades, fundo fixo de caixa, aplicações financeiras, depósitos judiciais, restituição de IR, créditos de empresas coligadas ou controladas, etc.
- Ativo Cíclico (Circulante): duplicatas a receber, provisão para devedores duvidosos, adiantamento a fornecedores, estoques, adiantamento a empregados, impostos indiretos a compensar, despesas operacionais antecipadas, etc.
- Ativo Permanente (Não Circulante): valores dos grupos imobilizado, investimentos e diferido, e realizável a longo prazo.

- Passivo Financeiro (Circulante): empréstimos e financiamentos bancários de curto prazo, duplicatas descontadas, imposto de renda e contribuição social, dividendos, dívidas com coligadas e controladas, etc.
- Passivo Cíclico (Circulante): fornecedores, impostos indiretos, adiantamentos de clientes, provisões trabalhistas, salários e encargos sociais, participações de empregados, despesas operacionais, etc.
- Passivo Permanente (Não Circulante): contas do exigível a longo prazo e patrimônio líquido.

Define-se então a Necessidade de Investimento em Giro (NIG) conforme equação (3).

$$NIG = Ativo Cíclico - Passivo Cíclico \quad (3)$$

Este indicador pode ser entendido como o montante de capital a longo prazo necessário para financiar o Capital de Giro. Para a empresas apresentar segurança financeira, deve então apresentar Capital Circulante Líquido maior que a Necessidade de Investimento em Giro. Caso este cenário ocorra, este excesso pode ser definido como Saldo de Disponível (SD), que pode ainda ser definido como:

$$SD = Ativo Financeiro - Passivo Financeiro \quad (4)$$

O Saldo de Disponível pode ser entendido como o indicador da capacidade da empresa de financiar internamente o crescimento da sua atividade operacional. Caso seja negativo, demonstra a existência de ativos cíclicos sendo financiados por recursos não cíclicos.

Uma vez identificada a Necessidade de Investimento em Giro, deve-se olhar para a Necessidade Total de Financiamento Permanente (NTFP):

$$NTFP = NIG + Ativo Permanente \quad (5)$$

O valor acima pode ser entendido como o mínimo de passivo permanente que a empresa deve ter para lastrear seus investimentos em giro e fixo. Caso o passivo permanente seja maior que este valor, o excedente se encontra nos ativos financeiros, o que incrementa o Saldo de Disponível da empresa:

$$SD = Passivo Permanente - NTFP \quad (6)$$

Ainda segundo o autor, para estimar e projetar o NIG de uma empresa, algumas métricas podem ser definidas. Seguem abaixo as mais relevantes para uma distribuidora de energia elétrica, começando pelo Prazo Médio de Cobrança (PMC). O número de dias reflete sempre o período de tempo em que estamos analisando as contas.

$$PMC = \frac{\text{Valor a Receber}}{\text{Vendas}} \times \text{número de dias} \quad (7)$$

Temos, também, o Prazo Médio de Pagamento a Fornecedores (PMPF):

$$PMPF = \frac{\text{Fornecedores}}{\text{Compras}} \times \text{número de dias} \quad (8)$$

Finalmente, pode-se calcular o prazo médio de pagamento de despesas operacionais (PMPD).

$$PMPD = \frac{\text{Despesas a Pagar}}{\text{Despesas Incorridas}} \times \text{número de dias} \quad (9)$$

Sabendo os valores médios com os quais a empresa trabalha para cada prazo, é possível projetar o valor de cada conta que compõe o NIG (Valor a Receber, Fornecedores e Despesas a Pagar) em determinado período, caso tenha-se também previsões para Vendas, Compras e Despesas Incorridas.

Por fim, é necessário comentar acerca de um indicador extremamente utilizado por analistas financeiros, o Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciações e Amortizações.

$$LAJIDA = \text{Lucro Operacional antes do IR} + \text{Depreciação e Amortização} \quad (10)$$

Este indicador demonstra a verdadeira capacidade operacional de geração de caixa de uma empresa, ou seja, quão bem suas estratégias operacionais se traduzem em eficiência financeira. Sendo assim, é comum utilizá-lo na análise da capacidade de pagamentos de juros de uma empresa.

Cobertura de Juros pelo LAJIDA

$$= \frac{\text{LAJIDA} - \text{Necessidades de Reinvestimentos}}{\text{Despesas Financeiras}} \quad (11)$$

2.1.4.2 Avaliação Desempenho Econômico

Nesta seção, são abordadas técnicas para avaliar a atratividade dos investimentos em uma empresa.

Primeiramente, definimos o valor do capital investido em uma empresa como a soma dos recursos de terceiros disponíveis no mercado financeiro (ou seja, passivo oneroso, que gera despesas financeiras) com os recursos dos proprietários:

$$\text{Investimento} = \text{Patrimônio Líquido} + \text{Passivo Oneroso} \quad (12)$$

Sendo assim, podemos calcular o Retorno sobre Investimento (ROI), ou seja, a remuneração gerada tanto aos acionistas quanto aos credores.

$$\text{ROI} = \frac{\text{Lucro Líquido} + \text{Despesas Financeiras (líquidas)}}{\text{Investimento}} \quad (13)$$

No cálculo do ROI, considera-se as despesas financeiras líquidas de impostos, já que estas têm o benefício fiscal de reduzir o lucro tributável.

Neste contexto, pode-se calcular também o Retorno Sobre o Patrimônio Líquido (RSPL), ou seja, a rentabilidade gerada apenas aos acionistas:

$$\text{RSPL} = \frac{\text{Lucro Líquido}}{\text{Patrimônio Líquido} - \text{Lucro Líquido}} \quad (14)$$

O RSPL pode ainda ser calculado da seguinte maneira, onde sua relação fica mais clara. A variável custo da dívida corresponde a taxa média de juros do Passivo Oneroso total da empresa, e terá uma abordagem mais aprofundada no próximo capítulo.

$$\text{RSPL} = \text{ROI} + (\text{ROI} - \text{custo da dívida}) \times \frac{\text{Passivo Oneroso}}{\text{Patrimônio Líquido}} \quad (15)$$

Em mãos do ROI e do RSPL, é possível calcular o Grau de Alavancagem Financeira (GAF), que corresponde à intensidade que o financiamento através de recursos de terceiros tem na rentabilidade do capital próprio.

$$GAF = \frac{RSPL}{ROI} \quad (16)$$

Pode-se calcular também outro indicador de rentabilidade, o Retorno Sobre o Ativo (ROA). O ROA representa o retorno do capital próprio investido nos ativos da empresa.

$$ROA = \frac{\text{Lucro Líquido}}{\text{Ativo Total} - \text{Lucro Líquido}} \quad (17)$$

É possível também averiguar a rentabilidade e atratividade de uma empresa analisando suas ações. Primeiro define-se o Valor Patrimonial, ou seja, a parcela de capital próprio que compete a cada ação emitida:

$$\text{Valor Patrimonial} = \frac{\text{Patrimônio Líquido}}{\text{Número de ações emitidas}} \quad (18)$$

Também pode-se calcular o Lucro por Ação (LPA), ou seja, a parcela do resultado líquido que compete a cada ação:

$$LPA = \frac{\text{Resultado Líquido}}{\text{Número de ações emitidas}} \quad (19)$$

De mãos do LPA, é possível inferir o indicador Preço/Lucro (P/L), que nos diz o tempo teórico de retorno do investimento para o acionista.

$$\frac{\text{Preço}}{\text{Lucro}} = \frac{\text{Valor de mercado da ação}}{\text{Lucro por ação (LPA)}} \quad (20)$$

Neste contexto, devemos ainda considerar os dividendos pago pela empresa. O indicador Dividendos por Ação (DPA) nos dá o valor deste tipo de remuneração que compete a cada ação emitida:

$$DPA = \frac{\textit{Dividendos}}{\textit{Quantidade de Ações}} \quad (21)$$

Após o cálculo do DPA, é possível calcular sua relação com o preço de mercado da ação e obter o *Dividend Yield* (DY). Este indicador demonstra a taxa de retorno da ação considerando apenas os dividendos pagos.

$$DY = \frac{\textit{Dividendos por Ação}}{\textit{Preço de Mercado da Ação}} \quad (22)$$

Por fim, pode-se calcular a Taxa de Retorno Total da Ação (TRA), que leva em conta também os ganhos oferecidos pelo aumento do preço da ação (P):

$$TRA = \frac{DPA + (P_t - P_{t-1})}{P_{t-1}} \quad (23)$$

2.1.4.3 Análise DuPont

Como ferramenta adicional para compreender a rentabilidade de uma empresa, podemos utilizar a análise DuPont¹. Este método consiste em calcular diversos indicadores que, juntos, compõem o Retorno Sobre Patrimônio Líquido (RSPL):

$$RSPL = \frac{\textit{Ativos}}{\textit{PL}} \times \frac{\textit{Receitas}}{\textit{Ativos}} \times \frac{\textit{LAJI}}{\textit{Receitas}} \times \frac{\textit{LAI}}{\textit{LAJI}} \times \left(1 - \frac{\textit{Impostos}}{\textit{LAI}}\right) \quad (24)$$

A ideia geral da análise DuPont é que o retorno para os acionistas depende de três fatores:

- Grau de Alavancagem Financeira, aproximado através do primeiro indicador, já que demonstra quanto do ativo da empresa é financiado através de recursos próprios.

¹ Infelizmente, como o Patrimônio Líquido da Eletrobras Distribuição Alagoas se encontra negativo, não é possível fazer esse tipo de análise.

- Eficiência em termos de ativos, calculada através do segundo indicador, também chamado de *Asset Turnover*. Tal indicador mede a capacidade da empresa em gerar receita de acordo com seu portfólio de ativos.
- Lucratividade da empresa, em termos de margem de lucro (Lucro Líquido/Receitas), calculada através da multiplicação dos outros termos seguintes:
 - O terceiro indicador mede quanto das receitas se traduzem no Lucro Antes de Juros e Impostos (LAJI), demonstrando a eficiência da operação da empresa em termos de custos e despesas, ou seja, sem considerar sua estrutura de capital.
 - O quarto indicador mede quanto do Lucro Antes de Juros e Impostos (LAJI) se traduz em Lucros Antes de Impostos (LAI), demonstrando quanto do lucro gerado pelas operações da empresa é afetado pela sua estrutura de capital.
 - Finalmente, o último termo mede a porcentagem dos lucros que efetivamente ficam com a empresa após o pagamento de impostos sobre a renda.

2.2 Avaliação de Empresas

Segundo Damodaran (2007), a avaliação tem papel fundamental no processo de aquisição de uma empresa. Assim como o comprador deve determinar um valor justo para seu alvo antes de fazer uma oferta, a própria empresa deve saber seu valor para decidir se a aceita ou não.

Entretanto, segundo o mesmo autor, sempre haverá incerteza associada às avaliações, por melhor que sejam feitas. Algumas fontes de incertezas são:

- Incerteza na estimativa: a conversão de dados brutos em entradas no modelo de avaliação, ainda que aqueles sejam provenientes de fontes confiáveis, está sujeita a erros e má avaliações.
- Incerteza específica da empresa: as previsões feitas sobre o futuro operacional da empresa, que são essenciais para determinar certas entradas do método de avaliação, podem estar totalmente erradas.
- Incerteza macroeconômica: a empresa sempre estará sujeita a condições macroeconômicas. Portanto, ainda que se acerte o futuro da empresa, seu valor

pode ser substancialmente alterado em relação às nossas previsões caso as premissas sobre a economia estejam equivocadas.

Sendo assim, é comum que o resultado da avaliação seja um intervalo de valores, cuja amplitude é proporcional às incertezas inerentes a seu processo.

Ainda de acordo com Damodaran (2007), há três abordagens de avaliação em termos gerais:

- **Avaliação pelo fluxo de caixa descontado:** tenta relacionar o valor do ativo com o valor presente dos fluxos de caixa futuros por ele gerados. Os fluxos devem ser descontados por uma taxa que reflita seu grau de risco.
- **Avaliação relativa:** tenta estimar o valor de um ativo o comparando com outros ativos similares, através de uma variável comum.
- **Avaliação por direitos contingentes:** utilizado para avaliar ativos com características de opções, através de modelos de precificação de opções.

Para este trabalho de formatura serão relevantes apenas os dois primeiros métodos de avaliação acima descritos. Para melhor entendimento do leitor, a revisão inicia-se pelo segundo.

Entretanto, é necessário revisar antes dois conceitos cruciais para a avaliação, seja através do fluxo de caixa descontado ou por múltiplos. Em ambos os métodos, podemos avaliar dois tipos de valores: o valor do patrimônio líquido ou o valor da empresa. Como foi visto, as fontes de capital da empresa podem ser provenientes dos sócios (patrimônio líquido) ou de terceiros (dívida); cada um desses valores leva em consideração a ótica de quem está investindo na empresa (DAMODARAN, 2010).

- **Valor da empresa:** é o valor da empresa como um todo, ou seja, o valor de suas operações sem levar em considerações as despesas devidas às fontes de financiamento. É, portanto, o valor que diz respeito tanto aos acionistas quando a terceiros.
- **Valor do patrimônio líquido:** é o valor que corresponde aos acionistas da empresa somente, ou seja, o valor residual após a dedução de todas as necessidades e obrigações que a empresa tem com terceiros.

2.2.1 Múltiplos

Existem dois aspectos principais na avaliação relativa (DAMODARAN, 2007). O primeiro é a noção de ativos comparáveis e similares, que no contexto teórico de avaliação diz respeito a ativos com fluxos de caixa, risco e potencial de crescimento similares, mas que na prática geralmente implica em empresas do mesmo ramo que a empresa objeto. O segundo é o preço padronizado, necessário pela arbitrariedade no preço de uma ação. Como este preço é função do número de ações em circulação, é preciso dividi-lo por alguma medida que esteja relacionada a este valor, como por exemplo ganhos, valor contábil ou receitas.

Pode-se citar alguns múltiplos popularmente utilizados em avaliações de empresas:

- **VE/ Vendas:** razão entre o valor da empresa e o valor de suas vendas. É especialmente útil quando outras métricas a serem vistas adiante são negativas, já que ao menos o valor da receita da empresa não pode ser menor do que zero.

$$\frac{VE}{Vendas} = \frac{\text{Valor de mercado da empresa}}{\text{Receita}} \quad (25)$$

- **VE/ LAJIDA:** razão entre o valor da empresa e o lucro antes de juros, impostos, depreciação de amortização (LAJIDA). Embora o LAJIDA não esteja previsto oficialmente na Lei das Sociedades por Ações, é muito utilizado em análise de empresas por ser o lucro das operações das empresas antes dos efeitos devidos a sua estrutura de capital e tributação, corrigidos pelas principais despesas que não correspondem efetivamente a desembolsos (depreciação e amortização).

$$\frac{VE}{LAJIDA} = \frac{\text{Valor de mercado da empresa}}{\text{Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização}} \quad (26)$$

- **P/ L:** múltiplo que relaciona o valor de mercado do Patrimônio Líquido da empresa com o lucro líquido por ela gerado. É comum também o cálculo utilizando como métricas o preço unitário de uma ação da empresa e o lucro líquido por ação.

$$\frac{P}{L} = \frac{\text{Valor de mercado do Patrimônio Líquido}}{\text{Lucro Líquido}} = \frac{\text{Preço por Ação}}{\text{Lucro Líquido por Ação}} \quad (27)$$

Os múltiplos se destacam devido a simplicidade e rapidez de cálculo, além de serem uma boa técnica para a análise relativa, permitindo em teoria identificar ações sub ou supervalorizadas. Entretanto, deve-se citar os dois principais pontos fracos desta técnica de avaliação. O primeiro é a grande suscetibilidade ao mau uso ou manipulação devido a escolha arbitrária de empresas comparáveis: o avaliador pode escolher empresas que na realidade não são comparáveis, ou selecionar propositalmente empresas que apresentem múltiplos maiores ou menores que a média para alterar a conclusão de sua avaliação. O segundo é justamente a inerente ótica relativa da técnica, que incorpora eventuais erros que o mercado pode estar cometendo. Um exemplo disso seria chegar à conclusão que uma empresa está subvalorizada por estar sendo avaliada em um múltiplo menor que outras empresas do setor enquanto, na realidade, o setor inteiro está supervalorizado.

2.2.2 Fluxo de Caixa Descontado

Segundo Damodaran (2007), o valor de um ativo é igual ao valor presentes dos fluxos de caixa por ele gerados, conforme equação (28):

$$Valor\ do\ Ativo = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (28)$$

Onde:

FC_t = Fluxo de Caixa previsto no período t

r = taxa de desconto que reflete o risco dos fluxos de caixa estimados

n = vida do ativo

Também se pode considerar que, ao fim de sua vida, o ativo em questão pode ter um valor terminal, que ao ser considerado altera a equação (28) para a (29):

$$Valor\ do\ Ativo = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} + \frac{Valor\ Terminal_n}{(1+r)^n} \quad (29)$$

Entretanto, existem ainda duas maneiras de executar uma avaliação por fluxo de caixa descontado. A primeira é analisar a empresa inteira, considerando tanto os ativos instalados quanto ativos para crescimento. Sendo assim, neste caso, olha-se para os fluxos de caixa

anteriores ao pagamento de dívida e posteriores a necessidades de reinvestimos, também chamado de Fluxo de Caixa Livre para a Empresa (FCLE).

A segunda maneira é avaliar apenas o risco patrimonial, ou seja, dos acionistas da companhia. Neste caso, deve-se analisar os fluxos de caixa posteriores aos pagamentos de dívidas e às necessidades de reinvestimento, também conhecidos como Fluxo de Caixa Livre para o Patrimônio Líquido (FCLPL).

As duas maneiras interagem entre si, pois o valor de toda a empresa deve ser igual ao valor do patrimônio líquido somado ao valor de mercado da dívida da empresa. Sendo assim, ambas devem fornecer a mesma resposta em termos de quanto uma parte interessada em comprar uma participação na empresa deveria pagar.

2.2.2.1 Fluxo de Caixa para a Empresa

Na avaliação da empresa, também chamada de avaliação empresarial, são descontados os Fluxos de Caixa Livres para a Empresa:

$$\sum_{t=1}^n \frac{FCLE_t}{(1+r)^t} \quad (30)$$

Onde podemos definir o Fluxo de Caixa Livre para a Empresa em determinado período como:

$$\begin{aligned} & \text{Lucro Operacional} \times (1 - \text{Alíquota de Imposto de Renda}) \\ & (-) \text{Gastos de Capital} - \text{Depreciação} \\ & (-) \text{Alteração em capital de giro não monetário} \\ & = \text{Fluxo de Caixa Livre para a Empresa} \end{aligned} \quad (31)$$

Neste tipo de avaliação, a taxa de desconto a ser utilizada deve refletir o risco tanto para os sócios quanto para terceiros. É usado, então, o custo médio ponderado de capital da empresa, a ser abordado mais adiante. Esta taxa reflete o custo composto de todas as fontes de financiamento.

2.2.2.2 Fluxo de Caixa para o Patrimônio Líquido

Na avaliação do patrimônio líquido, também chamada de avaliação patrimonial (ou ainda do acionista), são descontados os Fluxos de Caixa Livres para o Patrimônio Líquido:

$$\sum_{t=1}^n \frac{FCLPL_t}{(1+r)^t} \quad (32)$$

Onde podemos definir o Fluxo de Caixa Livre para o Patrimônio Líquido em determinado período como:

$$\begin{aligned} & \text{Lucro líquido} \\ & (-) \text{ (Gastos de Capital – Depreciação)} \\ & (-) \text{ Alteração em capital de giro não monetário} \\ & (+) \text{ (Emissão de novas dívida – Pagamento de dívida)} \\ & = \text{ Fluxo de Caixa Livre para o Acionista} \end{aligned} \quad (33)$$

Neste tipo de avaliação, a taxa pela qual deve-se descontar os fluxos de caixa é aquela que reflete apenas o risco do acionista. Sendo assim, é usado o custo do patrimônio líquido.

2.2.2.3 Taxa de Desconto

Conforme descrito na seção anterior, é necessário estimar uma taxa de desconto nos modelos de avaliação por fluxo de caixa descontado. Tanto credores quanto sócios de uma empresa esperam ter uma remuneração pelo custo de oportunidade do investimento de seus recursos em certa empresa ao invés de outra com risco semelhante (COPELAND, KOLLER e JACK, 2002).

Nesse sentido, o custo do patrimônio líquido, utilizado para calcular o valor do patrimônio líquido, é igual ao retorno que os acionistas esperam incorrer em seus investimentos (DAMODARAN, 2007). Entretanto, por este ser um custo implícito e não observável, faz-se necessário realizar estimativas. Uma maneira de fazer esta estimativa é através de modelo que meça o risco de determinado investimento e o relacione com um retorno previsto e exigido pelos investidores; o modelo padrão para medir tal risco em finanças é o chamado Modelo de Precificação de Ativo de Capital, abordado nesta revisão bibliográfica.

Já no cálculo o valor presente dos fluxos de caixa para toda a empresa, deve-se considerar também os credores no custo de capital. Para isso, é empregado o Custo Médio Ponderado do Capital, que é nada mais é que a média ponderada dos custos de todas as fontes de recursos. Como o custo do patrimônio líquido é um desses custos, devendo ser estimado anteriormente, inicia-se esta seção pela revisão do Modelo de Precificação de Ativo de Capital.

2.2.2.3.1 O Modelo de Precificação de Ativo de Capital

O risco relativo às diferenças entre retornos reais e previstos pode ser explicado e dividido em duas categorias de risco: riscos específicos da empresa, que afetam apenas os investidores de determinada empresa, e riscos gerais do mercado, que afetam muitos, se não todos os investidores (DAMODARAN, 2007). A diversificação em uma carteira de investimentos providencia o benefício de zerar, ao longo do tempo, a média dos riscos relativos às empresas, mas não do risco de mercado.

Nesse contexto, o Modelo de Precificação de Ativo de Capital é um modelo que mede o risco de mercado de determinado ativo, e parte de algumas premissas:

- Não há custos de transação;
- Investidores não têm acesso a informações privadas que lhes permita determinar ações sub ou supervalorizadas;

Respeitando-se ambas as premissas, pode-se assumir que todos os investidores detêm carteiras diversificadas, por estes serem os principais motivos pelos quais eles estariam dispostos a abrir mão dos benefícios da diversificação. Esta carteira diversificada contém todos os ativos negociados no mercado, sendo chamada de *carteira de mercado*; a diferença entre os investidores é quanto cada um investe ou na carteira de mercado ou em um ativo livre de risco.

O Modelo de Precificação de Ativo de Capital diz, então, que o retorno esperado de um ativo deve ser proporcional ao seu risco, que nada mais é que a parcela do risco adicionado por este ativo na carteira de mercado. Podemos ainda considerar este risco (e, conseqüentemente, o retorno esperado) como uma função do risco médio da carteira de mercado; segue, então, a equação (34).

$$E(R_i) = R_l + \beta_i \times \text{Prêmio pelo risco da carteira de mercado} \quad (34)$$

Onde:

$$E(R_i) = \text{Retorno esperado de determinado ativo } i$$

$R_i =$ Taxa de retorno do ativo livre de risco

$\beta_i =$ Relação entre o risco do ativo i com o risco da carteira de mercado

O coeficiente β (beta) corresponde, então, ao risco adicionado pela ativo em questão em relação a carteira de mercado, podendo ser calculado da seguinte maneira:

$$\beta_i = \frac{\text{Covariância de um ativo } i \text{ com a carteira de mercado}}{\text{Variância da carteira de mercado}} \quad (35)$$

2.2.2.3.2 Taxa Livre de Risco

O Modelo de Precificação de Ativo de Capital tem como ponto de partida um ativo cuja definição é livre de risco, ou seja, que o investidor tem conhecimento e “certeza” do retorno esperado (DAMODARAN, 2007). Para isso, são necessárias duas condições:

- Ausência de risco de inadimplência: implica que o ativo deve ser emitido por algum governo. Entretanto, deve-se considerar que alguns governos podem possuir risco de inadimplência e fazer os ajustes necessários.
- Ausência de incertezas acerca das taxas de reinvestimento: significa que não pode existir fluxo intermediário; sendo assim, é necessário utilizar títulos do governo com taxa zero de cupom.

No contexto da primeira condição, existem duas possibilidades com implicações práticas: quando existem entidades livres de inadimplência no mercado ou não (DAMODARAN, 2010). Neste trabalho de formatura, será seguida a lógica apresentada na primeira possibilidade, pois foi verificado que o prêmio do mercado brasileiro não poderia ser estimado de maneira adequada, conforme descrito posteriormente. Para o caso de considerar que não existem entidades livres de inadimplência no Brasil, o autor aponta duas possibilidades para estimar a taxa livre de risco do mercado:

- Enquanto o capital puder fluir livremente entre as economias com os maiores retornos reais, não haverá diferença nas taxas livres de risco reais destes mercados. Assumindo tal premissa como verdadeira, pode-se considerar a taxa livre de risco para os Estados Unidos, estimada através do *US Treasury Note/Bond (T-Note/ T-Bond)*, como taxa livre de risco nominal em todos os mercados.

- Se houver restrições quanto ao fluxo de capital entre os mercados, o retorno real no longo prazo deve ser igual a taxa esperada de crescimento real da economia no mercado em análise.

Assumindo a primeira possibilidade como verdade, a taxa livre risco utilizada para os cálculos das taxas de desconto será o retorno esperado para o título soberano de 10 anos do governo dos Estados Unidos (*T-Bond*). Em 14 de agosto de 2018, o título em questão era negociado a 2,90% ao ano, sendo que a média do seu retorno nos últimos 15 anos foi de 3,14% a.a., conforme pode ser observado na Figura 1 (Índice *USGG10YR*).

Figura 1 - Retorno e média do retorno dos títulos de 10 anos do governo dos Estados Unidos nos últimos 15 anos



Fonte: Bloomberg (14/08/2018)

Já no caso de considerar o governo brasileiro como entidade livre de inadimplência, a taxa livre de risco nominal poderia ser calculada através de títulos emitidos pelo Tesouro Direto, como a Nota do Tesouro Nacional série F (Tesouro Prefixado NTN-F).

2.2.2.3.3 Prêmio de Mercado

O Modelo de Precificação de Ativo de Capital considera um prêmio pelo risco da carteira de mercado. Tal prêmio é normalmente calculado através dos prêmios históricos ganhos pelas ações sobre títulos livres de risco, ou seja, através da diferença dos retornos reais

históricos de ações e de títulos livre de risco, por uma quantidade razoável de tempo (DAMODARAN, 2010). Entretanto, tal abordagem só se faz válida em mercados grandes, diversificados e com um longo histórico destes retornos, como o dos Estados Unidos. Para mercados menos desenvolvidos, como o brasileiro, é necessário fazer algumas adaptações, assim como no cálculo da taxa livre de risco.

Vale ressaltar que, ainda que se pudesse assumir que o mercado brasileiro é desenvolvido o suficiente, não seria possível calcular diretamente seu prêmio, já que o retorno histórico da bolsa de valores brasileira é apenas 0,45% maior que o retorno histórico dos Títulos do Tesouro Direto e 0,16% maior que a taxa SELIC acumulada². Sendo assim, dada a necessidade de se utilizar outra economia como referência, o prêmio do mercado pode ser calculado da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \textit{Prêmio de Mercado}_{\textit{mercado em análise}} \\ = \textit{Prêmio de Mercado}_{\textit{mercado desenvolvido}} \\ + \textit{Prêmio do Risco País} \end{aligned} \quad (36)$$

Onde o prêmio do risco país reflete o prêmio extra exigido pelo investimento em um mercado específico, menos desenvolvido. Normalmente, toma-se como base de mercado desenvolvido o norte americano. Para calcular este prêmio, existem três alternativas:

- Utilizar *spreads* de risco de inadimplência, normalmente divulgados por agências internacionais de risco como a Standard & Poor's, Moody's Investors Service e Fitch IBCA, e que medem a diferença entre as taxas das emissões de títulos em dólar do país em questão e a taxa do título do Tesouro Norte Americano. Outra alternativa é utilizar índices de instituições financeiras que também reflitam este risco, como o EMBI+ do banco JP Morgan, ou índices dados pelo mercado, como o CDS (*credit default swap* – título que fornece um seguro contra inadimplência de um país) *spread*.
- Utilizar os desvios-padrões relativos entre os mercados, partindo do pressuposto que o prêmio do risco país deve ser proporcional à volatilidade do mercado em questão quando comparada com a de um mercado desenvolvido. Nesta

² Os cálculos seguindo esta metodologia podem ser observados no Apêndice A: Cálculo do Prêmio de Mercado Brasileiro com Base na Economia Brasileira.

abordagem, chega-se no prêmio de mercado, do mercado em análise diretamente, podendo-se calcular o prêmio do risco país pela simples diferença entre o resultado obtido e o prêmio de mercado, no mercado desenvolvido.

$$\begin{aligned} & \textit{Prêmio de Mercado}_{\textit{mercado em análise}} \\ &= \textit{Prêmio de Mercado}_{\textit{mercado EUA}} \\ &\times \textit{Desvio padrão relativo} \end{aligned} \quad (37)$$

Onde:

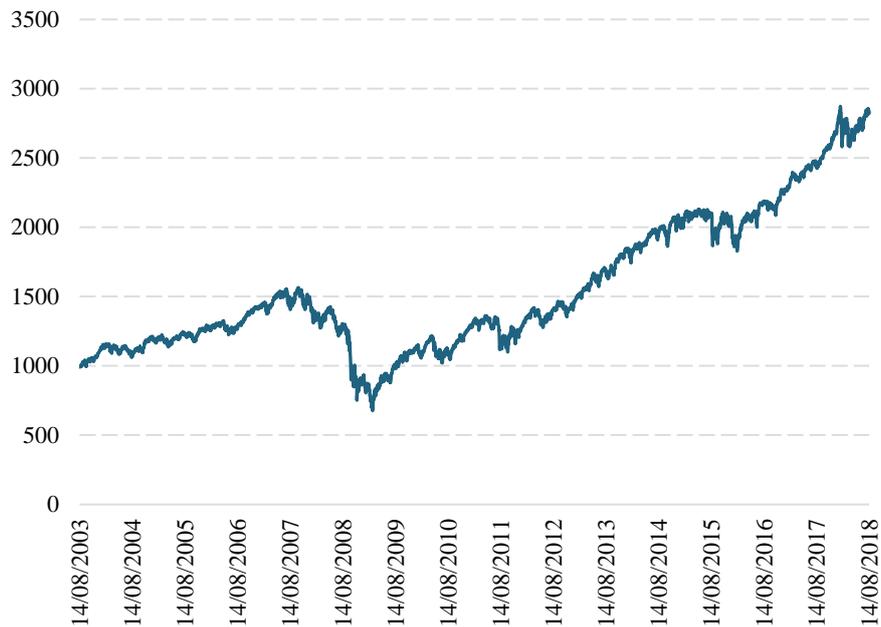
$$\textit{Desvio padrão relativo} = \frac{\textit{Volatilidade}_{\textit{mercado em análise}}}{\textit{Volatilidade}_{\textit{mercado EUA}}} \quad (38)$$

- Utilizar tanto *spreads* de inadimplência quanto desvios-padrões relativos. Nesta abordagem, utiliza-se o desvio-padrão relativo entre o mercado de ações em questão e os títulos utilizados para calcular o *spread* de inadimplência.

$$\begin{aligned} & \textit{Prêmio do Risco País} \\ &= \textit{Spread de inadimplência} \times \frac{\textit{Volatilidade}_{\textit{mercado de ações}}}{\textit{Volatilidade}_{\textit{títulos do país}}} \end{aligned} \quad (39)$$

No presente trabalho de formatura, será utilizada a segunda abordagem³. Entretanto, primeiramente, deve-se calcular o prêmio de mercado para os Estados Unidos. Para isso, foi utilizado o Índice *Standard & Poor's 500* (S&P 500), cuja cotação nos últimos 15 anos pode ser observada na Figura 2 a, e que teve retorno anual médio de 7,27%.

³ Para fins comparativos, o valor do CDS *spread* para títulos brasileiros de 10 anos pode ser encontrado no Apêndice B: CDS *spread* para Títulos Brasileiros de 10 anos, e resultariam num prêmio de risco país de 2,68%.

Figura 2 - Cotação diária do Índice *Standard & Poor's 500*

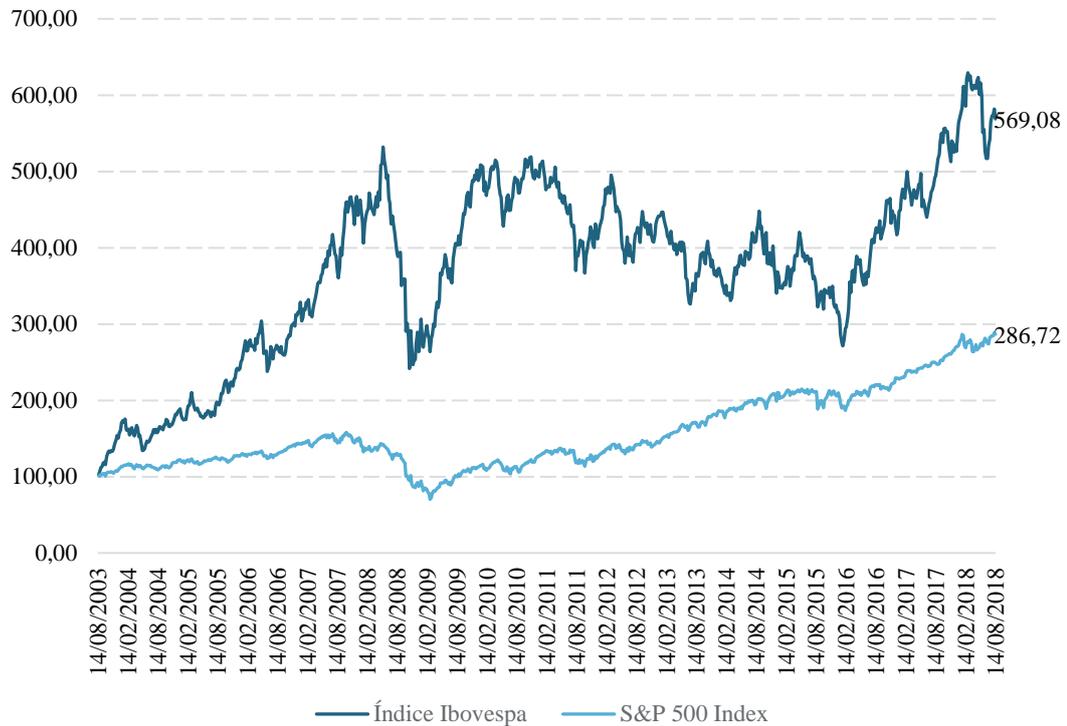
Fonte: Bloomberg (14/08/2018)

Sendo assim, o prêmio de mercado pode ser calculado da seguinte forma:

$$\text{Prêmio de Mercado}_{EUA} = 7,27\% - 3,14\% = 4,13\% \quad (40)$$

Em seguida, são calculados os desvios padrões dos retornos semanais da bolsa de valores americana, dados pelo S&P 500, e da bolsa brasileira, dados pelo Índice Bovespa (Ibovespa). A evolução semanal (medida através da cotação em uma quarta-feira) de ambos índices, em base 100, pode ser observada na Figura 3:

Figura 3 - Retornos semanais EM BASE 100 do Índice Bovespa e do Índice S&P500



Fonte: Bloomberg (14/08/2018)

O cálculo do desvio padrão relativo entre os mercados brasileiros e americanos segue equação (41):

$$\frac{Volatilidade_{mercado\ Brasil}}{Volatilidade_{mercado\ EUA}} = \frac{0,0348}{0,0210} = 1,6580 \quad (41)$$

Finalmente, pode-se calcular o prêmio do risco país do Brasil:

$$Prêmio\ de\ mercado_{Brasil} = 1,6580 \times 4,13\% = 6,85\% \quad (42)$$

$$Prêmio\ do\ risco\ país_{Brasil} = 6,85\% - 4,13\% = 2,72\% \quad (43)$$

Após o cálculo do prêmio do risco país, pode-se incorporá-lo no retorno esperado de um ativo de três maneiras distintas:

- Assumindo que todas as empresas de um país estão expostas da mesma forma ao risco país. Neste caso, tem-se:

$$E(R_i) = R_l + \beta_i \times \text{Prêmio pelo risco da carteria de mercado} \\ + \text{Prêmio do Risco País} \quad (44)$$

- Assumindo que a exposição de um ativo ao risco país é proporcional a sua exposição ao risco de mercado, medido pelo parâmetro β (beta). Neste caso, tem-se:

$$E(R_i) = R_l + \beta_i \times (\text{Prêmio pelo risco da carteria de mercado} \\ + \text{Prêmio do Risco País}) \quad (45)$$

- Assumindo que a exposição de um ativo ao risco país varia de acordo com o ativo, sendo que o grau de exposição pode ser medido por um coeficiente λ . Neste caso, tem-se:

$$E(R_i) = R_l + \beta_i \times \text{Prêmio pelo risco da carteria de mercado} \\ + \lambda \times \text{Prêmio do Risco País} \quad (46)$$

Neste trabalho, é utilizada a segunda abordagem. Portanto, tem-se que o retorno esperado de um ativo é dado por:

$$E(R_i) = R_l + \beta_i \times \text{Prêmio de Mercado}_{\text{mercado EUA}} \\ \times \text{Desvio padrão relativo} \quad (47)$$

2.2.2.3.4 Beta

Para calcular o parâmetro β do Modelo de Precificação de Ativo de Capital, que reflete o grau de exposição do ativo ao risco de mercado e, conseqüentemente, o risco por ele adicionado a uma carteira de ativos em relação a carteira de mercado, existem três alternativas que podem ser utilizadas: através dos betas históricos do mercado (de regressão), dos betas de contabilidade e do beta fundamental (DAMODARAN, 2007).

Na primeira abordagem, faz-se a regressão dos retornos do ativo em questão com os retornos do mercado. Entretanto, como para isso é necessário que a empresa analisada tenha ações listadas em uma bolsa de valores, não é possível utilizar este método para a empresa alvo deste trabalho.

Como possível solução, pode-se utilizar os betas de contabilidade, caso a empresa publique seus demonstrativos contábeis. Nesta segunda abordagem, o parâmetro é calculado através da relação dos lucros da empresa em com os lucros obtidos pelo mercado. Tal método possui, entretanto, diversas limitações, como: a suavização dos lucros devido a distribuição de receitas e despesas por longos períodos de tempo; a influência de fatores não-operacionais nos lucros contábeis, como mudanças na metodologia de cálculo da depreciação; e a dificuldade de se obter um bom número de observações, já que os resultados de uma empresa são publicados, no melhor dos casos, a cada três meses.

Já a última abordagem, utilizada neste trabalho, baseia-se no conceito de que o beta é determinado por certos fundamentos da empresa, que ao serem analisados podem fornecer uma estimativa para o parâmetro (DAMODARAN, 2010). Estes fundamentos são:

- Tipos de negócio – já que o beta mede a sensibilidade da empresa ao risco de mercado, é de se esperar que quanto mais sensível o setor em que a empresa atue, maior seja seu beta. Sendo assim, setores mais suscetíveis às condições econômicas, como o de automóveis, devem apresentar betas maiores que o de empresas de setores mais imunes a estas condições, como o de alimentos básicos.
- Grau de alavancagem operacional – definida através da relação entre os custos fixos e custos totais de uma empresa. Caso uma empresa tenha maior percentual de custos fixos, seu resultado terá maior sensibilidade a variações nas vendas e, conseqüentemente, será mais sensível às condições de mercado. Entretanto, é difícil estimar o grau de alavancagem operacional de uma empresa, já que geralmente seus custos e despesas encontram-se agregados nos demonstrativos contábeis.
- Grau de alavancagem financeira – aumentar a dívida de uma empresa irá aumentar seu beta, já que o pagamento de juros fixos torna o lucro por ação mais sensível a condições de mercado. Sendo assim, deve-se considerar o grau de alavancagem financeira na estimativa do parâmetro, e então chega-se a equação (48).

$$\beta_A = \beta_N \times \left[1 + (1 - t) \times \left(\frac{D}{PL} \right) \right] \quad (48)$$

Onde:

β_A = beta alavancado das ações da empresa

β_N = beta não alavancado das ações da empresa

t = alíquota de imposto de renda

$\frac{D}{PL}$ = índice dívida/patrimônio líquido (capital de terceiros/capital próprio)

O beta não alavancado da empresa é o beta que a empresa teria caso não tivesse dívida alguma, sendo conseqüentemente determinado pelo seu tipo de negócio. Para considerar os efeitos da alavancagem financeira, aumenta-se o seu valor proporcionalmente a razão de capital de terceiros com capital próprio, levando em consideração os benefícios fiscais da dívida.

Para calcular o beta fundamental da empresa, a seguinte metodologia é sugerida:

1. Identificar o negócio em que a empresa atua. No caso deste trabalho, é o de distribuição de energia elétrica.
2. Identificar empresas negociadas publicamente que sejam comparáveis, ou seja, que atuem no mesmo negócio, e obter seus respectivos betas de regressão. Para o negócio de distribuição de energia elétrica, foram definidas as seguintes empresas americanas comparáveis⁴:
 - a. American Electric Power Company, Inc. – empresa envolvida na geração, transmissão e distribuição de energia, sediada em Columbus, Ohio;
 - b. Edison International - empresa que atua na geração, transmissão e distribuição de energia, sediada em Rosemead, Califórnia;
 - c. El Paso Electric Company - empresa com negócios em geração, transmissão e distribuição de energia no oeste do Texas e sul do Novo México, sediada em El Paso, Texas;
 - d. Evergy, Inc. – empresa envolvida na geração, transmissão e distribuição de energia nos estados do Kansas e Missouri, sediada em Kansas City, Missouri;

⁴ Ainda que todas as empresas operem também nos segmentos de geração e distribuição de energia, todas têm como principal unidade de negócio a distribuição. Além disso, não foram encontradas empresas listadas nos Estados Unidos que fossem exclusivamente distribuidoras de energia elétrica, que seriam candidatas mais próximas da Eletrobras Distribuição Alagoas.

- e. FirstEnergy Corp. - empresa que atua na geração, transmissão e distribuição de energia, em Ohio, Pensilvânia, Virgínia Ocidental, Maryland, Nova Jérsei e Nova Iorque, sediada em Akron, Ohio;
 - f. Hawaiian Electric Industries, Inc. - empresa com atuação na geração, transmissão e distribuição de energia nas ilhas de Oahu, Havaí, Maui, Lanai e Molokai, sediada em Honolulu, Havaí.
 - g. IDACORP, Inc. – empresa com negócios em geração, transmissão e distribuição de energia, sediada em Boide, Idaho;
 - h. Pinnacle West Capital Corporation - empresa envolvida na geração, transmissão e distribuição de energia no Arizona, sediada em Phoenix, Arizona.
 - i. PNM Resources, Inc. - empresa envolvida na geração, transmissão e distribuição de energia no Novo México e Texas, sediada em Albuquerque, Novo México;
 - j. Portland General Electric Company - empresa envolvida na geração, transmissão e distribuição de energia em Oregon, sediada em Portland, Oregon.
3. Estimar o beta não-alavancado do negócio, através de duas possibilidades. Na primeira, de posse do beta alavancado de cada empresa, faz-se o cálculo de cada beta não-alavancado respectivo, e calcula-se a média destes parâmetros. Alternativamente, pode-se calcular a média dos betas alavancados do negócio, calcular a média do índice dívida/ patrimônio líquido, e por fim calcular o beta-não alavancado médio do negócio. No caso deste trabalho, adota-se a primeira metodologia⁵, chegando-se nos resultados observáveis na Tabela 1 (os valores da Dívida e do Patrimônio Líquido estão em milhares de dólares):

⁵ O resultado para o Beta desalavancado utilizando a outra metodologia pode ser visto no Apêndice C: Cálculo do Beta Desalavancado Através de Metodologia Alternativa, e resultou em valor semelhante, de 0,435.

Tabela 1 - Betas das empresas comparáveis e cálculo do beta desalavancado

Empresa	Bolsa	Ticker	β_A	PL	D	D/PL	t	β_N
American Electric Power Company, Inc.	NYSE	AEP	0,619	35.008	24.621	0,703	21%	0,398
Edison International	NYSE	EIX	0,714	21.823	14.624	0,670	21%	0,467
El Paso Electric Company	NYSE	EE	0,639	2.582	1.466	0,568	21%	0,441
Evergy, Inc.	NYSE	EVRG	0,624	15.606	8.816	0,565	21%	0,432
FirstEnergy Corp.	NYSE	FE	0,643	17.681	19.257	1,089	21%	0,346
Hawaiian Electric Industries, Inc.	NYSE	HE	0,612	3.819	2.113	0,553	21%	0,426
IDACORP, Inc.	NYSE	IDA	0,644	4.870	1.834	0,377	21%	0,497
Pinnacle West Capital Corporation	NYSE	PNW	0,633	9.111	5.408	0,594	21%	0,431
PNM Resources, Inc.	NYSE	PNM	0,896	3.194	2.877	0,901	21%	0,524
Portland General Electric Company	NYSE	POR	0,591	4.125	2.426	0,588	21%	0,403
Média								0,436

Fonte: Bloomberg (14/08/2018)

4. Estimar os valores correntes de mercado das dívidas e do patrimônio líquido da empresa, e utilizar o índice D/PL para calcular o beta alavancado. Para a Eletrobras Distribuição Alagoas, entretanto, há uma peculiaridade: como o valor do Patrimônio Líquido no Balanço Patrimonial da empresa é negativo, foi necessário estimar de outra maneira o valor do capital próprio investido. A metodologia escolhida foi somar os valores previstos no processo de privatização para a compra das ações, em posse da Eletrobras, e do capital mínimo necessário a ser aportado na Eletrobras Distribuição Alagoas pelo vencedor do leilão (como se este representasse o valor de mercado do capital próprio). Dessa maneira, segue na Tabela 2 os valores utilizados para cálculo do índice D/PL:

Tabela 2 - Valores utilizados para o cálculo da razão da Dívida sobre Patrimônio Líquido da Ceal

Variável	Valor (R\$ milhares)
Dívida total	1.961.336
Passivo circulante - Financiamentos e empréstimos	482.290
Passivo não circulante - Financiamentos e empréstimos	1.479.046
Patrimônio Líquido	545.820
Valor plea compra das ações previsto no edital	50
Subscrição mínima de capital prevista no edital do leilão	545.770
Razão D/ PL	3,59

Fonte: Elaborado pelo autor

De posse do índice em questão, o beta alavancado pode ser calculado:

$$\beta_A = 0,436 \times [1 + (1 - 34\%) \times (3,59)] = 1,469 \quad (49)$$

2.2.2.3.5 Cálculo do Custo do Patrimônio Líquido

Finalmente, de posse da taxa livre de risco, do prêmio de mercado e do parâmetro beta, pode-se calcular o custo do patrimônio líquido para a empresa objeto. É válido fazer uma breve recapitulação das premissas e metodologias adotadas:

- Para o cálculo do custo do patrimônio líquido: utiliza-se o Modelo de Precificação de Ativo de Capital, assumindo que não há custos de transação e que nenhum investidor tem informações privilegiadas sobre as empresas.
- Para a taxa livre de risco: assume-se que o capital pode fluir livremente entre as economias, e, portanto, a taxa livre de risco é igual a de títulos emitidos pelo governo dos Estados Unidos.
- Para o prêmio de mercado: utiliza-se o prêmio do risco país para ajustar o valor do prêmio de mercado norte-americano. O prêmio do risco país brasileiro é calculado através de desvio padrões relativos dos mercados, e é incorporado no cálculo do custo do patrimônio líquido assumindo que cada empresa é afetada de maneira proporcional ao seu parâmetro beta.
- Para o parâmetro beta: utiliza-se a metodologia do beta fundamental, estimado através da média dos betas não alavancados de empresas comparáveis.

Com todas as premissas mencionadas acima, chega-se no valor do retorno esperado do patrimônio líquido para a Eletrobras Distribuição Alagoas dado pela equação (50):

$$k_{pl} = E(R_i) = 3,14\% + 1,469 \times (4,13\% + 2,72\%) = 13,20\% \text{ a. a.} \quad (50)$$

Entretanto, tal retorno está expressado em moeda estrangeira (dólar), já que toma-se como base a economia norte-americana para calcular a taxa livre de risco e o prêmio de mercado. Sendo assim, deve-se fazer o ajuste no retorno esperado conforme equação (51).

$$\begin{aligned}
 E(R_i)_{moeda\ local} &= (1 + E(R_i)_{moeda\ estrangeira}) \\
 &\times \frac{1 + Inflação\ projetada_{local}}{1 + Inflação\ projetada_{estrangeira}} - 1
 \end{aligned} \tag{51}$$

Segundo estimativas de mercado (Bacen, 2018), as projeções para inflação de longo prazo para o Brasil e para o Estados Unidos são, respectivamente, 4,0% a.a. e 2,0% a.a.. Portanto, o retorno esperado do patrimônio líquido para a Eletrobras Distribuição Alagoas em reais é dado pela equação (52):

$$E(R_i)_{real} = (1 + E(R_i)_{dólar}) \times \frac{1 + 4,0\%}{1 + 2,0\%} - 1 \tag{52}$$

Chega-se então na estimativa do custo do patrimônio líquido de 15,42% a.a.:

$$k_{pl} = E(R_i)_{moeda\ local} = 15,42\% \tag{53}$$

2.2.2.3.6 Custo Médio Ponderado de Capital

Conforme já abordado anteriormente, o custo de capital deve considerar a perspectiva de todos os investidores. Sendo assim, calcula-se o custo médio ponderado do capital (CMPC) da empresa conforme equação (54) (COPELAND, KOLLER e JACK, 2002):

$$CMPC = k_{PL} \times \frac{PL}{PL + D} + (1 - t) \times k_D \times \frac{D}{PL + D} \tag{54}$$

Onde:

k_{PL} = custo do patrimônio líquido

k_D = custo da dívida

t = alíquota de imposto de renda

PL = valor de mercado do patrimônio líquido

$D = \text{valor de mercado da dívida}$

Para estimar custo da dívida, basta calcular a taxa média de juros que a empresa paga em seus passivos onerosos. Nos últimos anos, este valor foi de 13,42% a.a. em média, conforme pode ser observado na Tabela 3.

Tabela 3 - Cálculo do custo da dívida para a Eletrobras Distribuição Alagoas

Dado	2015	2016	2017
Despesas financeiras	147.219	184.655	213.050
Média entre períodos da dívida ⁶	1.066.386	1.318.289	1.711.737
Custo médio da dívida	13,81%	14,01%	12,45%
Média dos custos médio da dívida	13,42%		

Fonte: Eletrobras Distribuição Alagoas, elaborado pelo autor (2018)

Considerando então a alíquota média de 34% de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) brasileira, tem-se o custo de capital de 10,29% a.a., conforme equação (55):

$$\begin{aligned}
 k_{PL} = CMPC &= 15,42\% \times 21,77\% + (1 - 34\%) \times 13,42\% \times 78,23\% \\
 &= 10,29\% \text{ a. a.}
 \end{aligned}
 \tag{55}$$

⁶ Esta linha corresponde à média aritmética dos passivos onerosos mostrados no Balanço Patrimonial da empresa, para o ano da coluna correspondente e o ano anterior.

3 O Setor de Distribuição de Energia Elétrica

3.1 Estrutura Geral do Setor de Energia Elétrica

Existem dois aspectos pelos quais deve-se analisar o setor de energia elétrica para melhor compreendê-lo e poder modelar uma empresa que nele atue.

Pelo aspecto técnico, pode-se considerar que a indústria de energia elétrica é composta por geradores de energia espalhados pelo território do país e pelas linhas de transmissão e distribuição de energia, que juntas formam a chamada “indústria de rede”. É importante dizer que, dada a impossibilidade de se estocar energia elétrica, é necessário que todo o sistema do país seja conectado, e que haja um balanceamento constante e instantâneo entre tudo que é produzido e consumido.

Pelo aspecto regulatório, pode-se considerar que a indústria de energia elétrica é formada por agentes independentes que podem (i) produzir, (ii) transportar, ou (iii) comercializar energia elétrica, sendo que cada agente deve respeitar determinadas regulamentações. No contexto regulatório, é importante ressaltar que os fluxos financeiros divergem dos fluxos de energia, já que não se pode, por exemplo, receber energia de um determinado gerador, e sim de todos ao mesmo tempo.

Segue abaixo uma descrição mais detalhada de cada um dos três segmentos que compõem o setor elétrico.

- Geração: segmento responsável por produzir energia elétrica e a colocar no sistema de transporte. Neste segmento se incluem os diferentes tipos de usinas, como termelétricas, hidroelétricas, eólica, fotovoltaicas ou termonucleares. Era segmento fundamentalmente competitivo no Brasil até 2012, quando a maioria dos geradores eram livres para negociar os preços de venda, diretamente com consumidores livres ou por meio de leilões regulados. Entretanto, muitas usinas passaram a ter seus preços regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a partir de 2013, condição imposta à época para a renovação antecipada dos seus contratos de concessão.
- Transporte: segmento responsável por transportar a energia gerada por toda a cadeia. As empresas deste segmento não são livres para decidir os preços a serem praticados, que são regulados pela ANEEL no contexto de contratos de concessão. Pode ser dividido em dois subsegmentos:

- Transmissão: encarregado de transportar grandes quantidades de energia, geradas pelas usinas, até grandes consumidores ou distribuidoras elétricas, sendo o último caso o mais comum. No Brasil, as transmissoras são caracterizadas por operar linhas com tensão elétrica igual ou superior a 230 mil Volts.
- Distribuição: encarregado de receber a energia, proveniente das geradoras e transportada pelas transmissoras, e distribuir para os consumidores médios e pequenos, como residências e pequenos comércios, de maneira pulverizada. A Eletrobras Distribuição Alagoas é uma das 54 concessionárias responsáveis pela distribuição de energia elétrica no Brasil, que operam linhas de transmissão de tensão inferior a 230 mil Volts.
- Comercialização: segmento relativamente novo e puramente comercial/ financeiro. As comercializadoras de energia elétrica têm autorização para comprar energia das empresas geradoras e revender a determinados consumidores, denominados consumidores livres.

3.2 Tarifas

Conforme dito anteriormente, o setor de distribuição elétrica é regulado técnica (definição de padrões mínimos de qualidade no suprimento) e economicamente (tarifas reguladas) pela ANEEL, e as empresas participantes do setor não são livres para praticar o preço que quiserem. Isso se deve ao fato de este setor (assim como o de transmissão) ser enquadrado, do ponto de vista econômico, como mercado de monopólio natural, já que os investimentos iniciais são muito elevados e o custo marginal de atendimento de um consumidor é baixo, gerando grandes economias de escala (MANKIW, 2013). Sendo assim, é economicamente inviável a existência de mais de uma empresa que ofereça o mesmo serviço, no mesmo local, devido a redução do custo repassado ao consumidor final. Neste contexto, a atuação regulatória tem como objetivo não a preservação da livre concorrência como de costume em outras indústrias, mas sim de simular condições que obriguem as empresas distribuidoras a atuarem como se estivessem inseridas em mercado competitivo, com “justa” relação de qualidade do serviço prestado e a respectiva remuneração.

Faz-se necessário então analisar a dinâmica da regulação tarifária no Brasil, já que as receitas das empresas do setor de distribuição de energia, o que inclui a Eletrobras Distribuição Alagoas, estão completamente sujeitas a ela.

3.2.1 Modelos de Regime Tarifário

A ANEEL precisar estabelecer metodologias para a definição dos valores das tarifas mencionadas acima. Neste subcapítulo, é feita breve revisão dos modelos de regime tarifários usualmente utilizados no mundo em setores regulados. Entretanto, vale ressaltar de antemão que o regime utilizado no Brasil é composto por uma mistura dos modelos abordados abaixo. Devido à complexidade da estrutura tarifária brasileira, a ANEEL utiliza diferentes métodos para calcular cada um dos subcomponentes da tarifa.

3.2.1.1 Custo do Serviço

No regime de custo pelo serviço, o regulador define uma taxa interna de retorno que as concessionárias podem ter. O objetivo deste tipo de regime é zerar o lucro econômico da empresa, já que o lucro financeiro obtido é apenas suficiente para cobrir o custo de oportunidade do negócio.

Os reajustes são feitos, então, quando a empresa tem lucros ou prejuízos diferentes do predeterminado; as tarifas são reajustadas para cima quando a rentabilidade de empresa é inferior a estabelecida, ou para baixo quando superior.

O fato de os custos da empresa serem determinantes do valor da tarifa é uma das principais críticas feitas a este sistema. Como a empresa tem retorno “garantido”, ela não seria estimulada a obter ganhos de eficiência que reduzissem seus custos, como em ambiente de livre concorrência. Na realidade, o regime estimula a empresa a maximizar seus custos, para aumentar os lucros em termos absolutos. Outra possível falha deste sistema seriam empresas de baixo custo tentando se passar por empresas de alto custo, para fazer com que o regulador conceda maior tarifa.

De maneira geral, a taxa interna de retorno a ser utilizada neste regime é definida através de um custo médio ponderado do capital regulatório (WACC Regulatório, do inglês “*weighted average cost of capital*”, e já conceitualmente apresentado neste trabalho por CMPC no item 2.2.2.3.6). No Brasil, a ANEEL faz uso desta ferramenta no cálculo da composição tarifária das distribuidoras, como será melhor explicado adiante. Entretanto, com o intuito de deixar a leitura mais interessante, faz-se a abordagem do custo médio ponderado do capital regulatório definido pela ANEEL neste item.

Segundo o Submódulo 2.4 do ato normativo de aprovação REN nº 648/2015, o cálculo do custo médio ponderado do capital regulatório é feito através de metodologia semelhante à

mostrada no capítulo anterior. Conforme visto, é necessário então definir uma estrutura de capital teórica, ou “ótima”. Para isso, a ANEEL fez um levantamento empírico de empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil nos anos de 2011 a 2013, e estipulou que o percentual ótimo teórico de participação do capital de terceiros (dívida) é igual a 48,76%.

Já para o cálculo do custo do patrimônio líquido, a ANEEL também utiliza o Modelo de Precificação de Ativo de Capital. No cálculo do custo do patrimônio líquido regulatório, são utilizadas as seguintes considerações:

- Para a taxa livre de risco, utiliza-se o retorno anual dos títulos do tesouro americano com vencimento de 10 anos. A ANEEL calcula este retorno através da média aritmética do período de 1º de outubro de 1984 a 30 de setembro de 2014, obtendo o valor médio de 5,64% a.a.;
- Para o retorno da carteira de mercado, a ANEEL toma como base o retorno anual histórico do índice *Standard & Poor's 500* (S&P500), no período de 1º de outubro de 1984 até 30 de setembro de 2014, que corresponde ao valor médio de 13,20% a.a.;
- O cálculo do prêmio do risco país utiliza a mediana da série histórica diária do índice *Emerging Markets Bonds Index* relativo ao Brasil (*EMBI+Brazil*), divulgado pelo banco americano JP Morgan Chase. Analisando o período de 1º de outubro de 1999 até 30 de setembro de 2014, chega-se no valor médio de 2,62% a.a. Além disso, o prêmio do risco país é somado com um peso unitário, traduzindo-se na seguinte fórmula:

$$k_{pl} = R_l + \beta_i * \text{Prêmio pelo risco da carteira de mercado} + \text{Prêmio do Risco País}$$

- Para cálculo dos betas, foram selecionadas empresas norte-americanas do setor de energia elétrica, predominantemente do setor de distribuição. Chega-se então no beta não alavancado de 0,43, que após reajustes de alavancagem atinge o valor de 0,70.

O resultado final é o custo do patrimônio líquido de 13,57% a.a., em termos nominais e referenciado no mercado norte-americano. Considerando a inflação americana de 2,41% a.a., chega-se ao valor em termos reais de 10,90% a.a..

Para fins de custo da dívida, considera-se que este será igual à soma da taxa livre de risco, do prêmio do risco país e do prêmio do risco de crédito da empresa. O prêmio de risco de

crédito é estabelecido pela média das pontuações obtidas pelas empresas brasileiras na classificação de *rating* de crédito global em moeda local feita pela *Moody's*, no período de novembro de 1999 até outubro de 2014, que é igual a 3,37% a.a.. Sendo assim, o custo da dívida em termos nominais e antes de impostos é igual 11,62% a.a.. Fazendo os ajustes necessários para obter o valor em termos reais depois de impostos (considerando alíquota de IRPJ/CSLL de 34%), chega-se no valor de 5,14% a.a..

Por fim, chega-se no valor de custo médio ponderado de capital de 8,09% a.a. em termos reais depois de impostos e 12,26% a.a. em termos reais antes de impostos.

É interessante fazer a comparação entre os valores obtidos durante os cálculos das taxas de descontos utilizadas no presente trabalho e aqueles utilizados pelo órgão regulador, que pode ser vista na Tabela 4 ⁷.

Tabela 4 - Comparação dos valores utilizados nos cálculos das taxas de desconto pelo autor e pela ANEEL

Varável	Utilizado	ANEEL
Proporção de capital próprio	21,77%	51,24%
Proporção de capital de terceiros	78,23%	48,76%
Taxa livre de risco	3,14%	5,64%
Prêmio de risco de mercado	4,13%	7,56%
Prêmio de risco país	2,72%	2,62%
Beta desalavancado	0,44	0,43
Beta alavancado	1,47	0,70
Inflação americana considerada	2,00%	2,41%
Custo de capital próprio (nominal, USD)	13,20%	13,57%
Custo de capital próprio (real)	10,98%	10,90%
Custo de capital próprio (nominal, BRL)	15,42%	15,34%
Custo da dívida (nominal, USD, antes de impostos)	11,24%	11,62%
Custo da dívida (real, antes de impostos)	9,06%	8,99%
Custo da dívida (real, depois de impostos)	5,31%	5,14%
Custo da dívida (nominal, BRL, antes de impostos)	13,42%	13,35%
Custo de capital ponderado médio (real antes de impostos)	9,92%	12,26%
Custo de capital ponderado médio (real depois de impostos)	6,55%	8,09%
Custo de capital ponderado médio (nominal, BRL, depois de impostos)	10,29%	12,16%

Fonte: Eletrobras Distribuição Alagoas, elaborado pelo autor

Três pontos chamam atenção da comparação acima:

⁷ Para fazer a transformação de valores reais ou nominais em dólares americanos para valores nominais em reais, utilizou-se uma inflação projetada brasileira de 4,0% para a coluna correspondente a ANEEL, já que o órgão regulador não expressa qual valor utilizaria caso necessário.

- Como a ANEEL utiliza proporções de dívida e patrimônio líquido padronizadas, estes valores divergem fortemente dos valores reais da Eletrobras Distribuição Alagoas.
- Os valores utilizados para a taxa livre de risco e o prêmio de risco de mercado no cálculo do custo de capital próprio divergem consideravelmente. Os betas alavancados também divergem de forma acentuada, ainda que os betas desalavancados estejam em linha; isso se deve a grande diferença nas proporções de dívida para patrimônio líquido, conforme mencionado no ponto anterior. Ainda assim, as diferenças parecem se compensar, e o custo de capital próprio resultante obtido tanto pelo autor quanto pela ANEEL são parecidos.
- Mesmo com custos de capital próprio e custos da dívida semelhantes, os custos de capital ponderados médios divergem consideravelmente; isso se deve, novamente, a diferença na proporção de capital próprio e de terceiros. A Eletrobras Distribuição Alagoas apresenta uma proporção muito alta de dívida, que tem um custo menor, resultando em valores menores de custo de capital ponderado médio.

3.2.1.2 Serviço pelo preço

No regime de serviço pelo preço, também conhecido como *price cap*, o regulador define um teto inicial para a tarifa do serviço prestado, e a concessionária fica com todo o lucro que conseguir obter praticando tal preço. Distintamente do sistema anterior e partindo do pressuposto que a empresa deseja manter sua taxa de retorno a mais alta possível, tal sistema estimularia a empresa a obter ganhos de eficiência que reduzissem seus custos e, conseqüentemente, aumentassem seus lucros.

Os reajustes são feitos periodicamente, levando em conta um índice de preços (para corrigir a inflação) e um fator de produtividade determinado pelo regulador, que diminui o valor do reajuste. O fator de produtividade tem como objetivo permitir que a empresa desfrute de lucros por um período e estimulá-la a continuar obtendo os ganhos de produtividade desejados pelo regulador, simulando as condições de uma livre competição.

De maneira geral, o reajuste do serviço pelo preço pode ser generalizado pela equação (56).

$$RSP = P - X \pm Z \quad (56)$$

Onde:

RSP = reajuste do regime de serviço pelo preço

P = variação do índice de inflação

X = fator de produtividade

Z = variação de custos não gerenciáveis

Enquanto o índice de inflação utilizado pode ser de natureza geral/ macroeconômica ou específicos para insumos do setor, o fator de produtividade é calculado como a diferença da produtividade da empresa e a produtividade média de determinado mercado. Além disso, o RSP prevê mecanismo que reajusta as tarifas no caso de variações de custos não gerenciáveis específicos para a empresa, já que estes não estariam embutidos no índice de inflação.

Tal regime, entretanto, não escapa de críticas, sendo a dificuldade de controlar a qualidade do serviço prestado uma das principais. Já que este regime permite que a empresa obtenha lucros altos estimulando a redução de custos intensa, raramente é utilizado em sua forma pura; uma das maneiras que os reguladores podem simular a presença de um competidor e aproximar a situação ainda mais de uma livre competição é através do *benchmark regulation* e do *yardstick competition*.

O *benchmark regulation* consiste no uso de uma empresa de referência, que pode ser outro concessionário ou uma empresa fictícia, para estabelecer métricas para o serviço prestado. Já o *yardstick competition* impõe padrões de avaliação de desempenho das empresas, na tentativa de medir sua produtividade para: estimular a redução de custos, reduzir a assimetria de informações entre empresas e regulador e atingir a eficiência econômica.

Embora ambas ferramentas possam ser utilizadas diretamente para a definição da tarifa, também podem ser utilizados como maneira de determinar padrões mínimos de qualidade do serviço prestado pelas concessionárias, sob a possibilidade de punições caso não sejam cumpridos.

3.2.2 Composição Tarifária Brasileira

Para uma distribuidora de energia elétrica, sua receita é obtida pelo preço cobrado por unidade de energia elétrica fornecida. Entretanto, como a distribuidora é o elo final entre o consumidor final e todo o sistema de energia, tal tarifa deve ser suficiente para cobrir todos os custos de operação e expansão de todos os agentes que compõem o sistema, a partir dos

geradores. Boa parte da tarifa recebida pelas distribuidoras é então repassada às usinas e transmissoras.

A conta de energia elétrica para um consumidor cativo, ou seja, a cobrança feita ao consumidor que está autorizado a comprar energia apenas de sua distribuidora local (em contraste aos consumidores livres, que podem comprar das comercializadoras), é calculada considerando os seguintes custos:

- Custos de aquisição de energia elétrica: refere-se aos custos decorrentes da compra de energia elétrica das geradoras, por meio de leilões regulados. As distribuidoras então compram quantidade de energia suficiente para atender seu mercado cativo e repassam este custo aos consumidores, sem auferir margem de lucro, através da chamada Tarifa de Energia (TE).
- Custos relativos ao uso do sistema de distribuição: refere-se a custos como os de operação e manutenção e despesas de capital das redes de distribuição.
- Custos relativos ao uso do sistema de transmissão: refere-se a custos como os de operação e manutenção e despesas de capital das redes de transmissão.
- Perdas: podem ser divididas em perdas técnicas e não técnicas. A primeira diz respeito às perdas naturais inerentes a todo circuito elétrico, devido à resistência dos fios condutores que transforma a corrente elétrica em calor. A segunda refere-se a perdas devidas a furtos e problemas de medição, sendo que a ANEEL estabelece o nível máximo de perdas não técnicas que as distribuidoras podem repassar aos consumidores.
- Encargos e impostos: englobam os encargos setoriais (taxas e contribuições específicas do setor elétrico) e tributos (ICMS, PIS/PASEP e COFINS).

Estes custos são então agregados e atribuídos a duas diferentes tarifas, que compõem o valor final da conta de energia: a Tarifa de Energia e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, ambas metodologias definidas pela Resolução Normativa ANEEL n. 166, de 10 de outubro de 2005 (Diário Oficial, de 11 out. 2005, seção 1, p. 61), e suas alterações.

3.2.2.1 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição é composta pelos seguintes itens:

- TUSD – Uso do Fio: corresponde aos custos relativos ao transporte (distribuição e transmissão) de energia elétrica. Pode ser dividida em:

- TUDS Fio A: corresponde ao custo do uso das redes de distribuição ou de transmissão de terceiros.
- TUSD Fio B: corresponde ao custo do serviço prestado pela própria distribuidora. É formada pela remuneração dos ativos de distribuição de energia elétrica, pela quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação e pelo custo operacional e de manutenção.
- TUSD – Perdas: corresponde às perdas do sistema elétrico, divididas em perdas técnicas e não técnicas, conforme descrito anteriormente.
- TUSD – Encargos Setoriais: engloba encargos do serviço de distribuição, tais como: quota da Reserva Global de Reversão (RGR); Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); Pesquisa e Desenvolvimento (P&D e Eficiência Energética); contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Engloba também encargos do setor elétrico em geral, como: Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC); Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

Pode-se ainda dividir as diferentes componentes da TUSD em duas parcelas, separando entre os custos gerenciáveis ou não pela distribuidora:

- Parcela A da receita da distribuidora: corresponde aos custos não gerenciáveis pela distribuidora, ou seja, relacionados a compra de energia, ao uso do sistema de transmissão e distribuição de terceiros e os encargos setoriais. Corresponde, então, à Tarifa de Energia e à Parcela A da TUSD (TUSD – Fio A, TUSD – Perdas e TUSD – Encargos Setoriais).
- Parcela B da receita da distribuidora: corresponde aos custos gerenciáveis pela distribuidora, ou seja, a remuneração dos ativos de distribuição de energia elétrica, a quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação e o custo operacional e de manutenção. Corresponde, então, a Parcela B da TUSD (TUSD – Fio B).

3.2.2.2 Tarifa de Energia

Já a Tarifa de Energia é composta pelos custos relativos a aquisição de energia elétrica, que se traduzem em:

- Custo de aquisição de energia elétrica para revenda.

- Custo da geração própria da concessionária de distribuição.
- Repasse da potência, do transporte da energia e dos usos dos sistemas de transmissão provenientes da Itaipu Binacional.
- Encargos de Serviços do Sistemas – ESS.

3.2.3 O Regime Tarifário Brasileiro

As tarifas podem sofrer alterações em pelo menos dois momentos: no Reajuste Tarifário Anual (RTA) e na Revisão Tarifária Periódica (RTP). O primeiro ocorre anualmente, no aniversário do contrato de concessão, exceto em anos em que ocorram a RTP; já o segundo ocorre a cada ciclo tarifário, período de 3, 4, ou 5 anos definido no contrato de concessão.

3.2.3.1 Reajuste Tarifário Anual

No reajuste tarifário anual, é calculada a chamada Receita Requerida (RR) da distribuidora, que é dada pela soma do Valor da Parcela A (VPA) com o Valor da Parcela B (VPB).

$$RR = VPA + VPB \quad (57)$$

O Valor da Parcela A da receita da distribuidora é reajustado anualmente, levando em consideração os custos não gerenciáveis que a distribuidora deve ter durante o ano. Sendo assim, todos os custos de compra de energia, de utilização dos sistemas de transmissão e distribuição de terceiros, das perdas e encargos setoriais são simplesmente repassados aos consumidores. A distribuidora então repassa cada parte desta receita para o agente devido (custo de compra de energia para as geradoras, custo de uso das linhas de transmissão às transmissoras, etc.). Entretanto, como o Valor da Parcela A definido pela ANEEL para o período pode diferir dos custos efetivamente pagos que ele deveria cobrir (essencialmente pela diferença entre a expectativa de geração termelétrica para o ano tarifário seguinte e seu efetivo despacho), existe a chamada Conta de Variações da Parcela A (CVA). A CVA é a ferramenta pela qual a ANEEL repassa ou recolhe das distribuidoras o déficit ou excesso correspondente a este desvio entre os custos e o valor previsto, ao final de cada período.

Já o Valor da Parcela B deve cobrir os custos e despesas gerenciáveis pela distribuidora, que são compostos pela remuneração dos ativos de distribuição de energia elétrica, pela quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação e pelo custo operacional e de manutenção. A Parcela B sofre reajustes anuais, seguindo a metodologia descrita no subcapítulo

sobre preço pelo serviço. Sendo assim, o valor previsto a ser recebido pela distribuidora referente a Parcela B é:

$$VPB1 = VPB0 \times (IVI - X) \quad (58)$$

Onde:

VPB1 = valor da parcela B reajustado

VPB0 = valor da parcela B anterior

IVI = índice de variação dos preços

X = fator X de desconto de ganhos de produtividade

3.2.3.2 Revisão Tarifária Periódica

Durante a Revisão Tarifária Periódica, a parcela da receita a ser recebida correspondente a Parcela A segue a mesma metodologia do RTA, com o único passo adicional de revisão dos limites de perdas técnicas e não técnicas até a próxima RTP. Por outro lado, as receitas referentes aos custos gerenciáveis sofrem reajustes mais complexos, pois são revistos tanto o Valor da Parcela B quanto o fator X a ser aplicado nos anos subsequentes, até a próxima revisão.

Conforme mencionado anteriormente, para a ANEEL, o Valor da Parcela B deve cobrir a remuneração dos ativos de distribuição de energia elétrica, pela quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação e pelo custo operacional e de manutenção. Sendo assim, ela é composta por três componentes:

- Custos operacionais e de manutenção: este montante é definido através, basicamente, da aplicação do *yardstick competition*. A ANEEL faz uma comparação da estrutura de custos das distribuidoras e define qual a meta para estes custos para cada uma (custo operacional eficiente).
- Remuneração do Capital: basicamente, remunera a concessionária pelos seus investimentos em ativos imobilizado acima da depreciação, por taxa de retorno calculada através do custo de capital médio ponderado regulatório.
- Quota de Reintegração regulatória: basicamente, remunera a concessionária pela depreciação dos investimentos já realizados.

Já o fator X é calculado levando em consideração três componentes:

- Ganhos de produtividade da atividade de distribuição: corresponde aos ganhos de produtividade médio das distribuidoras no período analisado, ajustado pela variação no tamanho do mercado e das unidades consumidoras servidas por cada concessionária.
- Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor: apura a qualidade (i) dos serviços técnicos, analisando o atendimento aos padrões de qualidade DEC e FEC, que são explicados posteriormente; (ii) e comerciais, através da medição de indicadores. Tem como objetivo incentivar a melhoria da qualidade do serviço.
- Trajetória de custos operacionais: tem como objetivo ajustar os custos operacionais da distribuidora em direção ao custo operacional eficiente, mencionado acima.

Para a modelagem a ser realizada neste trabalho de formatura, considera-se que a maioria dos ganhos de produtividade alcançados pelas distribuidoras já foi repassado aos clientes, permanecendo então o fator X constante no valor de 0%.

Embora tal hipótese possa parecer contraditória em relação a ideia de todo o sistema de revisão e reajuste tarifário, deve-se considerar que a empresa deverá passar por um processo de privatização, o que implica na necessidade de grandes investimentos pela parte compradora. Não exigir grandes ganhos de produtividade, ao menos nos primeiros anos de concessão pós privatização, é uma maneira em discussão para aumentar a atratividade para possíveis compradores. Além disso, considerando que as concessionárias já operam com tarifas que já repassaram a maioria os ganhos de produtividade aos consumidores, a nova gestão da Eletrobras Distribuição Alagoas ainda deverá buscar ganhos de produtividade para aumentar seu retorno no investimento, que se darão principalmente com: a redução de perdas, a redução da inadimplência e a redução do custos e despesas operacionais.

3.3 Alagoas

3.3.1 Consumo de Energia

A Tabela 5 apresenta o consumo de energia do mercado da Eletrobras Distribuição Alagoas entre 2003 e 2017, bem como a tarifa média de energia no período:

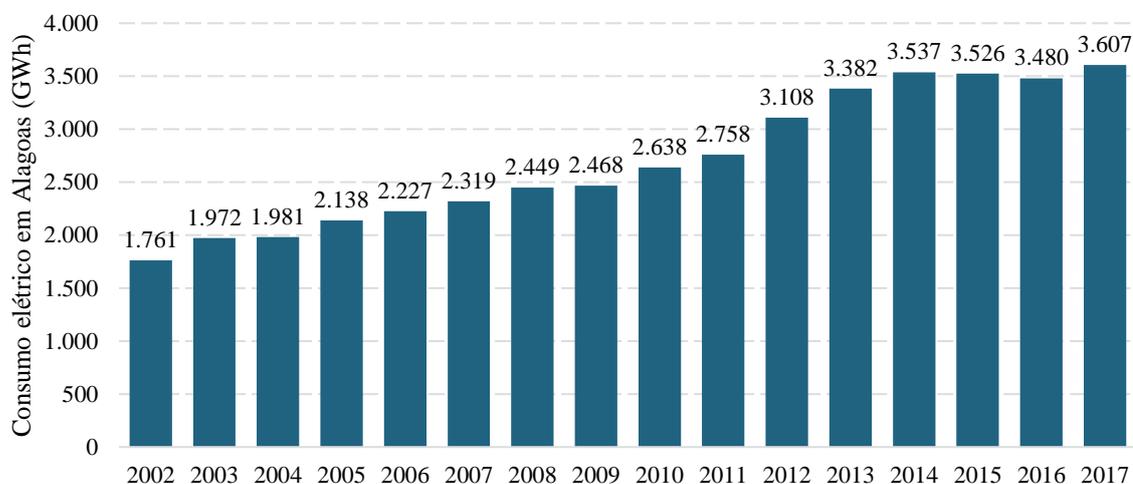
Tabela 5 - Consumo de energia, número de unidades consumidoras e tarifa média para a Ceal

Ano	Consumo de Energia Elétrica	Número de Unidades Consumidoras	Tarifa Média de Fornecimento	Tarifa Média de Fornecimento com Impostos
2003	1,911 GWh	635.940	R\$ 160.26	R\$ 200.49
2004	1,947 GWh	657.908	R\$ 185.02	R\$ 232.75
2005	2,080 GWh	696.114	R\$ 237.82	R\$ 300.92
2006	2,054 GWh	733.726	R\$ 254.25	R\$ 339.02
2007	2,114 GWh	771.364	R\$ 255.12	R\$ 343.08
2008	2,246 GWh	804.964	R\$ 273.46	R\$ 366.79
2009	2,290 GWh	831.708	R\$ 285.69	R\$ 382.82
2010	2,505 GWh	877.392	R\$ 255.89	R\$ 340.73
2011	2,655 GWh	914.843	R\$ 273.88	R\$ 360.93
2012	3,007 GWh	949.822	R\$ 279.91	R\$ 371.24
2013	3,195 GWh	981.454	R\$ 250.89	R\$ 337.45
2014	3,333 GWh	1.013.971	R\$ 280.83	R\$ 369.63
2015	3,354 GWh	1.045.270	R\$ 399.01	R\$ 531.86
2016	3,321 GWh	1.117.108	R\$ 384.82	R\$ 513.12
2017	3,307 GWh	1.157.384	R\$ 410.74	R\$ 548.78

Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

Entretanto, este consumo não reflete necessariamente o consumo de energia elétrica do estado todo, devido à presença dos consumidores livres. Para fins de projetar a demanda da distribuidora nos próximos anos e, conseqüentemente, a sua receita, considera-se mais apropriado primeiro projetar o consumo de energia elétrica em todo o estado, para depois alocar qual parcela será correspondente ao mercado cativo, atendido por ela. A Figura 4 apresenta histórico do consumo de energia elétrica em todo o estado de Alagoas, entre 2002 e 2017, na abaixo:

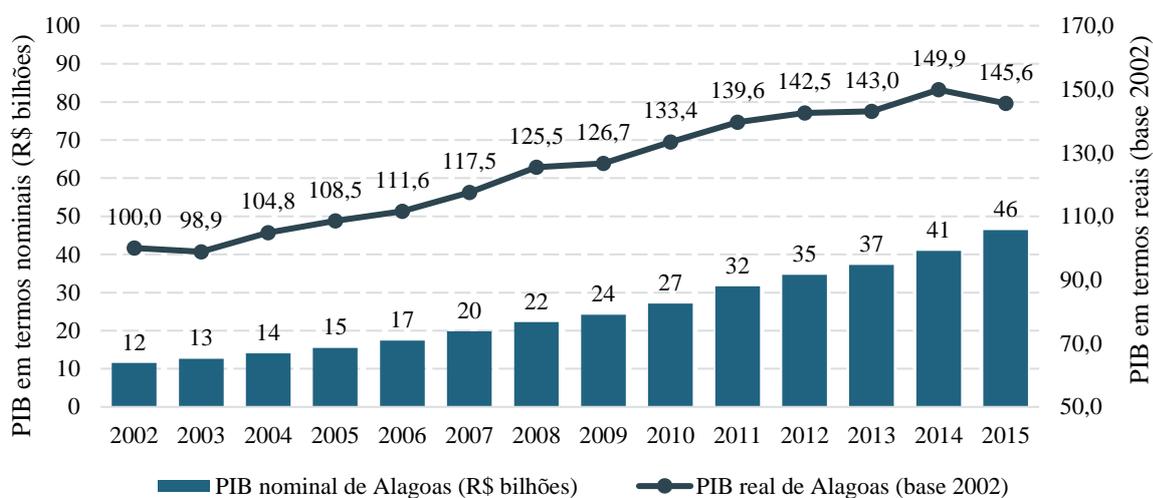
Figura 4 - Consumo de energia em GWh no estado de Alagoas entre 2002 e 2017



Fonte: Companhia, adaptado pelo autor (2018).

É necessário, então, definir método para projetar o consumo de energia elétrica no estado. Adotou-se a premissa de que o aumento do consumo será proporcional ao aumento do Produto Interno Bruto (PIB) de Alagoas (elasticidade calculada e indicada na Tabela 6), cujo histórico para os anos de 2002 a 2015, em termos reais e nominais, pode ser observado na Figura 5 .

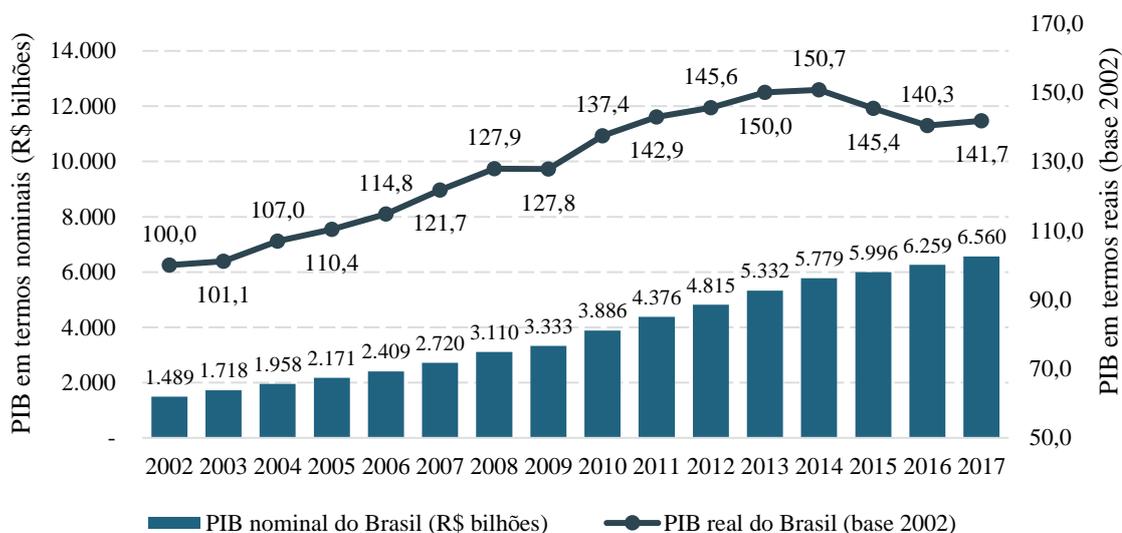
Figura 5 - Produto Interno Bruto do estado de Alagoas em termos reais e nominais entre 2002 e 2015



Fonte: IBGE (2018), adaptado pelo autor

Porém, como não existem projeções públicas gratuitas quanto ao crescimento do estado de Alagoas, serão utilizadas expectativas de crescimento da economia brasileira, com elasticidade unitária entre ambas, calculada e indicada na Tabela 6. O histórico referente a economia brasileira, dos anos de 2002 a 2017, em termos reais e nominais, pode ser observado na Figura 6.

Figura 6 - Produto Interno Bruto brasileiro em termos reais e nominais entre 2002 e 2017



Fonte: IBGE (2018), adaptado pelo autor.

Calcula-se, então, a elasticidade do PIB real de Alagoas em relação ao PIB real brasileiro e do consumo de energia elétrica no estado em relação ao PIB real de Alagoas, conforme a Tabela 6.

Tabela 6 - Cálculo das elasticidades utilizadas para projeção do consumo de energia elétrica em Alagoas

Crescimento	'03	'04	'05	'06	'07	'08	'09	'10	'11	'12	'13	'14	'15
Consumo Alagoas	12,0%	0,5%	7,9%	4,1%	4,1%	5,6%	0,8%	6,9%	4,6%	12,7%	8,8%	4,6%	-0,3%
PIB Alagoas	-1,1%	6,0%	3,6%	2,8%	5,2%	6,8%	1,0%	5,3%	4,7%	2,0%	0,4%	4,8%	-2,9%
PIB Brasil	1,1%	5,8%	3,2%	4,0%	6,1%	5,1%	-0,1%	7,5%	4,0%	1,9%	3,0%	0,5%	-3,5%
Cresc. anual médio - consumo Alagoas (2011-2015)							5,5%						
Cresc. anual médio - PIB Alagoas (2011-2015)							2,9%						
Elasticidade - consumo Alagoas / PIB Alagoas							1,87						
Cresc. anual médio - PIB Brasil (2011-2015)							2,9%						
Elasticidade - PIB Alagoas / PIB Brasil							1,00						

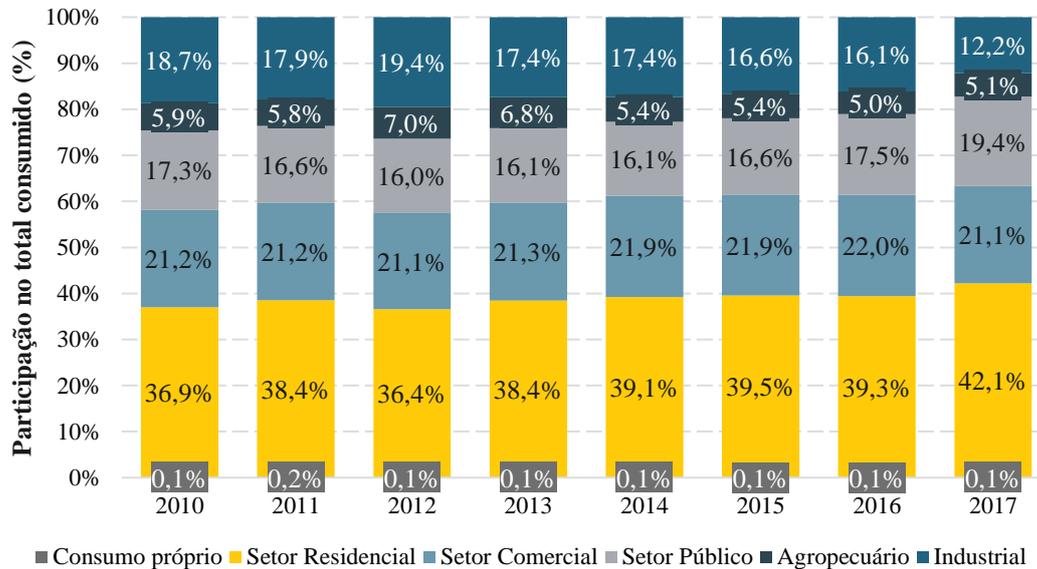
Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3.2 Perfil do Consumidor

Conforme descrito no subcapítulo anterior, de posse das projeções do consumo de energia elétrica no estado de Alagoas, serão feitas as projeções da demanda a ser atendida pela Eletrobras Distribuição Alagoas (mercado cativo).

Pode-se observar, pela Figura 7, o perfil do consumidor de energia elétrica alagoano visto pela empresa objeto, em termos percentuais do consumo total, para os anos de 2010 a 2017.

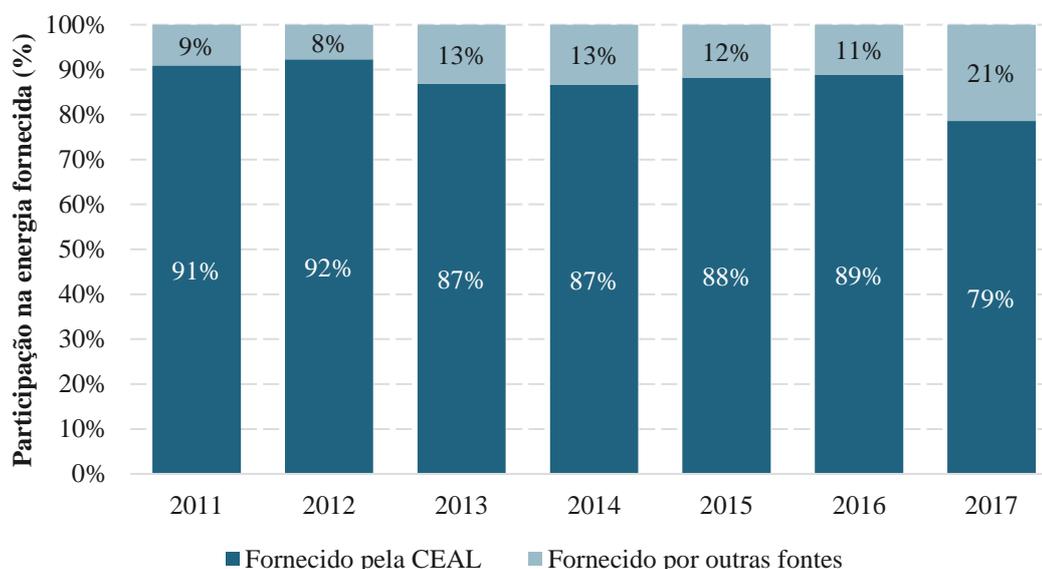
Figura 7 - Participação de cada classe de consumo no total de energia fornecida pela Ceal entre 2010 e 2017



Fonte: Companhia (2018), adaptado pelo autor

Destes consumidores, pode-se analisar a porcentagem das classes que poderiam migrar para o mercado livre, ou seja, a classe Industrial e a Comercial, que é atendida pela distribuidora em questão. O histórico da participação da Eletrobras Distribuição Alagoas no fornecimento de energia para estas classes entre 2011 e 2017 segue na Figura 8.

Figura 8 - Participação na energia fornecida para a classe Industrial e Comercial de Alagoas entre 2011 e 2017



Fonte: Companhia (2018), adaptado pelo autor.

Pode-se assumir que a energia fornecida por outras fontes corresponde a energia comprada pelas empresas no mercado livre.

3.4 Riscos do Setor de Distribuição de Energia

Assim como qualquer outro negócio, a distribuição de energia elétrica apresenta riscos específicos que devem ser levados em consideração na análise de qualquer empresa do setor:

- Risco de volume: considerando que a matriz energética brasileira é predominantemente hídrica, existe o risco de condições hidrológicas desfavoráveis causarem a escassez de energia elétrica, podendo até mesmo (em casos extremos) levar ao racionamento em escala nacional. No caso de escassez hídrica que comprometa a capacidade normal de geração de energia, as usinas térmicas são ligadas e o mecanismo de bandeira tarifária é ativado, aumentando as tarifas. Para as distribuidoras elétricas, existem aí dois problemas principais: o primeiro é que, com o aumento da tarifa de energia, a inadimplência se eleva (relação direta com o risco de inadimplência, descrito posteriormente). Já o segundo é o possível descasamento entre o aumento do custo da geração de energia devido à geração térmica e o repasse à tarifa limitado pela bandeira tarifária. Como existe uma demora de até um ano até que as tarifas sejam readequadas, isso implica em um impacto negativo no fluxo de caixa da empresa (existe, então, relação direta com o risco de fluxo de caixa – capital de giro, descrito posteriormente).

- Risco de construção: a construção, ampliação, operação e manutenção de instalações e equipamentos de distribuição de energia envolve riscos como quebra dos equipamentos, acidentes, vandalismo, interferência meteorológica, etc. Além disso, para as distribuidoras de energia, existe o risco adicional que investimentos feitos para a melhoria do serviço prestado não sejam reconhecidos como tal pela ANEEL, impedindo que sejam remunerados pelo WACC regulatório. Neste caso, a distribuidora não terá uma remuneração apropriada, o que pode danificar não só rentabilidade do acionista como a saúde financeira da empresa.
- Risco operacional: assim como em qualquer outro segmento, as distribuidoras elétricas têm um risco inerente a sua operação. Alguns fatores que podem ser mencionados aqui são: incapacidade de prever corretamente a demanda de energia, o que pode fazer com que as distribuidoras comprem mais ou menos energia que o necessário; perdas não técnicas maiores que o limite regulatório estabelecido pela ANEEL, o que aumenta os custos com energia; interrupções/ quedas na rede elétrica, que interrompem o fornecimento de energia; etc.
- Risco de inadimplência: conforme visto nos capítulos anteriores, as distribuidoras estão na ponta final da cadeia de energia elétrica, em contato direto com os consumidores e simplesmente repassando para os elos anteriores (geradoras e distribuidoras) sua parte correspondente da tarifa cobrada. As distribuidoras ficam, então, com todo o risco de inadimplência por parte dos clientes, o que faz com que a ANEEL estabeleça limites de tolerância para a inadimplência no cálculo da tarifa. Embora isso acabe gerando a oportunidade para a distribuidora se apropriar caso tenha uma performance melhor que a prevista, também cria o risco de menor receita caso contrário. Além disso, devemos considerar que combater a inadimplência não é trivial para a distribuidora, já que o processo envolve muitas vezes o corte do fornecimento de energia a consumidores inadimplentes, atitude que gera conflitos inclusive com o Estado e Agência Reguladora.
- Risco regulatório: possibilidade de alterações nas regras que regem o setor (como critérios de qualidade, método de cálculo do custo de capital regulatório, critério para reconhecimento de investimentos, etc.) e, conseqüentemente, mudanças nos resultados operacionais e financeiros das empresas. Além disso, existe também a possibilidade de que regras preestabelecidas não sejam cumpridas, como no período pós Medida Provisória nº 579 de 11 de setembro de 2012. Neste episódio, o Governo Federal anunciou uma redução de 20% na tarifa de energia. Entretanto, logo após iniciou-se

período de escassez hídrica que elevou o custo da geração (necessidade de maior despacho termelétrico); para manter a promessa de redução tarifária, não houve a necessária Revisão Tarifária Extraordinária por parte da ANEEL. Como essa Revisão era necessária para promover o reequilíbrio econômico-financeiro da concessão, previsto em contrato, o Governo Federal concedeu diversos empréstimos para impedir que as distribuidoras até mesmo falissem. Tais acontecimentos fizeram com que a solvência das distribuidoras ficasse dependente do Governo, e revelaram falta de independência da ANEEL, que como autarquia deveria agir de forma isolada de interesses políticos.

- Risco econômico: existem duas principais vertentes pelas quais as distribuidoras de energia podem perder mercado consumidor. A primeira é através da migração de mais consumidores do modelo cativo para o livre. A segunda é o aumento do investimento em geração própria, através de painéis solares “de telhados”, por exemplo. Por outro lado, há possibilidade de futura intensificação da eletricidade na matriz energética brasileira, como no caso da propagação do uso de carros elétricos e a difusão de postos de recarga, serviço que ficaria a cargo das distribuidoras dada a exclusividade que elas detêm no fornecimento de energia.
- Risco de fluxo de caixa: conforme descrito anteriormente, a receita da distribuidora depende da tarifa cobrada do seu mercado. Entretanto, a tarifa é revista levando em consideração eventos passados, como os custos não gerenciáveis da empresa (Valor da Parcela A). Sendo assim, caso esses custos aumentem muito além do previsto (se o custo da geração de energia elétrica subir, por exemplo), a distribuidora deverá esperar até o aniversário do seu contrato de concessão, quando ocorrem o Reajuste Tarifário Anual ou a Revisão Tarifária Periódica, para que essa mudança seja incorporada na tarifa. Além disso, a remuneração sobre os investimentos feitos só é analisada nas revisões periódicas, o que pode fazer com que a distribuidora fique anos sem ver seus investimentos sendo remunerados. Esses descompassos geram risco associado a geração de fluxo de caixa, que passa a apresentar volatilidade e pode até mesmo por em risco a capacidade da distribuidora de honrar com suas obrigações.
- Risco financeiro: além dos riscos mencionados acima, as distribuidoras elétricas estão expostas a diversos riscos de mercado, assim como a maioria das empresas. O primeiro principal risco de mercado é o risco de taxas de juros, que deriva do impacto das oscilações das taxas de juros nas despesas financeiras das companhias. O segundo é o risco inflacionário: caso a inflação entre revisões ou reajustes seja muito grande, o custo

da distribuidora pode aumentar de maneira tal que cause problemas de fluxo de caixa, devido a manutenção das tarifas.

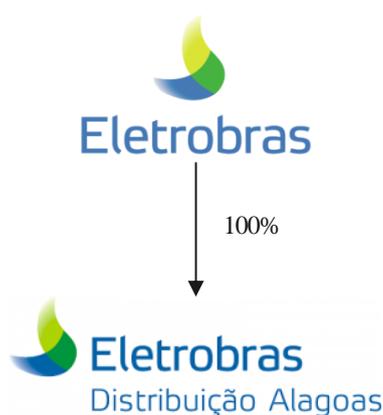
Embora seja impossível mensurar individualmente a intensidade de cada risco nas operações da empresa, parte-se do pressuposto que o conjunto dos riscos acima descritos são devidamente considerados no cálculo do custo de capital, peça chave na determinação do seu valor.

4 A Empresa

4.1 Composição Acionária

A Eletrobras Distribuição Alagoas possui capital social composto por 677.858.321 ações ordinárias e 11.666.063 ações preferenciais, totalizando 689.524.384 ações. As Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras detém 100% do controle acionário, conforme a Figura 9.

Figura 9 - Estrutura Acionária na Eletrobras Distribuição Alagoas



Fonte: Companhia, elaborado pelo autor

4.2 Governança

4.2.1 Estruturas de Governança

As estruturas de governança da Eletrobras Distribuição Alagoas podem ser divididas em:

- Conselho de Administração
- Diretoria
- Conselho Fiscal
- Assembleia Geral
- Auditoria Interna

O **Conselho de Administração** é um órgão colegiado de funções deliberativas, que se reúne ordinariamente uma vez ao mês para discutir assuntos estratégicos e de interesse social, que não privativas da Assembleia Geral. É formado por até seis membros, eleitos pela Assembleia Geral, com mandato de 2 anos e passível de 3 reeleições:

- 1 dos membros é indicado pelo Ministro de Estado do Planejamento, Orçamento e Gestão.
- 1 conselheiro representante dos empregados.

- 1 Diretor-Presidente.
- Os demais membros, incluindo o Diretor-Presidente, são indicados pela holding e pelo Ministério de Minas e Energia.

Já a **Diretoria** é composta com um Diretor-Presidente, membro do Conselho de Administração (que não ocupe o cargo de Presidente), mais até 6 diretores eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato também de 2 anos passível de 3 reeleições, e exercício de suas funções em regime integral. Reúne-se ordinariamente uma vez por semana e tem capacidade para deliberar sobre qualquer assunto relacionado ao objeto social, a não ser aqueles que compitam à Assembleia Geral ou ao Conselho de Administração.

Por sua vez, o **Conselho Fiscal** é o órgão fiscalizador, com a responsabilidade de examinar e opinar sobre as ações dos administradores e gestão patrimonial, financeira e orçamentária do exercício social, e se reúne uma vez por mês. É formado por três membros efetivos e seus suplentes, eleitos por Assembleia, com mandato de 2 anos passível de 2 reeleições, sendo que um deles é designado como Presidente.

- 1 indicado pelo Ministério da Fazenda.
- 1 indicado pelo Ministério de Minas e Energia.
- 1 indicado pela holding.

O órgão máximo da Eletrobras Distribuição Alagoas é a **Assembleia Geral**, que detém caráter exclusivamente deliberativo e reúne todos os acionistas com ou sem direito a voto. É convocada pelo Conselho de Administração para deliberar sobre matérias de interesse societário.

A **Auditoria Interna** é subordinada ao Conselho de Administração e planeja, executa e avalia as atividades de auditoria na empresa, além de responder às solicitações da direção e de órgãos de controle externos. Ela elabora um Plano Anual de Auditoria Interna (PAINT), que é submetido previamente à apreciação da Controladoria Regional da União no Estado de Alagoas (CGU-R/AL) e à aprovação do Conselho de Administração.

Além das estruturas acima descritas, existem diversos comitês de apoio à governança:

- Comissão de Ética da Ceal: tem como objetivo zelar pelo cumprimento do Código de Ética, atuando como instância consultiva dos dirigentes e empregados da empresa e apurando fatos e condutas em desacordo com tais normas éticas. Pode

sugerir à Diretoria a instauração de apuração direta ou processo administrativo disciplinar.

- Comissão Permanente de Processo Disciplinar – CPPD: sua finalidade é analisar as denúncias e pedidos de instauração de apuração enviadas à Diretoria, e sugerir a instauração de procedimentos administrativos caso necessário.
- Comissão de Tecnologia da Informação, Automação e Telecomunicações – CTIAT: avalia e recomenda à Diretoria a aprovação de políticas, diretrizes, planos e programas relacionados à Tecnologia da Informação, Automação e Telecomunicações.

Para participar dos órgãos mencionados acima, o indivíduo deverá ser “brasileiro, residente e domiciliado no país, de notório conhecimentos e experiência, idoneidade moral, reputação ilibada e capacidade técnica compatível com o exercício do cargo”. Não podem participar, ainda, além dos impedidos por lei:

- Os que houverem sido condenados por crime falimentar, de sonegação fiscal, de prevaricação, de corrupção ativa ou passiva, de concussão, de peculato, contra a economia popular, contra a fé pública, contra a propriedade ou que houverem sido condenados à pena criminal que vede, ainda que temporariamente, o acesso a cargos públicos;
- Os que detenham controle ou participação relevante no capital social de pessoa jurídica inadimplente com a empresa ou que lhe tenha causado prejuízo ainda não ressarcido, estendendo-se esse impedimento aos que tenham ocupado cargo de administração em pessoa jurídica nessa situação, no exercício social imediatamente anterior à data da eleição ou nomeação;
- Os declarados falidos ou insolventes;
- Os que detiveram o controle ou participaram da administração de pessoa jurídica em recuperação judicial, falida ou insolvente, no período de cinco anos anteriores à data da eleição ou nomeação, salvo na condição de síndico, comissário ou administrador judicial;
- Sócio, cônjuge, ascendente, descendente ou parente colateral ou afim, até o terceiro grau, de membro do Conselho de Administração ou da Diretoria Executiva;

- Os que prestarem consultoria ou ocuparem cargos em sociedades que possam ser consideradas concorrentes no mercado, em especial, em conselhos consultivos, de administração ou fiscal, salvo dispensa da Assembleia;
- Hajam causado prejuízo à Ceal, tenham liquidado os seus débitos junto à empresa depois de cobrança judicial ou lhe sejam devedores;
- Participarem de sociedades em mora com a empresa; tenham participado como dirigentes de empresa ou de sociedades que, nos últimos cinco anos, estiverem em situação de inadimplência para com a empresa;
- E os declarados inabilitados em ato da Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

4.2.2 Análise das Estruturas de Governança

Nota-se que a Eletrobras Distribuição Alagoas tem estruturas de governança típicas de grandes empresas. Existem ainda algumas regras que melhoram a qualidade da governança, como a de impossibilidade de uma mesma pessoa acumular as funções de Diretor-Presidente do Conselho de Administração e da Diretoria e a presença de um conselheiro representante dos empregados.

Entretanto, nota-se a forte influência do Governo na definição dos diretores da companhia. Até 5 membros do Conselho Administrativo podem ser indicados por Ministérios: 1 pelo Ministério de Estado do Planejamento, Orçamento e Gestão e outros 4 que tem influência do Ministério de Minas e Energia. O mesmo ocorre para 2 dos 3 membros do Conselho Fiscal, no qual o Ministério da Fazenda e o Ministério de Minas e Energia escolhem um diretor cada um. Por fim, a influência na Diretoria Executiva dá-se de maneira indireta, já que esta é eleita pelo Conselho de Administração.

Ainda que esteja previsto em estatuto social que os membros das estruturas de governança devam ter capacidade técnica compatível com o cargo, o forte papel do Estado na definição dos dirigentes da Eletrobras Distribuição Alagoas enfraquece a sua governança devido a possíveis conflitos de interesse. Um exemplo claro disso, já mencionado anteriormente no subcapítulo de riscos, seria o de influenciar as atividades das distribuidoras para reduzir o valor da tarifa de energia (ou se simplesmente não aumentar), questão sempre sensível para os consumidores, que também são eleitores.

Considerando que bons mecanismos de governança são aqueles que previnem a aparição de conflitos de interesse e não precisam contar com a benevolência dos agentes, o caráter destes não deve ter influência na análise da solidez de uma estrutura de governança corporativa.

Sendo assim, não é necessário entrar no mérito da boa-fé e integridade do Governo Federal para discutir se essa influência na escolha dos dirigentes de fato enfraquece ou não a governança, pois mesmo partindo do princípio que o Estado sempre irá agir de maneira benevolente, a simples brecha na estrutura que permite que conflitos de interesse aflorem a enfraquece.

Sendo assim, entende-se que podem existir ganhos na solidez das estruturas de governança da Eletrobras Distribuição Alagoas com a privatização, já que tais conflitos de interesse não existiriam se o controlador fosse um ente privado. Entretanto, é difícil auferir se o Governo Federal de fato exerceu influência no controle da empresa de maneira tal que seus resultados operacionais e financeiros fossem prejudicados.

4.3 Demonstrativos Contábeis

Os demonstrativos contábeis da Eletrobras Distribuição Alagoas seguem neste subcapítulo. O Balanço Patrimonial é mostrado na Tabela 7, o Demonstrativo do Resultado do Exercício na Tabela 8 e o Demonstrativo de Fluxo de Caixa na Tabela 9.

Tabela 7 - Balanço Patrimonial da Eletrobras Distribuição Alagoas

Balanço Patrimonial	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2015
ATIVO	2.357.810	1.825.681	1.802.221
CIRCULANTE	975.647	546.343	685.637
Caixa e equivalentes de caixa	71.014	21.804	22.801
Títulos e valores mobiliários	719	14.709	19.337
Contas a receber de clientes	458.776	313.949	344.668
Tributos compensáveis	15.807	12.625	11.686
Direito de ressarcimento	15.258	73.126	25.136
Almoxarifado	8.771	8.822	6.099
Serviços em curso	4.697	6.421	11.152
Ativos regulatórios	364.609	65.585	212.888
Outros	35.996	29.302	31.870
NÃO CIRCULANTE	1.382.163	1.279.338	1.116.584
Realizável a Longo Prazo	1.327.255	1.246.059	1.030.612
Contas a receber de clientes	301.155	313.947	212.089
Tributos compensáveis	4.269	4.264	5.019
Cauções e depósitos vinculados	82.947	60.119	41.845
Ativo regulatórios	-	22.130	38.252
Ativo financeiro - Concessões indenizáveis	930.146	845.035	732.843
Outros	8.738	564	564
Investimentos	168	168	168
Imobilizado	30.354	28.127	31.757
Intangível	24.386	4.984	54.047
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.357.810	1.825.681	1.802.221
PASSIVO CIRCULANTE	1.271.086	516.379	927.770
Fornecedores	176.042	164.322	239.745
Tributos	88.410	76.789	106.414
Financiamentos e empréstimos	482.290	34.794	310.110
Obrigações sociais e trabalhistas	19.394	18.392	17.267
Obrigações de ressarcimento	45.882	45.373	77.153
Benefício pós emprego	4.103	2.389	6.402
Passivo regulatórios	198.997	115.289	124.005
Encargos setoriais	31.430	30.955	24.103
Provisão para riscos cíveis, tributários e trabalhistas	204.000	-	-
Concessão onerosa	-	7.808	-
Outros	20.538	20.268	22.571
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	2.140.768	1.883.073	1.122.107
Tributos	65.588	87.794	48.492
Financiamentos e empréstimos	1.479.046	1.427.343	864.330
Obrigações de ressarcimento	-	-	2.775
Benefícios pós-emprego	54.468	41.219	32.504
Passivos regulatórios	-	6.801	16.380
Encargos setoriais	29.205	17.870	21.434
Provisão para riscos cíveis, tributários e trabalhistas	297.475	109.288	95.993
Adiantamentos para futuro aumento de capital	180.142	159.155	8.307
Outros	34.844	33.603	31.892
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	(1.054.044)	(573.771)	(247.656)
Capital social	734.754	734.754	726.447
Prejuízos acumulados	(1.715.446)	(1.252.834)	(931.295)
Outros resultados abrangentes	(73.352)	(55.691)	(42.808)

Fonte: Companhia (2018), adaptado elaborado pelo autor.

Tabela 8 - Demonstrativo do Resultado do Exercício da Eletrobras Distribuição Alagoas

Demonstração do Resultado do Exercício	2017	2016	2015
Receita operacional líquida	1.743.381	1.211.766	1.363.076
(-) Custo operacional	(1.899.738)	(1.230.563)	(1.272.975)
Custo com energia elétrica	(1.128.575)	(914.247)	(984.186)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.048.126)	(839.907)	(894.482)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(80.449)	(74.340)	(89.704)
Custo de operação	(638.030)	(194.349)	(188.137)
Pessoal, material e serviços de terceiros	(205.521)	(150.487)	(142.988)
Depreciação e amortização	(34.127)	(30.213)	(27.637)
Outros	(398.382)	(13.649)	(17.512)
Custo de construção	(133.133)	(121.967)	(100.652)
(=) Lucro bruto	(156.356)	(18.797)	90.101
(-) Despesas operacionais	(158.065)	(183.836)	(238.147)
(=) Lucro (Prejuízo) do serviço de energia elétrica	(314.422)	(202.633)	(148.046)
(±) Resultado financeiro	(235.618)	(118.906)	(104.539)
Receitas financeiras	69.917	126.496	98.868
Despesas financeiras	(305.535)	(245.402)	(203.407)
(=) Resultado antes do IR e CSLL	(550.040)	(321.539)	(252.585)
(±) IR/CSLL	87.428	-	-
Prejuízo do período	(462.612)	(321.539)	(252.585)

Fonte: Companhia (2018), adaptado pelo autor.

Tabela 9 - Demonstrativo de Fluxo de Caixa da Eletrobras Distribuição Alagoas

Demonstração do Fluxo de Caixa	2017	2016	2015
Fluxo de caixa das atividades operacionais			
Prejuízo do Exercício	(462.612)	(321.539)	(252.585)
Ajustes	1.615.531	1.181.185	1.099.399
Depreciação e amortização	45.552	37.086	33.886
Encargos financeiros - AFAC e empréstimos	217.124	175.124	148.572
Encargos financeiros - Tributos e outros passivos	8.951	17.113	3.667
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	12.597	(55.535)	34.659
Provisão para riscos cíveis, tributários e trabalhistas	402.983	19.828	15.196
Provisão para perdas em estoque	709	428	118
Provisão diversas	(46.377)	37.965	-
Provisão para fornecedores não liquidados	1.011.755	933.924	899.122
Valor residual do ativo financeiro - concessão do serviço público	3.477	1.330	1.908
Valor residual do ativo intangível	(24)	(118)	(9)
Valor residual do ativo imobilizado	-	-	2
Ativo financeiro - VNR Lei nº 12.783/13	11.714	(5.525)	(25.843)
Avaliação atuarial	(17.661)	(12.884)	(3.445)
<i>Impairment</i>	(32.446)	32.446	-
Outros	(2.823)	3	(8.434)
Variações nos ativos e passivos	(1.272.741)	(1.013.373)	(816.454)
Títulos e valores mobiliários	13.990	4.628	(19.337)
Contas a receber de clientes	(145.205)	(21.332)	(103.871)
Impostos e contribuições sociais ativas	(3.187)	(184)	(2.242)
Direito de ressarcimento	57.868	(47.990)	15.425
Almoxarifado	(658)	(3.151)	(672)
Ativos regulatórios	(276.894)	163.425	(66.166)
Outros créditos	(13.145)	5.588	9.514
Cauções e depósitos vinculados	(30.803)	(24.807)	(10.158)
Fornecedores	(1.000.035)	(1.009.347)	(835.339)
Impostos e contribuições sociais passivas	(1.361)	20.598	82.983
Obrigações sociais e trabalhistas	1.002	1.125	3.479
Obrigações de ressarcimento	509	(34.555)	16.085
Benefício pós-emprego	14.963	4.702	-
Encargos setoriais	11.810	3.288	3.462
Passivos regulatórios	76.907	(18.295)	128.774
Cessão onerosa	(7.808)	7.808	-
Amortização de parcelamento fiscais	(10.414)	(11.782)	(11.790)
Amortização de encargos fin. de financiamentos e empréstimos	(980)	(5.722)	(30.004)
Outros passivos	40.700	(47.370)	3.403
Caixa líquido aplicado nas atividades operacionais	(119.822)	(153.727)	30.360
Fluxos de caixa das atividades de investimento			
Ativo financeiro - concessões de serviço público	(100.244)	(92.529)	(85.028)
Aquisição do intangível	(6.657)	(7.129)	(3.996)
Aquisição do imobilizado	(1.878)	(2.752)	(6.405)
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(108.779)	(102.410)	(95.429)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento			
Ingressos de financiamentos de empréstimos	307.375	138.209	140.568
Adiantamentos para futuro Aumento de Capital	-	159.155	-
Amortização do principal de financiamentos e empréstimos	(29.564)	(42.224)	(69.124)
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	277.811	255.140	71.444
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa	49.210	(997)	6.375
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	21.804	22.801	16.426
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	71.014	21.804	22.801
Variação no caixa e equivalentes de caixa	49.210	(997)	6.375

Fonte: Companhia (2018), adaptado pelo autor.

4.4 Empresas Comparáveis

Para melhor analisar tanto a atual eficiência operacional e financeira da Eletrobras Distribuição Alagoas (Ceal) quanto os possíveis ganhos nestes quesitos devido a privatização, é recomendável fazer uma comparação com distribuidoras de energia elétrica semelhantes.

Para o desenvolvimento deste trabalho de formatura, optou-se por comparar a empresa objeto com as demais distribuidoras presentes na região Nordeste do País. Ainda que cada um dos estados brasileiros tenha suas próprias peculiaridades e unicidades, parte-se do pressuposto que aqueles de uma mesma região territorial apresentam maior semelhanças entre si (por fatores como densidade elétrica e PIB per capita). Uma lista de todas as distribuidoras do Nordeste segue no Quadro 1:

Quadro 1 - Quadro de distribuidoras de energia elétrica no Nordeste

N	Sigla	Razão Social	UF	Grupo Econômico	Controle
1	Ceal	Companhia Energética de Alagoas	AL	Eletrobras	Estatual Federal
2	Celpe	Companhia Energética de Pernambuco	PE	Neoenergia	Privado
3	Cemar	Companhia Energética do Maranhão	MA	Equatorial	Privado
4	Cepisa	Companhia Energética do Piauí	PI	Eletrobras	Estatual Federal
5	Coelba	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA	Neoenergia	Privado
6	Coelce	Companhia Energética do Ceará	CE	Enel	Privado
7	Cosern	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN	Neoenergia	Privado
8	EBO	Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A.	PB	Energisa	Privado
9	EPB	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia	PB	Energisa	Privado
10	ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	SE	Energisa	Privado
11	Sulgipe	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	SE	Não aplicável	Privado

Fonte: ANEEL (2018), adaptado pelo autor

Ainda assim, seria imprudente e grosseiro assumir que todas as distribuidoras do Nordeste operam em estados (ou em regiões, caso dividam o estado com outras concessionárias) de igual complexidade, com as mesmas dificuldades e desafios. Para que seja possível comparar de maneira objetiva e quantitativa a dificuldade de se operar em cada área, usa-se neste trabalho o Índice de Complexidade (IC) calculado pela ANEEL.

Conforme a Nota Técnica nº 106/2015-SGT/SRM/ANEEL, de 22/04/2015, o Índice de Complexidade é um índice calculado para auxiliar na definição dos limites de perdas não técnicas de energia para as concessionárias (empresas que operam em estados mais “complexos” deveriam ter limites mais altos, por exemplo). Sem entrar em detalhes sobre metodologia de cálculo, vale mencionar que para a determinação do índice são consideradas diversas variáveis socioeconômicas: violência (óbitos por agressão), pobreza (% de pessoas

com renda per capita inferior a ½ salário mínimo), desigualdade (coeficiente de Gini), precariedade (% de pessoas em domicílios subnormais), saneamento (coleta de lixo urbano), inadimplência (inadimplência do setor de crédito) e mercado consumidor (% do mercado residência que se enquadra como baixa renda).

O valor do Índice de Complexidade para as distribuidoras em questão pode ser observado na Tabela 10 abaixo.

Tabela 10 - Índice de Complexidade e ano de privatização das distribuidoras do Nordeste

Sigla	UF	IC	Ano de privatização
Cemar	MA	0,315	2000
Celpe	PE	0,313	2000
Coelba	BA	0,284	1997
Ceal	AL	0,266	-
Cepisa	PI	0,257	-
Coelce	CE	0,253	1998
EBO	PB	0,229	1999
ESE	SE	0,224	1997
EPB	PB	0,197	2000
Cosern	RN	0,177	1997
Sulgipe	SE	0,168	Nunca foi estatal

Fonte: ANEEL (2018), adaptado pelo autor

Com tal tipo de informação em mente, pode-se prosseguir para a análise comparativa da empresa objeto em relação às demais distribuidoras.

4.4.1 DEC e FEC

A Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (DEC) é um dos indicadores de continuidade estipulados pela ANEEL, e mede o intervalo que cada consumidor, em média, ficou sem energia elétrica, considerando as interrupções iguais ou superiores a três minutos.

Já a Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (FEC) é o outro indicador de continuidade estipulado pela ANEEL, e mede o número de interrupções que cada consumidor, em média, sofreu no fornecimento de energia elétrica, considerando as interrupções iguais ou superiores a três minutos.

Sendo assim, ambos indicadores são meios pelos quais a qualidade do serviço prestado pela distribuidora pode ser analisada. Segue, então, comparativo entre os valores apurados e os limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL para a DEC, na Tabela 11, e para a FEC, na Tabela 12⁸. As tabelas refletem quanto cada indicador ficou abaixo ou acima do limite. Quanto

⁸ Os valores utilizados para os cálculos podem ser encontrados em forma gráfica no Apêndice D: Gráficos de DEC e FEC Históricas para as Distribuidoras Nordestinas.

mais negativo o valor, ou seja, quanto melhor a performance da distribuidora em determinado ano em relação ao esperado, mais intenso é o tom de verde ao fundo do dado. A mesma lógica se aplica a valores positivos, ou seja, piores que o esperado, cuja cor do fundo é de tom avermelhado. Na última coluna de cada tabela, se encontra o número de anos, entre os 18 analisados, nos quais cada distribuidora esteve dentro do limite estabelecido. As distribuidoras foram divididas em públicas e privadas, sendo que dentro de cada grupo foram ordenadas por ordem decrescente de índice de complexidade. Nesse sentido, dentro das distribuidoras privadas, também se calculou as médias das métricas apenas para as distribuidoras privadas que operam em estados com maior Índice de Complexidade.

Pode-se notar claro desempenho superior por parte das distribuidoras privadas. Em média, enquanto as públicas ficaram dentro dos limites estabelecidos para a DEC em 2,5 anos, as privadas ficaram em 14,7 anos; o mesmo vale para a FEC: as públicas obtiveram performances aceitáveis em 6,5 anos, contra 17,7 anos das privadas.

Tabela 11 - Comparação da DEC apurada com limite para as distribuidoras nordestinas entre 2000 e 2017

Empresa	00'	01'	02'	03'	04'	05'	06'	07'	08'	09'	10'	11'	12'	13'	14'	15'	16'	17'	# de anos dentro
Ceal	(27%)	(14%)	7%	15%	10%	8%	6%	(3%)	(8%)	2%	6%	37%	49%	87%	128%	95%	48%	51%	4,0
Cepisa	19%	(15%)	1%	29%	48%	51%	49%	37%	67%	50%	45%	54%	32%	21%	39%	18%	14%	14%	1,0
Média públicas	(4%)	(15%)	4%	22%	29%	30%	27%	17%	29%	26%	25%	45%	41%	54%	83%	56%	31%	33%	2,5
Cemar	14%	50%	67%	(39%)	(39%)	(31%)	(33%)	(51%)	(50%)	(49%)	(47%)	(37%)	(26%)	(25%)	(27%)	(30%)	(29%)	(29%)	15,0
Celpe	(53%)	(57%)	(50%)	(56%)	(40%)	(47%)	(38%)	(36%)	(30%)	(19%)	(5%)	3%	11%	41%	56%	25%	7%	22%	11,0
Coelba	(45%)	(44%)	(51%)	(51%)	(51%)	(45%)	(47%)	(47%)	(45%)	(35%)	22%	13%	4%	25%	30%	49%	44%	31%	10,0
Média mais complexas	(28%)	(17%)	(11%)	(49%)	(43%)	(41%)	(39%)	(45%)	(41%)	(34%)	(10%)	(7%)	(4%)	14%	19%	15%	7%	8%	12,0
Coelce	8%	(33%)	(36%)	(43%)	(43%)	(51%)	(53%)	(60%)	(62%)	(59%)	(55%)	(38%)	(45%)	(34%)	(29%)	(2%)	(27%)	(24%)	17,0
EBO	(39%)	(49%)	(58%)	(46%)	(11%)	2%	(29%)	(33%)	(16%)	(17%)	(20%)	(9%)	(40%)	(37%)	(43%)	(61%)	(64%)	(69%)	17,0
ESSE	(30%)	(58%)	(38%)	(33%)	(32%)	(34%)	(27%)	(17%)	16%	(9%)	35%	35%	1%	(0%)	8%	(4%)	(10%)	(6%)	13,0
EPB	(47%)	(64%)	(56%)	(42%)	0%	23%	34%	(7%)	(9%)	31%	(10%)	(4%)	(34%)	(21%)	(11%)	(15%)	(15%)	(17%)	14,0
Cosern	(73%)	(61%)	(55%)	(55%)	(44%)	(41%)	(42%)	(38%)	(35%)	(28%)	(33%)	(13%)	(13%)	(15%)	6%	(1%)	(4%)	(7%)	17,0
Sulgipe	(47%)	(65%)	(54%)	(65%)	(64%)	(45%)	(30%)	(36%)	(26%)	(34%)	(43%)	(29%)	(13%)	(41%)	(36%)	(39%)	(23%)	(44%)	18,0
Média privadas	(35%)	(42%)	(37%)	(48%)	(36%)	(30%)	(29%)	(36%)	(28%)	(24%)	(17%)	(9%)	(17%)	(12%)	(5%)	(9%)	(13%)	(16%)	14,7
Média geral	(29%)	(37%)	(29%)	(35%)	(24%)	(19%)	(19%)	(26%)	(18%)	(15%)	(9%)	1%	(7%)	0%	11%	3%	(5%)	(7%)	12,5

Fonte: ANEEL (2018), adaptado pelo autor.

Tabela 12 - Comparação da FEC apurada com limite para as distribuidoras nordestinas entre 2000 e 2017

Empresa	00'	01'	02'	03'	04'	05'	06'	07'	08'	09'	10'	11'	12'	13'	14'	15'	16'	17'	# de anos dentro
Ceal	(55%)	(37%)	(27%)	(14%)	(13%)	(14%)	(22%)	(17%)	(24%)	(17%)	(14%)	4%	31%	10%	65%	64%	48%	51%	11,0
Cepisa	(18%)	(24%)	6%	14%	54%	65%	47%	35%	36%	27%	27%	30%	27%	26%	17%	26%	17%	18%	2,0
Média públicas	(36%)	(31%)	(11%)	0%	20%	26%	13%	9%	6%	5%	6%	17%	29%	18%	41%	45%	32%	35%	6,5
Cemar	(39%)	2%	20%	(35%)	(25%)	(31%)	(46%)	(50%)	(51%)	(49%)	(47%)	(51%)	(48%)	(41%)	(34%)	(40%)	(44%)	(40%)	16,0
Celpe	(64%)	(65%)	(62%)	(71%)	(66%)	(68%)	(64%)	(65%)	(64%)	(65%)	(59%)	(53%)	(42%)	(29%)	(27%)	(26%)	(30%)	(19%)	18,0
Coelba	(79%)	(50%)	(45%)	(48%)	(56%)	(57%)	(60%)	(59%)	(62%)	(57%)	(27%)	(25%)	(28%)	(20%)	(28%)	(13%)	(8%)	(7%)	18,0
Média mais complexas	(60%)	(37%)	(29%)	(51%)	(49%)	(52%)	(57%)	(58%)	(59%)	(57%)	(44%)	(43%)	(39%)	(30%)	(29%)	(27%)	(27%)	(22%)	17,3
Coelce	(23%)	(40%)	(46%)	(44%)	(50%)	(55%)	(60%)	(64%)	(65%)	(65%)	(62%)	(52%)	(62%)	(54%)	(54%)	(27%)	(43%)	(37%)	18,0
EBO	(49%)	(52%)	(65%)	(63%)	(51%)	(37%)	(52%)	(37%)	(39%)	(36%)	(43%)	(22%)	(50%)	(47%)	(52%)	(66%)	(70%)	(75%)	18,0
ESSE	(33%)	(48%)	(40%)	(41%)	(50%)	(53%)	(52%)	(40%)	(32%)	(36%)	(23%)	1%	(12%)	(23%)	(20%)	(28%)	(30%)	(25%)	17,0
EPB	(57%)	(74%)	(77%)	(75%)	(58%)	(42%)	(42%)	(38%)	(43%)	(26%)	(36%)	(25%)	(39%)	(36%)	(36%)	(43%)	(45%)	(44%)	18,0
Cosern	(81%)	(54%)	(52%)	(58%)	(50%)	(49%)	(55%)	(49%)	(55%)	(53%)	(55%)	(37%)	(40%)	(28%)	(21%)	(30%)	(20%)	(31%)	18,0
Sulgipe	(18%)	(53%)	(41%)	(50%)	(51%)	(42%)	(34%)	(32%)	(28%)	(15%)	(33%)	(15%)	(10%)	(36%)	(14%)	(24%)	(20%)	(30%)	18,0
Média privadas	(49%)	(48%)	(45%)	(54%)	(51%)	(48%)	(52%)	(48%)	(49%)	(45%)	(43%)	(31%)	(37%)	(35%)	(32%)	(33%)	(34%)	(34%)	17,7
Média geral	(47%)	(45%)	(39%)	(44%)	(38%)	(35%)	(40%)	(38%)	(39%)	(36%)	(34%)	(22%)	(25%)	(25%)	(19%)	(19%)	(22%)	(22%)	15,6

Fonte: ANEEL (2018), adaptado pelo autor.

Embora uma melhor qualidade não tenha impacto financeiro direto e mensurável, é variável importante de ser controlada no contexto de privatizações. Uma das preocupações dos órgãos reguladoras é garantir que a busca por retorno financeiro ocorra sem detrimento algum da qualidade do serviço, que deve então respeitar níveis mínimos estabelecidos. Para os indicadores escolhidos, entretanto, a administração privada mostrou ser capaz de prover serviço de qualidade superior ao seu mercado consumidor.

4.4.2 Perdas não-técnicas

Dado que parte do ganho com a privatização será proveniente, ao menos em tese, da redução dos níveis de perdas não-técnicas e técnicas, é mais do que justo que se faça a comparação dessa métrica entre as empresas em questão. Entretanto, deve-se considerar como se é dado o processo de definição de limites e de apuração de perdas pela ANEEL:

1. Primeiramente, a ANEEL define um limite de perdas técnicas e não-técnicas para a distribuidora;
2. Ao final de um ano, são apuradas as perdas totais da distribuidora;
3. Do montante total de perdas, considera-se que as perdas técnicas são iguais as perdas técnicas previstas pelo limite regulatório;
4. Do montante total de perdas, se subtraem as perdas técnicas, sendo o valor obtido igual as perdas não-técnicas apuradas.

Dado que pela metodologia empregada pela ANEEL, as perdas técnicas apuradas são sempre iguais aos seus limites regulatórios, faz sentido analisar somente as perdas não-técnicas, conforme indicado pela Tabela 13⁹, que segue a mesma formatação das tabelas encontradas na seção anterior, sobre DEC e FEC.

Nota-se que as distribuidoras públicas não conseguiram se adequar ao limite de perdas não-técnicas em nenhum dos 10 anos do período analisado, enquanto as privadas ficaram, em média, 7,2 anos dentro do limite. Já as concessionárias de gestão privada que operam em estados de maior complexidade foram capazes de atingir média de 5,0 anos.

⁹ Os valores utilizados para os cálculos podem ser encontrados em forma gráfica no Apêndice E: Gráficos de Perdas Não Técnicas Histórica para as Distribuidoras Nordestinas

Tabela 13 - Comparação da perda não-técnicas apurada com a limite para as distribuidoras nordestinas entre 2008 e 2017

Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	# de anos dentro
Ceal	47%	63%	107%	103%	92%	102%	86%	98%	138%	78%	0,0
Cepisa	40%	80%	103%	103%	84%	84%	95%	129%	171%	116%	0,0
Média públicas	43%	71%	105%	103%	88%	93%	91%	113%	154%	97%	0,0
Cemar	15%	(4%)	(17%)	(13%)	2%	(11%)	(35%)	(38%)	(39%)	(39%)	8,0
Celpe	(22%)	(9%)	(4%)	26%	84%	42%	14%	7%	8%	11%	3,0
Coelba	(46%)	(56%)	(40%)	(31%)	11%	17%	51%	48%	8%	12%	4,0
Média mais complexas	(17%)	(23%)	(20%)	(6%)	32%	16%	10%	6%	(8%)	(5%)	5,0
Coelce	(46%)	(52%)	(37%)	(1%)	89%	93%	113%	79%	67%	120%	4,0
EBO	(40%)	(36%)	(31%)	(48%)	(49%)	(69%)	(80%)	(99%)	(77%)	(103%)	10,0
ESSE	(6%)	(32%)	(35%)	(47%)	(67%)	(70%)	(38%)	(58%)	3%	(36%)	9,0
EPB	(14%)	(10%)	(13%)	(43%)	(36%)	(49%)	(39%)	(59%)	(24%)	(24%)	10,0
Cosern	(34%)	(34%)	(4%)	(32%)	(15%)	(31%)	(53%)	(70%)	(67%)	(81%)	10,0
Sulgipe	(20%)	(10%)	(35%)	(43%)	(33%)	16%	(7%)	14%	80%	(14%)	7,0
Média privadas	(24%)	(27%)	(24%)	(26%)	(2%)	(7%)	(8%)	(20%)	(5%)	(17%)	7,2
Média geral	(11%)	(9%)	(1%)	(2%)	15%	11%	10%	5%	24%	4%	5,9

Fonte: ANEEL (2018), adaptado pelo autor.

4.4.3 PMSO

Conforme mencionado anteriormente, a redução das despesas com Pessoal, Manutenção, Serviços de terceiros e Outros (PMSO) também será um dos principais meios pelo qual a privatização poderá gerar valor para a empresa e seus acionistas, por ser uma despesa gerenciável que impacta diretamente o seu Valor da Parcela B. Sendo assim, a Tabela 14 apresenta comparação dos níveis de PMSO reais e seu limite regulatório estabelecido para as empresas em questão.

Tabela 14 - Comparação das despesas PMSO reais e regulatórias das distribuidoras nordestinas entre 2011 e 2017

Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	# de anos dentro
Ceal	75%	76%	83%	60%	58%	27%	155%	0,0
Cepisa	5%	36%	50%	18%	56%	46%	47%	0,0
Média públicas	40%	56%	66%	39%	57%	36%	101%	0,0
Cemar	10%	6%	10%	0%	(4%)	(1%)	(11%)	3,0
Celpe	(4%)	47%	10%	17%	28%	31%	24%	1,0
Coelba	(25%)	(15%)	(2%)	(4%)	7%	16%	15%	4,0
Média mais complexas	(6%)	13%	6%	4%	10%	15%	10%	2,7
Coelce	(31%)	(16%)	(26%)	(35%)	(11%)	6%	(12%)	6,0
EBO	(31%)	(16%)	(26%)	(35%)	(11%)	6%	(12%)	6,0
ESSE	(3%)	17%	(3%)	(12%)	(15%)	(20%)	(8%)	6,0
EPB	(12%)	(25%)	(18%)	(7%)	(16%)	(13%)	(13%)	7,0
Cosern	(31%)	(16%)	(26%)	(35%)	(11%)	6%	(12%)	6,0
Sulgipe	23%	10%	18%	(8%)	5%	7%	26%	1,0
Média privadas	(12%)	(1%)	(7%)	(13%)	(3%)	4%	(1%)	4,4
Média geral	(2%)	9%	7%	(4%)	8%	10%	18%	3,6

Fonte: ANEEL (2018), adaptado pelo autor.

Novamente, as concessionárias públicas não conseguiram atingir níveis menores que o limite estabelecido pela ANEEL em nenhum dos anos, enquanto as privadas foram capazes de se adequarem, em média, em 4,4 anos dos 7 analisados. Já as distribuidoras que operam em estados mais complexos atingiram média de 2,7 anos.

4.4.4 LAJIDA

Por fim, dada a importância de tal indicador tanto nas análises feitas usualmente no mercado financeiro quando pela própria ANEEL, segue a comparação entre o LAJIDA real e o LAJIDA Regulatório. Vale a explicação que o LAJIDA regulatório é calculado através da soma do LAJI Regulatório com a Quota de Reintegração Regulatória. A comparação pode ser vista na Tabela 15. Diferentemente das métricas anteriores, é positivo que o LAJIDA real seja maior que o regulatório, pois mostra que a distribuidora foi capaz de atingir eficiência econômica maior do que a esperada pelos órgãos reguladores. Sendo assim, para esta tabela, a escala de cores foi invertida.

Tabela 15 - Comparação do LAJIDA real e regulatório para as distribuidoras nordestinas entre 2011 e 2017

Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	# de anos fora
Ceal	(160%)	(163%)	(161%)	(126%)	(235%)	(241%)	(300%)	0,0
Cepisa	3%	(86%)	(184%)	233%	(634%)	(539%)	(345%)	2,0
Média públicas	(79%)	(125%)	(173%)	53%	(435%)	(390%)	(322%)	1,0
Cemar	27%	25%	28%	33%	19%	13%	19%	7,0
Celpe	11%	(43%)	(12%)	(34%)	(50%)	(43%)	(40%)	1,0
Coelba	54%	43%	37%	17%	(10%)	(11%)	(20%)	4,0
Média mais complexas	30%	8%	18%	6%	(14%)	(14%)	(14%)	4,0
Coelce	74%	38%	57%	72%	19%	13%	11%	7,0
EBO	74%	38%	57%	72%	19%	13%	11%	7,0
ESSE	47%	41%	40%	67%	36%	50%	24%	7,0
EPB	57%	93%	45%	13%	71%	55%	29%	7,0
Cosern	74%	38%	57%	72%	19%	13%	11%	7,0
Sulgipe	(28%)	49%	(35%)	(34%)	(23%)	44%	(89%)	2,0
Média privadas	43%	36%	30%	31%	11%	16%	(5%)	5,4
Média geral	21%	7%	(6%)	35%	(70%)	(58%)	(63%)	4,6

Fonte: ANEEL (2018), adaptado pelo autor

Dos sete anos em que a análise foi feita, as distribuidoras de gestão pública foram capazes de atingir LAJIDA real maior que aquele previsto pelo ANEEL, em média, em apenas 1,0 ano. Já as distribuidoras privadas atingiram média de 5,4 anos, e as privadas que operam em estados mais complexos, 4,0 anos. Isso demonstra o grande potencial de melhora no resultado financeiro das empresas estatais, incluindo a Ceal.

5 Modelagem

5.1 Mecanismo geral

A fim de determinar o valor justo da Ceal e, conseqüentemente, como se poderia executar sua privatização, um modelo econômico-financeiro foi desenvolvido, em planilha *Microsoft Excel*[®] (disponível em meio eletrônico anexo ao TF). O modelo conta com as seguintes abas:

1. Cockpit – “central de controle” do modelo. Nesta aba, diferentes variáveis de entrada podem ser alteradas para verificar seu impacto no valor justo da empresa. Estas variáveis de resumem a:
 - a. Se a empresa é privatizada ou não;
 - b. No caso de privatização, existe um mecanismo que modela os impactos do leilão na empresa, de acordo com o lance vencedor;
 - c. Cenários de premissas de melhoria na eficiência operacional: de acordo com as empresas comparáveis, foram determinados diferentes cenários de melhoria na eficiência operacional da Ceal em caso de privatização;
 - d. Premissas de estrutura de capital: como se dará o financiamento da empresa pós privatização, qual a política de dividendos e se a Eletrobras vai assumir parte da dívida atual da Ceal.
2. Avaliação – onde são calculados os Fluxos de Caixa para a Empresa e para o Acionista, bem como seus valores presentes.
3. Demonstrativos – onde são calculados os demonstrativos contábeis resultantes das projeções feitas.
4. Premissas e suporte – onde todas as projeções são feitas, sendo o “coração” do modelo:
 - a. Projeções macroeconômicas e de mercado consumidor;
 - b. Mecanismo de revisão e reajuste tarifário;
 - c. Projeção do desempenho operacional e financeiro da empresa, de acordo com o cenário macroeconômico, as tarifas previstas e as premissas operacionais.
5. Benchmark – onde foram calculadas as métricas de desempenho operacional das empresas comparáveis privadas. É meramente uma planilha de suporte, que não fornece nenhuma saída relevante.

6. Contratos de energia – onde estão listados os contratos atuais de compra de energia feitos pela Ceal. É meramente uma planilha de suporte, que não oferece nenhuma saída relevante.

O autor julga fazer mais sentido dar início a descrição do modelo pelo mecanismo de leilão e definição das premissas de melhoria na eficiência operacional, para então seguir para a aba de “Premissas e suporte”, onde a maior parte dos cálculos são feitos. Cada seção responsável pelas projeções feitas será descrita, para ilustrar de forma clara o funcionamento do modelo.

5.2 Mecanismo do leilão

O modelo econômico financeiro construído simula também todas as condições resultantes do lance vencedor no leilão de privatização. De acordo com o Anexo 13 do Edital do Leilão nº 2/2018 PPI/PND – Aplicação do Índice Combinado de Deságio na Flexibilização Tarifária e Outorga, o lance a ser dado no leilão de privatização será um Índice Combinado de Deságio na Flexibilização Tarifária e Outorga, que será utilizado para determinar:

- O nível de flexibilização dos parâmetros regulatórios (limite de perdas não técnicas e despesas PMSO regulatórias), a serem utilizados na primeira Revisão Tarifária Periódica, logo após a privatização;
- O reconhecimento tarifário dos empréstimos da Reserva Global de Reversão (RGR)¹⁰, que deverão ser quitados em regra específica no caso de privatização;
- O valor ser pago à União como Bonificação pela Outorga do direito de concessão;

Sendo que a proponente que ofertar o maior Índice Combinado de Deságio na Flexibilização Tarifária e Outorga será a vencedora do leilão.

De posse do Índice ofertado por cada proponente, será calculado o Índice de Deságio (ID), que é a parcela correspondente à parte da oferta compreendida no intervalo de 0,00 (zero) a 100,00 (cem), com duas casas decimais, que representa o quanto a flexibilização tarifária autorizada pela ANEEL e o reconhecimento tarifário relativo aos empréstimos RGR serão

¹⁰ A RGR foi criada para gerar recursos para reversão das instalações utilizadas na geração e transporte de energia em favor das concessionárias, bem como para financiar a expansão e melhoria do serviço de energia elétrica. Todas as distribuidoras da Eletrobras envolvidas nos planos de privatização têm um saldo devedor com o Fundo da RGR, devido a empréstimos realizados para financiar suas operações.

reduzidos após a assinatura do novo Contrato de Concessão, calculado conforme as equações 59 e 60.

$$ID = \text{Menor valor entre } 100,00 \text{ e o Índice} \quad (59)$$

Ainda será calculado o Índice de Outorga (IO), que corresponde à parcela da oferta que ultrapassar 100,00 (cem), com duas casas decimais, e que representa o valor que a proponente está disposta a pagar pela Bonificação pela Outorga, calculado conforme descrito abaixo:

$$IO = \text{Maior valor entre } 0 \text{ e } (\text{Índice} - 100) \quad (60)$$

5.2.1 Reconhecimento tarifário do saldo devedor dos empréstimos de RGR

O edital do leilão identifica saldo devedor dos empréstimos de RGR pela Ceal de R\$599 milhões. A porcentagem desse saldo a ser reconhecida no processo de revisão (sendo que o método pelo qual se dará esse reconhecimento será melhor descrito adiante), será calculada seguindo a equação 61.

$$(100,00 - ID) \quad (61)$$

5.2.2 Reconhecimento tarifário do PMSO

Para calcular qual será o valor regulatório das despesas com “Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros” a ser considerado no primeiro processo de Revisão Tarifária Periódica para a Ceal, a fórmula 62 é aplicada.

$$\left\{ \frac{(R - F) + \left[\left(1 - \frac{ID}{100} \right) \times F \times (1 - D) \right]}{R} \right\} * 100 \quad (62)$$

Onde, para a Ceal:

$$R = \text{PMSO no processo tarifário de 2017} = \text{R\$ } 352.317.106,43$$

$$F = \text{Flexibilização da PMSO} = \text{R\$ } 66.559.476,89$$

$$D = \text{Deságio inicial do leilão} = 45,47\%$$

Nota-se que, em virtude do deságio inicial do leilão, o valor regulatório da PMSO será necessariamente menor que aquele considerado no processo tarifário de 2017.

5.2.3 Reconhecimento tarifário das Perdas Não Técnicas (PNT)

Já para definir o nível de Perdas Não Técnicas regulatórias a ser considerado no primeiro processo de Revisão Tarifária Periódica para a Ceal, usa-se a fórmula 63.

$$(P - Q) + \left[\left(1 - \frac{ID}{100} \right) \times (1 - D) \times Q \right] \times 100 \quad (63)$$

Onde, para a Ceal:

$$P = \text{PNT Flexibilizada} = 27,18\%$$

$$Q = \text{Flexibilização das PNT's} = 11,51\%$$

$$D = \text{Deságio inicial do leilão} = 45,47\%$$

Novamente, nota-se que o deságio inicial do leilão faz com que o valor regulatório das Perdas Não Técnicas será necessariamente menor que aquele considerado no processo tarifário de 2017.

5.2.4 Bonificação pela Outorga

Por fim, já que é definida através do Índice de Outorga, só haverá Bonificação pela Outorga a ser paga para à União no caso de o Índice Combinado ser maior que 100,00. Seu valor será calculado conforme equação 64.

$$IO \times V \quad (64)$$

Onde, para a Ceal:

$$V = \text{Base da outorga} = R\$1.500.000,00$$

Pode-se concluir que a privatização foi projetada de maneira que gera prioritariamente benefícios para os consumidores de energia elétrica, através da redução (ou do menor aumento) da tarifa de energia elétrica. O Governo só terá benefício financeiro a partir do momento em que a tarifa a ser paga pelos consumidores for a menor possível, dentro dos limites do leilão.

5.3 Premissas de melhoria na eficiência operacional

Conforme mencionado em capítulos anteriores, um novo acionista irá tirar valor ao comprar a empresa devido a implantação de melhorias na sua eficiência operacional. As possíveis melhorias que o modelo considera são:

- Diminuição no nível de perdas totais.

- Diminuição nas despesas PMSO: Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros.
- Melhoria da gestão das contas de capital de giro, mais especificamente: Contas a Receber, tanto do Ativo Circulante quanto do Não Circulante, Almojarifado e Fornecedores.
- Diminuição da inadimplência, através das Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa sobre Contas a Receber.

Para determinar o nível das melhorias, foram utilizadas como referência as empresas comparáveis de propriedade privada (Celpe, Cemar, Coelba, Coelce, Cosern, EBO, EPB e ESE). Primeiro, foram determinadas por qual métrica operacional cada uma das linhas mencionadas seria projetada (por exemplo, gasto com material por unidade consumidora para os gastos com material). Em seguida, foram calculadas essas mesmas métricas para as empresas comparáveis de propriedade privada em 2017. Por fim, definiu-se três métodos pelos quais poderiam ser calculados os níveis que seriam atingidos pela Ceal:

- Através da média simples das métricas operacionais das empresas comparáveis.
- Através da média simples das métricas operacionais apenas das empresas que atuam em estados cujo Índice de Complexidade é maior que o de Alagoas.
- Através da média das métricas operacionais das empresas comparáveis, ponderada pelo Índice de Complexidade do estado em que cada um atua.

O modelo prevê que a Ceal poderá demorar quatro, cinco ou seis anos para atingir essas métricas, e o fará de maneira gradual e linear¹¹. Em caso de não privatização, as métricas serão projetadas com valores iguais aos de 2017.

5.4 Projeções

5.4.1 Premissas Macroeconômicas

Na tentativa de obter as projeções da maneira mais imparcial possível, foram utilizadas as medianas das variáveis fornecidas pelo Sistema de Expectativas do Banco Central. As variáveis necessárias foram: Variação de Índice de Preços, dado pelo IPCA; média anual da meta da taxa SELIC; média anual da taxa de câmbio do real/ dólar americano; e crescimento

¹¹ Em um exemplo hipotético: caso o índice de perdas atual seja de 20%, a métrica a ser atingida seja de 10%, e em no período de 5 anos, o modelo prevê uma diminuição de 2% do índice por ano.

do PIB brasileiro. Entretanto, como o Sistema de Expectativas do BACEN só fornece projeções até 2022, os valores deste ano foram mantidos para 2023 em diante para o crescimento do PIB e a média anual da taxa SELIC; já a inflação foi mantida em 4,0%, por ser a meta declarada do Banco Central, e a taxa média de câmbio foi calculada mantendo o poder de compra do real e do dólar em termos reais e considerando uma inflação de longo prazo de 2,0% para os Estados Unidos.

Além disso, com base nas elasticidades do crescimento do PIB brasileiro em relação ao crescimento do PIB de Alagoas e do crescimento do PIB de Alagoas em relação ao crescimento de consumo de energia elétrica no estado calculados no capítulo anterior, foi possível projetar o crescimento total do consumo de energia elétrica.

Por fim, nesta parte também se encontram as mecânicas para se definir se a atualização da tarifa no ano se dará por meio de Revisão Tarifária Periódica ou de Reajuste Tarifário Anual, e em que mês que se dará a atualização. Foi tomado como premissa que a eventual privatização ocorreria em agosto de 2018¹², concomitante com a antiga data de atualização tarifária para a distribuidora.

Além disso, considera-se que, independentemente da privatização, irá ocorrer uma Revisão Tarifária Periódica em agosto de 2018. Como o contrato de concessão já venceu, um novo contrato com prazo de 30 anos deverá ser firmado. Em caso de privatização, o novo contrato vai ocorrer no ato de compra da empresa; caso contrário, parte-se da premissa que a União desiste de privatizar a empresa e renova o contrato com a Eletrobras na mesma data. Também devido a essa premissa, o horizonte de projeção adotado foi de 30 anos.

5.4.2 Revisão Tarifária

A seção de Revisão Tarifária é uma das mais importantes do modelo, já que tem impacto direto sobre a receita da empresa; além disso, já que todos os custos, despesas e investimentos feitos são calculados de maneira independente da receita, a tarifa de energia impacta diretamente o lucro líquido e a capacidade de geração de caixa da Ceal.

O mecanismo foi construído como uma simplificação do mecanismo real aplicado pela ANEEL, mas mantendo o mesmo princípio básico. Anualmente, calcula-se qual foi a receita que a distribuidora deveria ter e qual foi a receita que a distribuidora de fato teve; com base em

¹² A Ceal não foi privatizada em agosto de 2018; apenas a modelagem que trabalhou nesta base.

ambos valores, chega-se em um índice de reajuste. Vale mencionar que, como as revisões e reajustes não ocorrem necessariamente no final do ano, o período de apuração dessas receitas (calendário regulatório) não condiz com o período de apuração das demonstrações contábeis (calendário civil).

A receita que a distribuidora de fato teve, chamada de “Receita Verificada”, é composta pelos seguintes itens:

- Receita com fornecimento de energia elétrica – diz respeito à receita de fornecimento de energia elétrica ao mercado cativo, sendo então a principal linha de negócio da empresa.
- Receita com TUSD (mercado cativo) – receita proveniente da Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição cobrada dos consumidores livres.
- Outras receitas – aqui, são consideradas as receitas de suprimento, receita com venda de energia elétrica a curto prazo e receita devido à subvenção CDE¹³.
- Deduções da receita – tributos que incidem diretamente sobre a receita da distribuidora, como ICMS, COFINS, PIS/PASEP e ISS.

Já a Receita Requerida, ou seja, o montante de receita que o órgão regulador julga ser apropriado para que a empresa cubra seus custos (assumindo que determinado nível operacional é atingido) e que seu acionista obtenha um retorno adequado pelo seu investimento, é calculada levando em consideração a Parcela A e a Parcela B, conforme mencionado no subcapítulo sobre o Regime Tarifário Brasileiro.

A Parcela A corresponde aos custos não gerenciáveis pela distribuidora, sendo compostos por:

- Custos com energia – custos com a compra de energia elétrica a ser fornecida. Entretanto, vale fazer uma observação: a ANEEL irá considerar, para calcular os gastos da distribuidora com energia, apenas a energia que ela considera necessária de ser injetada no sistema para suprir o mercado consumidor da distribuidora, e não toda a energia realmente comprada/ injetada. Sendo assim, se as perdas totais

¹³ A subvenção da CDE tem como função compensar as distribuidoras pela perda de receita devido à concessão de descontos tarifários a certos tipos de usuários, dentre eles: gerador e consumidor de fonte incentivada; atividade de irrigação e aquicultura em horário especial; agente de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; serviço público de água, esgoto e saneamento; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural; e subclasse de serviço público de irrigação.

da distribuidora forem maiores que os limites regulatórios (que será definido de acordo com o lance do leilão para a compra da Ceal), a empresa deverá injetar quantidade de energia maior que aquela que a ANEEL calcula ser necessária para um mesmo mercado consumidor, já que o desperdício real é maior. Entretanto, o órgão regulador permite que a distribuidora esteja supercontratada em até 5%; portanto, a distribuidora poderá ter seus custos com compra de energia ressarcida até o limite de 105% do custo que a ANEEL julga ser justo e necessário.

- Custos com transmissão – encargos com o uso do sistema de transmissão.
- Encargos setoriais – tributos que incidem diretamente sobre a receita da distribuidora e que são específicos ao setor elétrico, como RGR, Quota CDE, Empréstimo ACR, P&D, taxa de fiscalização e outros.

Todas as linhas de custos mencionados acima são projetadas nas suas devidas seções, a serem detalhadas a seguir. Já as linhas que compõem a Parcela B, ou seja, a parcela dos custos e despesas que são gerenciáveis pela distribuidora, são projetadas no próprio mecanismo de revisão tarifária, já que não condizem com gastos que realmente ocorreram, mas sim com valores que a ANEEL julga serem necessários. Além disso, os cálculos destes valores para cada ano dependem se a distribuidora está passando por um processo de Reajuste Tarifário Anual ou uma Revisão Tarifária Periódica:

- PMSO – Pessoal, Material, Serviços e Outros:
 - No caso de RTA: é igual ao valor calculado em RTA/ RTP anterior, ajustado pela inflação acumulada no calendário regulatório.
 - No caso de RTP: seu valor de base é recalculado, considerando tanto um aumento em relação ao valor do ano anterior pela inflação quanto um fator de crescimento acumulado do mercado consumidor entre Revisões Tarifárias Periódicas, já que esta linha de gastos deve crescer com o aumento na quantidade de energia fornecida/ unidades consumidoras. O valor na primeira RTP, em 2018, é determinado de acordo com o lance dado em leilão no caso de privatização; caso contrário, será o valor em 2017 corrigido pela inflação acumulada.
- QRR – Quota de Reintegração Regulatória
 - No caso de RTA: é igual ao valor calculado em RTA/ RTP anterior, ajustado pela inflação acumulada no calendário regulatório.

- No caso de RTP: a Quota de Reintegração Regulatória é calculada como a depreciação incidente sobre a Base de Remuneração Regulatória Bruta, que é todo montante de investimentos realizados pelas distribuidoras na prestação de seus serviços até então (do ponto de vista regulatório, e não contábil).
- Retorno sobre Capital:
 - No caso de RTA: é igual ao valor calculado em RTA/ RTP anterior, ajustado pela inflação acumulada no calendário regulatório.
 - No caso de RTP: calculado através da multiplicação do WACC regulatório antes de impostos pela Base de Remuneração Regulatória Líquida, que é a Base de Remuneração Regulatória Bruta descontada de toda sua Depreciação acumulada.
- CAIMI – Custo anual das instalações móveis e imóveis:
 - No caso de RTA e de RTP: é igual ao valor calculado em RTA/ RTP anterior, ajustado pela inflação acumulada no calendário regulatório.

Dado os cálculos de Quota de Reintegração Regulatória e Retorno sobre Capital, é necessário explicar também as projeções da Base de Remuneração Bruta e sua depreciação acumulada. A Base de Remuneração Bruta, de um ano para outro, irá aumentar pela inflação acumulada mais os investimentos feitos no período, de acordo com o calendário regulatório. Por sua vez, a depreciação acumulada também irá aumentar pela inflação acumulada, e pela depreciação incorrida no ano regulatório (QRR), dada por uma taxa regulatória média de depreciação que foi mantida nos mesmos valores que da última RTP. Deduzindo a segunda do primeiro, obtém-se a Base de Remuneração Regulatória Líquida. Os valores iniciais da Base de Remuneração Regulatória Bruta e Líquida foram estimados de acordo com laudo de avaliação feito pela consultoria Levin (2018), a pedido da Eletrobras.

Vale mencionar que, como resultado das mecânicas empregadas, o Valor da Parcela B irá crescer exatamente a inflação acumulada do período em anos de Reajuste Anual, conforme realmente acontece no processo estabelecido pela ANEEL. Finalmente, de posse do Valor da Parcela B, o mecanismo prevê um decréscimo referente à aplicação do Fator X, que foi zerado.

Além dos valores da Parcela A e da Parcela B mencionados acima, também irá compor a receita requerida, no primeiro ciclo entre RTP's, o pagamento do saldo devedor da RGR. Por não estar claro como este saldo será incorporado no processo de revisão, tomou-se como

premissa que 4 parcelas iguais serão consideradas para a Receita Requerida, durante os 4 primeiros anos de revisões, até a segunda Revisão Tarifária Periódica. Esta linha só pode existir no caso de privatização, e depende do lance dado em leilão pela privatização.

Finalmente, as tarifas médias praticadas no ano anterior são atualizadas através da sua multiplicação por um índice de atualização, que é igual ao quociente entre Receita Requerida e da Receita Verificada, indicado pela equação 65.

$$\text{Índice de atualização} = \frac{\text{Receita Requerida}}{\text{Receita Verificada}} \quad (65)$$

5.4.3 Consumo de Energia

Esta seção da aba é a responsável por calcular o consumo de energia do estado de Alagoas por tipo de consumidor. O consumo total futuro do estado cresce de acordo com o calculado na seção de Premissas Macroeconômicas, e a porcentagem que cada classe de consumo representa do total foi mantida nos níveis de 2017.

Entretanto, como a Ceal fornece energia apenas para seu mercado cativo, é necessário projetar a parcela dos consumidores industriais e comerciais que irá migrar para o mercado livre. Na ausência de um histórico longo o suficiente que fosse possível estimar o ritmo dessa migração, a premissa adotada foi que em cada ano a porcentagem dos consumidores de cada classe que compõem o mercado cativo diminui em 0,10%.

Além do consumo total, também foi projetado o número de unidades consumidoras, assumindo a mesma intensidade de consumo médio em MWh por unidade consumidora de cada tipo de 2017.

5.4.4 Contratos de Energia

Esta parte da aba é a responsável por verificar o balanço energético da Ceal. Dada a necessidade do mercado cativo e o nível de perdas totais, é possível determinar a quantidade de energia contratada necessária em cada ano. Já que a empresa em questão já tem diversos contratos feitos (listados na aba “Contratos de Energia”), foi necessário verificar tanto a duração quanto a quantidade de energia contratada em cada um deles¹⁴, a fim de determinar a energia

¹⁴ Um contrato de compra de energia comum estabelece que uma certa quantidade de energia poderá ser comprada a um determinado preço, corrigido ano a ano pela inflação, por um determinado número de anos.

necessária extra a ser contratada em cada ano. Vale mencionar que o valor de perdas totais varia de acordo com as premissas de eficiência operacional adotadas; sendo assim, quanto menor o índice de perdas, menos energia será necessária para suprir uma mesma demanda do mercado cativo. Em caso de privatização, foi considerada uma melhora no nível geral de perdas; caso contrário, as perdas foram projetadas nos mesmos níveis que 2017.

Caso seja necessário contratar mais energia, considera-se que a empresa irá comprar a diferença de energia para apenas aquele ano a um preço correspondente ao Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro (CME), divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética. De acordo com a agência, o custo marginal de expansão é o custo necessário para atender uma demanda adicional de energia no problema de expansão, que tem como objetivo otimizar a evolução do parque gerador de energia brasileiro.

Em contrapartida, caso a empresa detenha mais energia que o necessário, o excedente será vendido no mercado de curto prazo pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O PLD é determinado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), e têm como objetivo ser a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água para gerar energia e o benefício futuro de seu armazenamento, medido através da economia esperada dos combustíveis que seriam usados para gerar energia nas usinas termelétricas; um exemplo simplificado para ilustrar o uso do PLD é sua utilização na determinação do preço que as usinas hidrelétricas devem pagar por MWh que gerarem abaixo do determinado pela ANEEL.

5.4.5 Construção de Receita – Calendário Regulatório

Conforme explicado no subcapítulo de Revisão Tarifária, é necessário apurar a receita da distribuidora nos 12 meses anteriores ao da Revisão ou Reajuste. Sendo assim, esta parte do modelo tem o objetivo de determinar a energia consumida em intervalos de 12 meses anteriores ao processo de Revisão, através da projeção de crescimento de consumo, e que será faturada a uma mesma tarifa determinada pelo mecanismo de Revisão Tarifária; esta receita diz respeito apenas aquela oriunda das atividades de fornecimento.

5.4.6 Construção de Receita – Calendário Fiscal

Enquanto a seção anterior apurava a receita de fornecimento nos 12 meses anteriores ao processo de Revisão, esta calcula a receita fornecimento em um mesmo ano civil, além de calcular outros tipos de receita também. Estas outras receitas incluem:

1. Receita TUSD – corresponde, basicamente, a TUSD cobrada dos consumidores livres pelo uso do sistema de distribuição da Ceal e os encargos de conexão de agentes de geração. Para projetar ambas linhas de receita, considerou-se uma mesma taxa por MWh distribuído no mercado correspondente (apenas o livre para a TUSD e para todo o estado para os encargos dos agentes de geração) em 2017, corrigida anualmente pela inflação.
2. Suprimento – corresponde a energia fornecida a consumidores que não são do estado de Alagoas, mas que por motivos de melhor aproveitamento da infraestrutura das distribuidoras, são atendidos pela Ceal. A tarifa de suprimento por MWh também foi atualizada pela inflação.
3. Energia curto prazo – receita proveniente da venda do excesso de energia elétrica, conforme calculado na seção “Contratos de Energia”.
4. Outras receitas – correspondem a subsídios concedidos pelo fornecimento de energia a camadas de baixa renda da população (Tarifa social para consumidores de baixa renda e Subvenção CDE para cobertura de descontos tarifários), que foram projetadas pela tarifa por MWh distribuído em 2017, atualizada pela inflação de cada ano. Também incluem “outras receitas”, que foram projetadas em valores absolutos corrigidos pela inflação.

As demais receitas que podem ser observadas nas demonstrações contábeis foram projetadas com valores nulos, por ou serem simplesmente um ajuste contábil (como as receitas de construção) ou por serem ajustes concedidos pela ANEEL devido a “imprevistos” no sistema elétrico nacional (como a receita de bandeira tarifária, que ocorre em situações de estresse hídrico).

5.4.7 Tributos

Parte responsável por calcular os tributos deduzidos diretamente das receitas. Aqui, existe a distinção entre os tributos “comuns” (ICMS, COFINS, PIS/PASEP e ISS) e encargos do setor elétrico. As alíquotas foram projetadas pela média das alíquotas médias dos últimos três anos, com exceção do COFINS e PIS/ PASEP, que foram projetadas pelas alíquotas de 7,6% e 1,65%.

5.4.8 PMSO e Provisões

A seção de PMSO e Provisões é responsável por calcular grande parte das melhorias operacionais da empresa no caso de privatização:

1. Pessoal – o primeiro passo na projeção da linha de gastos com pessoal foi determinar o número de funcionários necessários para manter a boa operação da empresa considerando uma taxa média de funcionários por GWh consumido pelo mercado cativo. Essa taxa foi mantida constante em caso de não privatização, e decresce dependendo do cenário de premissa de melhoria operacional em caso de privatização. De posse do número de funcionários, basta multiplicar pelo gasto médio com funcionário de 2017 corrigido pela inflação.
2. Material – de maneira similar para determinar o número de funcionários, os gastos com material foram projetados em Reais gastos por unidade consumidora. Caso não ocorra a privatização, a razão se mantém nos níveis de 2017 em termos reais; caso ocorra, a razão irá atingir determinado nível pautado por aqueles das empresas comparáveis, também em termos reais. De posse dos valores em termos reais, basta atualizá-los anualmente pela inflação e multiplica-los pelo número de unidades consumidoras.
3. Serviços de terceiros – de maneira similar aos gastos com materiais.
4. Outros – de maneira similar aos gastos com materiais e serviços de terceiros.
5. Provisões – foi necessário dividir a linha de provisões em 2, a fim de isolar uma despesa extraordinária do tipo em 2017 devido ao fim das tratativas acerca do “Plano Bresser”.
 - a. Provisões líquidas excluindo plano Bresser – diz respeito a constituição de provisões para riscos cíveis, tributários e trabalhistas.
 - b. Provisões líquidas Plano Bresser – após reclamação trabalhista feita pelo Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas no Estado de Alagoas visando recebimento de diferenças salariais ocorridas durante a implantação do “Plano Bresser”, foi acordado que a Ceal deveria pagar um montante total de R\$356 milhões ao seus empregados e antigos empregados, em 20 parcelas mensais, sendo que este valor foi devidamente provisionado em 2017. Sendo assim, durante os anos de 2018 e 2019, a empresa irá ver um decréscimo de suas provisões voltadas especificamente ao Plano Bresser.

5.4.9 Custos e Despesas

Esta parte do modelo não causa impacto na avaliação final da empresa. Sua função é, basicamente, fazer a divisão dos custos e despesas a serem listados na DRE.

1. Custo operacional – subdividido em:
 - a. Custo com energia elétrica – se refere aos custos com a compra de energia elétrica, seja através dos contratos já firmados ou da compra a preço de CME, conforme explicado no subcapítulo “Contratos de Energia”. Também inclui os encargos com o sistema de transmissão, que foram atualizados, em termos de R\$ por MWh distribuído, pela inflação.
 - b. Custo de operação – inclui a parcela dos gastos de PMSO e Provisões do subcapítulo anterior, bem como de Depreciação e Amortização, que são classificadas como custos (e não despesas). Considerou-se que a mesma proporção dos gastos totais observada para esta divisão em 2017 seria mantida.
2. Despesas operacionais – inclui a parcela dos gastos de PMSO e Provisões do subcapítulo anterior, bem como de Depreciação e Amortização, que são classificadas como despesas (e não custos). Considerou-se que a mesma proporção dos gastos totais observada para esta divisão em 2017 seria mantida.

5.4.10 Receitas e Despesas Financeiras

A maior parte das linhas de receitas ou despesas financeiras observadas nas notas explicativas dos demonstrativos financeiros da Ceal são projetadas com valor zero, por serem ajustes regulatórios feitos pela ANEEL em determinadas situações de descasamento entre acontecimentos reais e o previsto pelo órgão regulador. As únicas rubricas que tem necessidade de projeção são:

1. Rendas de aplicações financeiras – provenientes das aplicações financeiras observadas no balanço da empresa, que são atualizadas pela taxa SELIC;
2. Encargos de dívidas – referentes aos juros sobre os empréstimos da empresa;
3. Variação cambial passiva – referente a variação cambial dos empréstimos em moeda estrangeira;
4. Atualização monetária AFAC – a Eletrobras fez um aumento de capital em 2016 para cobrir o déficit operacional da companhia, cuja integralização foi suspensa devido ao processo de privatização. Após a privatização, a Ceal deverá restituir a Eletrobras este valor, corrigido pela taxa SELIC; dessa maneira, esta atualização gera essa linha de despesa financeira.

5.4.11 Impostos sobre os Lucros

A Ceal se encontra sob regime de Lucro Real, pagando uma alíquota de 25%¹⁵ de Imposto de Renda e de 9% de Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL), totalizando uma alíquota de 34% sobre o Lucro Tributável. Entretanto, a empresa detém mais de R\$1,7 bilhões de prejuízos acumulados, que podem ser utilizados para abater em até 30% o valor do lucro a ser tributado anualmente.

Sendo assim, essa parte do modelo tem como principal função calcular os impostos sobre lucro pagos pela Ceal, considerando estes eventuais benefícios fiscais.

5.4.12 Patrimônio Líquido e AFAC (Adiantamento para Futuro Aumento de Capital)

Seção responsável por determinar o valor das contas de Patrimônio Líquido e AFAC:

1. Capital Social – projetado como o Capital Social do ano anterior, acrescido de eventuais aumentos de capital;
2. Reserva de Lucros/ (Prejuízos acumulados) – projetado como o valor da rubrica no ano anterior, acrescido do lucro líquido, descontado de eventuais dividendos distribuídos;
3. Aumento de Capital – aumentos de capital feitos pelos acionistas. Em caso de não privatização, considera-se que não haverá nenhum aumento de capital; caso a privatização ocorra, considera-se o aumento de capital previsto no Edital do leilão de R\$545,7 milhões;
4. AFAC – conforme mencionado no subcapítulo de Receitas e Despesas Financeiras, existe uma conta de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital que deve ser ressarcido a Eletrobras. No caso de privatização, o valor em questão será totalmente ressarcido no ato da compra; caso contrário, a conta permanecerá sendo atualizada pela taxa SELIC, já que não haverá caixa suficiente para ressarcir a Eletrobras.

5.4.13 Endividamento

Parte da modelagem financeira responsável por calcular os impactos das dívidas assumidas pela companhia:

1. Cenário sem privatização – caso a empresa não seja privatizada, ela continuará com suas dívidas atuais, que são:

¹⁵ Na realidade, uma alíquota de 15% sobre o lucro tributável até o limite de R\$20 milhões, e de 25% sobre o que exceder essa quantia

- a. Dívidas em moeda nacional, com Eletrobras, IBM e CCEE – como não foi possível obter acesso a cada contrato individual das dívidas, foi necessário considerar as três dívidas juntas, já que é a maneira que as notas explicativas detalham o endividamento. Utilizou-se o custo médio da dívida histórica para calcular os juros e o cronograma de amortização apresentando nas notas explicativas.
 - b. Dívidas em dólar com o Lloyds Bank – a Ceal possui uma dívida em moeda estrangeira de pouco mais de R\$1,5 milhões; também utilizou-se o custo médio da dívida histórica para calcular os juros e o cronograma de amortização apresentando nas notas explicativas, bem como as projeções de câmbio, para fazer sua modelagem.
2. Caso a empresa seja privatizada – em caso de privatização, assume-se que o comprador irá fazer um reperfilamento das dívidas, da seguinte maneira:
- a. RGR – atualmente, parte da dívida com a Eletrobras é proveniente do Fundo de Reserva Global de Reversão, e deverá ser pago seguindo regras pré-determinadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 748, de 29 de novembro de 2016. Tais regras incluem carência de um ano, amortização de 3 anos e juros iguais a 11% de *spread* sobre a taxa SELIC; sendo assim, essa parcela da dívida, no valor de R\$503 milhões, foi modelada nestes moldes.
 - b. Debênture – assume-se que a Ceal irá pré-pagar todas as demais dívidas, emitindo uma debenture a mercado com taxa de juros indexada ao IPCA, com *spread* de 7,50%, prazo de 7 anos e carência de amortização de 1 ano¹⁶. O modelo prevê uma captação total de recursos suficientes para o pré-pagamento das dívidas que não correspondem à RGR, bem como um possível excedente para financiar a operação e os investimentos necessários nos primeiros anos pós privatização.

¹⁶ O *spread* sobre o IPCA e o prazo foram determinados utilizando como referência a taxa teto e o prazo da 15ª emissão de Debêntures da distribuidora de energia elétrica Light Serviços de Eletricidade S.A.; já a carência foi determinada levando em consideração práticas comuns ao mercado. Ainda assim, vale a ressalva que, devido aos diferentes riscos de crédito de ambas as empresas, a taxa de juros requerida por investidores seria, muito provavelmente, maior para a Ceal.

5.4.14 *Revolving*

A mecânica de empréstimos *revolving* tem como finalidade garantir que o caixa da companhia não fique abaixo de um caixa mínimo (determinado em R\$20 milhões para 2018, corrigido ano a ano pela inflação). O *revolving* é um empréstimo de emergência, e é comumente utilizado em modelagens financeiras para verificar se a empresa em questão tem capacidade suficiente de geração de caixa para financiar todas suas necessidades, antes do pagamento de dividendos (e outras eventuais distribuições de lucros).

Caso a empresa não gere caixa suficiente em determinado ano para atingir o caixa mínimo (estabelecido em R\$20 milhões corrigidos pela inflação), ela faz um empréstimo para cumprir a restrição. Este empréstimo irá gerar uma despesa financeira no exercício seguinte, e toda geração de caixa excedente àquela necessária para o cumprimento do caixa mínimo será utilizada para amortizar o saldo de *revolving*; caso o excedente não seja suficiente para a amortização total da dívida, a empresa irá carregar o saldo remanescente em seu balanço do exercício seguinte, gerando uma despesa financeira adicional. Além disso, caso a geração da caixa seja novamente insuficiente para sequer atingir os níveis de caixa mínimo, a empresa faz uma nova captação.

5.4.15 Dividendos

A seção de dividendos calcular quanto do resultado será distribuído aos acionistas na forma de dividendos em cada ano, respeitando: o resultado positivo para o ano; existência de reservas de lucros no início do período; e geração de caixa da empresa excedente àquela necessária para se manter o nível de caixa mínimo, incluindo eventuais amortizações de *revolving*.

5.4.16 Capital de Giro

As contas de capital de giro referem-se às rubricas do balanço que são diretamente afetadas pelas premissas de eficiência operacional da empresa; são projetadas de acordo com um certo nível de “dias de conta”, conforme explicado no subcapítulo 2.1.4.1:

1. Dias de Contas a receber de clientes (Circulante e Não Circulante) – projetados em termos da receita bruta
2. Dias de Almojarifado – projetado em termos dos gastos com materiais
3. Dias de Fornecedores – projetado em termos dos gastos com fornecedores (compra de energia elétrica, serviços de terceiros e a rubrica outros).

5.4.17 Provisões

O modelo prevê a constituição de 2 tipos de provisões:

1. Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa – diretamente afetadas pela capacidade de a empresa gerir os níveis de inadimplência de seus consumidores, sendo então uma das premissas de eficiência operacional a ser sensibilizada; são calculadas como uma porcentagem do total de contas a receber de clientes.
2. Provisões para riscos cíveis, tributários e trabalhistas:
 - a. Excluindo provisões para Plano Bresser – considera-se que essas provisões irão aumentar apenas pela inflação de cada ano, incorrendo então em uma despesa, identificada na seção PMSO e Provisões.
 - b. Provisões para Plano Bresser – irá diminuir conforme a empresa quita suas obrigações em virtude do Plano Bresser, conforme descrito na seção de PMSO e Provisões. Como são 20 parcelas mensais, parte das provisões irá ser consumida em 2018, e o restante em 2019.

5.4.18 Imobilizado e intangível

A seção de imobilizado e intangível diz respeito aos investimentos em ativos fixos da empresa. Novamente, existem dois cenários possíveis:

1. Em caso de não privatização, a empresa não terá capacidade para realizar os investimentos necessários; sendo assim, a Ceal irá fazer investimentos em linha com seu histórico de 3 anos. O baixo investimento justifica a premissa que não haverá melhora operacional na empresa em caso de não privatização.
2. Caso a empresa seja privatizada, assume-se que o comprador irá fazer todos os investimentos necessários para não só manter, como também para melhorar a qualidade do serviço. Para estimar qual seria este montante, foi utilizado os investimentos recomendados pela ANEEL para a Ceal, através do Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD). Como a PDD prevê investimentos entre 2017 e 2021, considera-se que o investimento feito em 2017 aquém daquele previsto no Plano será feito em 2018, e que em 2022 em diante os investimentos serão feitos apenas para cobrir a depreciação sobre a Base de Remuneração Bruta, calculada na seção de Revisão Tarifária. São estes investimentos que permitem assumir uma melhora operacional da empresa.

6 Avaliação

6.1 Cenário sem privatização

A avaliação da empresa pode ser usada para determinar o preço justo a ser pago pela proponente no processo de privatização, como também para avaliar se a privatização em si é necessária. Nesse sentido, calculam-se quais os Valores Presentes dos Fluxos de Caixa do Acionista (Eletrobras) e as necessidades de aportes de capital devido à ineficiências (capturadas pela captação de *revolving*), tanto se a empresa continuar na condição de estatal e quanto se for privatizada.

Vale mencionar que, justamente por ser o método de avaliação que melhor reflete alterações no valor da empresa oriundas de atividades de financiamento via dívida, considera-se o Fluxo de Caixa Descontado para o Acionista como o mais adequado para avaliar uma empresa altamente endividada como a Ceal.

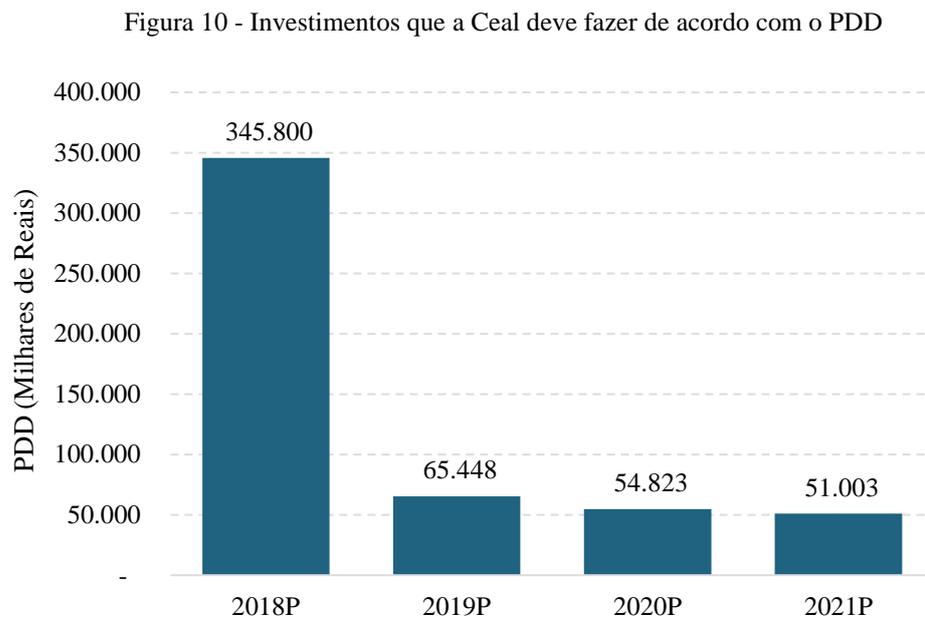
Segundo o modelo econômico financeiro, no caso de não privatização, temos as seguintes principais conclusões:

- O valor presente do Fluxo de Caixa para o Acionista (valor do Patrimônio Líquido) é igual à -R\$300.310 mil (trezentos milhões negativos)
- No primeiro ano de Revisão Tarifária Periódica, a tarifa irá aumentar 19,68%
- A Ceal precisará fazer contínuas captações de *revolving*, desde o primeiro ano, as quais nunca será capaz de pagar; ao final da concessão, a dívida total da companhia será de R\$18,9 bilhões.
- Nos próximos trinta anos, a empresa dará lucro contábil apenas em 2019, embora apresente um LAJI continuamente positivo a partir do mesmo ano.

Nota-se, portanto, a grande insustentabilidade da situação atual. Conforme explicitado no capítulo anterior, não foi considerada uma piora na eficiência operacional da empresa, mas sim apenas a manutenção dos níveis atuais. Pode-se concluir que tais níveis são, portanto, incompatíveis com as necessidades de geração de caixa da empresa, e ilustram a urgência de investimentos para promover uma melhoria operacional.

Infelizmente, analisando o histórico de investimento da Ceal e considerando a necessidade prevista pela ANEEL através do PDD, fica claro que é preciso uma grande intervenção para que a empresa consiga melhorar a infraestrutura utilizada para prestar seus serviços. Nos últimos 3 anos, foram investidos pouco mais de R\$28 milhões nos ativos fixos

da Ceal, enquanto o PDD previa um investimento de R\$81 milhões apenas em 2017, com mais R\$ 440 milhões a serem feitos entre 2018 e 2021. Considerando que o déficit em relação ao PDD deverá ser compensando em 2018, temos um cronograma de investimentos necessário para que a Ceal atinja níveis mínimos de qualidade do serviço e eficiência operacional conforme Figura 10 .



Fonte: ANEEL (2018).

A capacidade de obter um lucro antes dos juros e impostos, ainda que pequeno, sugere que outro grande ponto que prejudica consideravelmente o valor da empresa são seus passivos financeiros, cujo cronograma de amortização pode ser observado na Figura 11.

Figura 11 - Cronograma atual de amortização das dívidas da Ceal



Fonte: Eletrobras Distribuição Alagoas (2018).

A empresa tem quase R\$ 2 bilhões em dívidas que deverão ser pagas nos próximos 6 anos; já que não foi considerado nenhum refinanciamento das dívidas atuais e a empresa não tem uma operação saudável o suficiente com capacidade de geração de caixa, faz-se necessária a captação de dívidas *revolving*. Assim, a empresa não consegue, em momento algum, quitar todas suas obrigações financeiras com terceiros, sofrendo continuamente de crescentes despesas financeiras.

Nesse contexto, não faz sentido tentar estimar quantos anos teríamos até a falência da Ceal, já que isto não é sequer uma possibilidade: por ser a distribuidora de eletricidade de Alagoas, o Governo Federal tem a obrigação de encontrar soluções (intervenção ou privatização, por exemplo) para garantir o acesso à energia elétrica aos moradores do estado. O que se tem, então, não é uma companhia falida ou à beira da falência. A Ceal é uma empresa há tempos deficitária, que pode ser vista como uma “bomba-relógio”, consumindo cada vez mais recursos do Governo. É apenas questão de tempo até que as dívidas tomadas para manter seu funcionamento atinjam níveis onerosos demais às finanças públicas, enquanto os consumidores continuam dispendo de serviços com baixíssima qualidade. Conforme calculado através da avaliação pelo fluxo de caixa descontado, o valor mensurado dessa bomba-relógio para a União é de R\$300 milhões negativos.

6.2 Cenário com privatização

Existem diferenças substanciais entre o cenário analisado anteriormente e o em que se considera a privatização:

- Devido ao mecanismo previsto em edital, a revisão tarifária periódica a acontecer no primeiro ano será impactada dependendo do lance dado vencedor no leilão.
- Reperfilamento da dívida da Ceal, seja por meio da emissão de debêntures a mercado, seja através da Eletrobras assumindo parte da dívida.
- Cumprimento dos investimentos necessários previstos no Plano de Desenvolvimento da Distribuição.
- Devido aos investimentos a serem realizados, haverá uma melhoria na eficiência operacional obtida; uma comparação entre as métricas de eficiência operacional no cenário atual e nos três cenários em caso de melhoria (média simples geral, média ponderada pelo IC e média das empresas que atuam em estados mais complexos) pode ser observada na Tabela 16 .

Tabela 16 - Comparação entre premissas de melhoria da eficiência operacional

Premissas de melhoria	Métrica	2017	Média		
			Geral	Ponderada pelo IC	Mais complexas
Perdas					
Perdas	Perdas totais	23,3%	12,6%	13,1%	16,1%
PMSO					
Pessoal	Funcionários por GWh	0,358	0,261	0,251	0,195
Material	R\$/ mil um. cons.	(2.456)	(8.747)	(8.689)	(8.059)
Serviços	R\$/ mil um. cons.	(106.019)	(93.206)	(96.157)	(115.508)
Outros	R\$/ mil um. cons.	(27.797)	(10.975)	(10.260)	(5.924)
Capital de Giro					
Contas a receber (AC)	dias	83	56	58	68
Almoxarifado (AC)	dias	1126	45	44	35
Contas a receber (ANC)	dias	52	9	9	6
Fornecedores (PC)	dias	53	80	81	81
Provisões - Contas a Receber					
PCLD - Circulante	% do total	(20,1%)	(16,6%)	(17,3%)	(21,0%)
PCLD - Não Circulante	% do total	(17,4%)	0,0%	0,0%	0,0%

Fonte: Elaborado pelo Autor

Pode-se dar início a avaliação calculando qual o valor presente do Patrimônio Líquido em cada um dos três cenários de melhoria operacional, de acordo com os possíveis lances a serem feitos pela proponente vencedora do leilão. Em um primeiro momento, tomando como base o prazo de 5 anos até o atingimento total das melhorias operacionais e considerando que nenhuma parcela da dívida atual será assumida pela Eletrobras, obtém-se os valores da Tabela 17.

Tabela 17 - Sensibilidade do Valor do Patrimônio Líquido sem a Eletrobras assumir nenhuma dívida

Lance	Cenário de melhoria - média:			Aumento na tarifa - 1º ano
	Geral	Ponderada pelo IC	Mais Complexas	
0,00	(427.833)	(413.969)	(375.528)	30,33%
5,00	(442.499)	(430.445)	(390.859)	29,64%
10,00	(456.248)	(443.352)	(405.402)	28,96%
15,00	(469.642)	(458.532)	(421.309)	28,27%
20,00	(482.615)	(470.293)	(434.290)	27,58%
25,00	(495.318)	(485.046)	(449.727)	26,89%
30,00	(508.203)	(496.867)	(462.321)	26,20%
35,00	(519.754)	(509.890)	(477.427)	25,51%
40,00	(530.979)	(522.190)	(489.917)	24,82%
45,00	(541.719)	(533.362)	(502.637)	24,13%
50,00	(552.430)	(543.791)	(515.614)	23,44%
55,00	(562.452)	(554.419)	(528.199)	22,76%
60,00	(572.760)	(564.876)	(539.383)	22,07%
65,00	(583.752)	(575.358)	(550.240)	21,38%
70,00	(594.932)	(585.951)	(560.686)	20,69%
75,00	(607.487)	(598.250)	(571.570)	19,94%
80,00	(622.035)	(610.849)	(582.811)	19,19%
85,00	(638.559)	(626.436)	(595.124)	18,44%
90,00	(656.795)	(643.304)	(607.544)	17,69%
95,00	(677.960)	(662.263)	(622.189)	16,94%
100,00	(701.969)	(684.173)	(638.609)	16,20%
105,00	(709.469)	(691.673)	(646.109)	16,20%
110,00	(716.969)	(699.173)	(653.609)	16,20%
115,00	(724.469)	(706.673)	(661.109)	16,20%
120,00	(731.969)	(714.173)	(668.609)	16,20%
125,00	(739.469)	(721.673)	(676.109)	16,20%
130,00	(746.969)	(729.173)	(683.609)	16,20%

Fonte: Elaborado pelo autor

No que tange as mecânicas do modelo, duas observações relevantes podem ser feitas. A primeira é que o cenário de premissas de melhoria na eficiência operacional que maximiza o Valor Presente do Patrimônio Líquido é aquele em que se utiliza a média das empresas que atuam em estados mais complexos que Alagoas, seguido pela média ponderada pelo Índice de

Complexidade. Pode-se concluir, então, que as empresas que atuam nos estados de maior complexidade têm métricas de eficiência operacional melhores. Uma possível explicação é que, para manter as mesmas margens de lucro e retorno, as distribuidoras que enfrentam mais dificuldades em seu dia a dia sejam obrigadas a serem mais eficientes.

A segunda observação é que, conforme esperado, lances maiores do que 100 não resultam em um menor aumento na tarifa de energia após a primeira Revisão Tarifária Periódica, já que valores maiores resultam apenas em uma maior Bonificação paga pela Outorga. Além disso, no pior cenário para os consumidores (lance vencedor de 0,00), a tarifa deve aumentar em 30,33%; já no melhor cenário possível (100,00 em diante), a tarifa deve aumentar 16,20%.

Entrando na discussão da viabilidade do leilão, pode-se notar que, mesmo com um lance de 0, o que implica em nenhum Bônus pela Outorga a ser pago e na primeira Revisão Tarifária Periódica mais vantajosa possível para a proponente vencedora, o valor presente é negativo.

Um dos principais motivos pelo qual a empresa não consegue gerar valor suficiente aos seus acionistas é, novamente, a grande quantidade de passivos financeiro. Ainda que, de acordo com o modelo, a empresa seja capaz de gerar lucro líquido positivo continuamente a partir de 2019 nos três cenários de melhoria operacional, as amortizações das dívidas somadas aos investimentos necessários para melhorar a infraestrutura do serviço geram saídas de caixa muito altas, tornando necessária a captação de grandes quantidades de *revolving*.

Uma das maneiras de contornar este problema seria captar uma dívida maior que a necessária para pré-pagar as dívidas antigas, no intuito de gerar um caixa grande o suficiente para realizar todos os investimentos necessários no primeiro ano. Nesse sentido, foi calculado qual seria o valor dessa captação extra necessária, em cada um dos três cenários, para se atingir um valor presente do Patrimônio Líquido nulo, conforme a Tabela 18 abaixo.

Tabela 18 - Captação de dívida necessária para valor presente nulo, em milhares de Reais

Cenário	Captação Extra	Captação base	Captação total
Média Geral	1.751.586	1.458.282	3.209.868
Média ponderada pelo IC	1.615.421	1.458.282	3.073.703
Média mais complexas	1.718.306	1.458.282	3.176.588

Fonte: Elaborado pelo autor

As captações extras necessárias para atingir um valor presente nulo ficam em torno de R\$1,6 a R\$1,75 bilhões de reais. Considerando que a Ceal já precisaria fazer uma captação

grande de R\$1,4 bilhões de reais, a captação total a ser obtida com a emissão das debentures deveria ser da ordem de grandeza de R\$3,0 bilhões de reais, o que é totalmente desproporcional para uma empresa desse porte e que irá passar por um grande processo de reestruturação.

Uma possível solução para viabilizar a privatização seria leiloar a empresa com menos dívidas. O próprio edital do leilão prevê que a Eletrobras deverá assumir (ou converter em capital social) parte das dívidas das distribuidoras. Para a Ceal, a quantia da dívida prevista em edital a ser assumida é de apenas R\$ 50 mil reais; ainda assim, para outras distribuidoras, como a do estado do Amazonas, esse valor chega a mais de R\$8 bilhões de reais. Nesse sentido, parte-se do pressuposto que a Eletrobras poderá assumir mais do que a quantia prevista em edital para viabilizar o leilão. A Tabela 19 calcula os valores presentes do Patrimônio Líquido nos três cenários de melhoria na eficiência operacional no mesmo horizonte de 5 anos, mas assumindo que a holding irá assumir a totalidade das dívidas da Ceal, com exceção àquelas devidas ao Fundo da RGR.

Tabela 19 - Sensibilidade do Valor do Patrimônio Líquido com a Eletrobras assumindo todas as dívidas

Lance	Cenário de melhoria - média:			Aumento na tarifa - 1º ano
	Geral	Ponderada pelo IC	Mais Complexas	
0,00	392.136	409.912	452.033	30,33%
5,00	363.343	382.357	424.658	29,64%
10,00	331.952	350.979	397.282	28,96%
15,00	300.559	319.600	366.102	28,27%
20,00	269.165	288.220	335.032	27,58%
25,00	240.151	257.823	304.709	26,89%
30,00	213.496	231.180	274.544	26,20%
35,00	186.570	205.198	248.974	25,51%
40,00	156.986	176.062	223.550	24,82%
45,00	127.401	146.490	195.338	24,13%
50,00	98.510	116.916	165.831	23,44%
55,00	72.588	90.195	136.322	22,76%
60,00	45.127	64.285	108.173	22,07%
65,00	15.451	34.726	82.325	21,38%
70,00	(14.227)	5.061	54.878	20,69%
75,00	(40.635)	(23.158)	25.645	19,94%
80,00	(67.294)	(48.797)	(3.605)	19,19%
85,00	(96.705)	(77.427)	(29.784)	18,44%
90,00	(125.876)	(106.818)	(55.642)	17,69%
95,00	(150.675)	(133.338)	(83.960)	16,94%
100,00	(176.938)	(158.127)	(112.279)	16,20%
105,00	(184.438)	(165.627)	(119.779)	16,20%
110,00	(191.938)	(173.127)	(127.279)	16,20%
115,00	(199.438)	(180.627)	(134.779)	16,20%
120,00	(206.938)	(188.127)	(142.279)	16,20%
125,00	(214.438)	(195.627)	(149.779)	16,20%
130,00	(221.938)	(203.127)	(157.279)	16,20%

Fonte: Elaborado pelo autor

Ao assumir as dívidas da empresa, a Eletrobras faz com que a privatização passa a ser viável, em teoria, até o limite de lances girando em torno de 70,00, já que o Valor Presente do Patrimônio Líquido se mantém maior que zero. O valor exato do lance que zera o Valor Presente, bem como o aumento tarifário correspondente na primeira Revisão Tarifária Periódica, podem ser observados abaixo na Tabela 20.

Tabela 20 - Valores dos lances que zeram o Valor Presente do Patrimônio Líquido em cada cenário de melhoria na eficiência operacional

Cenário	Lance	Aumento da tarifa no 1º ano
Média Geral	67,60	21,02%
Média ponderada pelo IC	70,84	20,56%
Média mais complexas	79,38	19,32%

Fonte: Elaborado pelo autor

Para a viabilização prática do leilão, não basta apenas termos um Valor Presente positivo. Devemos considerar que as possíveis proponentes do leilão possuem outras alternativas de projetos em que possam investir, e vão escolher aqueles que resultem em uma maior geração de valor. Nesse sentido, caso uma proponente tenha a possibilidade de investir em projetos com um Valor Presente do Patrimônio Líquido de mais de R\$200 milhões, ela não irá fazer um lance maior que 45,00. Além disso, é necessário que exista uma faixa razoável de lances possíveis, a fim de criar um mínimo de competitividade durante o leilão.

Sendo assim, não é necessário que a Eletrobras assuma a totalidade das dívidas da Ceal, que não do RGR, para que existam lances que resultem em um Valor Presente do Patrimônio Líquido positivo, de acordo com o modelo. Porém, para dar continuidade às análises, assume-se que essa medida será tomada, para garantir tanto a viabilidade da privatização quanto a competitividade dentro do Leilão.

6.3 Simulações de Monte Carlo

A fim de enriquecer as análises do valor pelo qual seria possível privatizar a Ceal, optou-se por utilizar uma extensão do Microsoft Excel chamada Crystal Ball. Essa extensão permite realizar simulações de Monte Carlo com facilidade, após a atribuição de uma distribuição probabilidade para determinadas entradas do modelo. Para avaliar como o Valor Presente do Patrimônio Líquido poderia ser impactado por variáveis que não podem ser totalmente controladas, foram feitas simulações seguindo um cenário com as seguintes características:

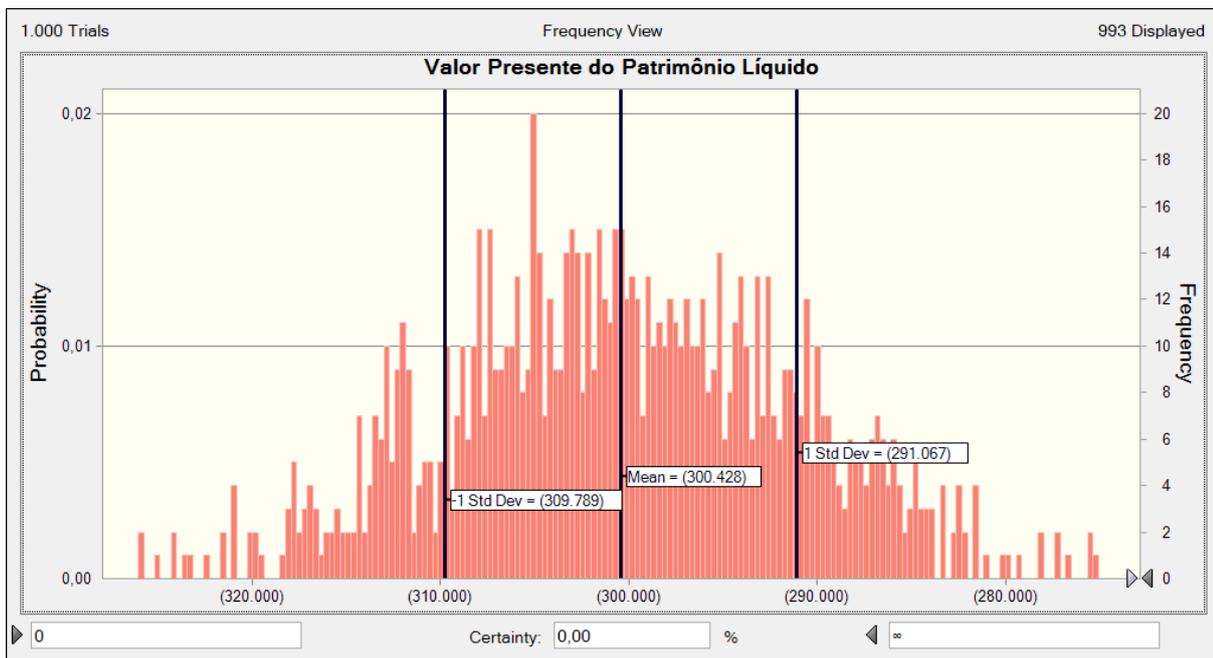
- As métricas de melhoria de eficiência operacional a serem atingidas seguem uma distribuição normal, com média igual àquelas obtidas pela média ponderada pelo Índice de Complexidade das empresas comparáveis.
- O número de anos até o atingimento total dessas métricas segue uma distribuição discreta uniforme, com valores que podem variar entre 4, 5 e 6 anos.
- A elasticidade do crescimento do consumo de energia no estado de Alagoas em relação ao crescimento do PIB do estado em cada ano segue uma distribuição normal, com média de 1,87 (valor usado originalmente).
- O WACC regulatório depois de impostos a ser aplicado pela ANEEL para a definição da componente da Parcela B referente ao Retorno sobre o Capital em cada RTP também segue uma distribuição normal, com média igual ao valor atual, de 8,09%.

Para os valores de desvio padrão, foram utilizados os valores padrões sugeridos pelo Crystal Ball, que correspondem à 10% do valor atribuído à média da distribuição, e foram programados 1000 ensaios por simulação.

Como resultado da simulação, a extensão retorna um histograma dos ensaios. Valores Presente maiores que zero estão pintados de azul, e menores que zero, de vermelho. O histograma também indica a média da simulação (“*Mean*”), e o intervalo correspondente a um desvio padrão (“*Std Dev*”). Abaixo do histograma, pode-se ver, de acordo com a distribuição resultante da simulação, qual a probabilidade acumulada do Valor Presente do Patrimônio Líquido ser maior ou igual a zero (“*Certainty*”).

Em um primeiro momento, pode-se fazer a simulação no caso de não privatização. Conforme a Figura 12, obteve-se um Valor Presente médio de -R\$300.428 mil, com desvio padrão de R\$9.361 mil. Nenhum ensaio atingiu um Valor Presente positivo, o que fortalece o argumento em favor da privatização.

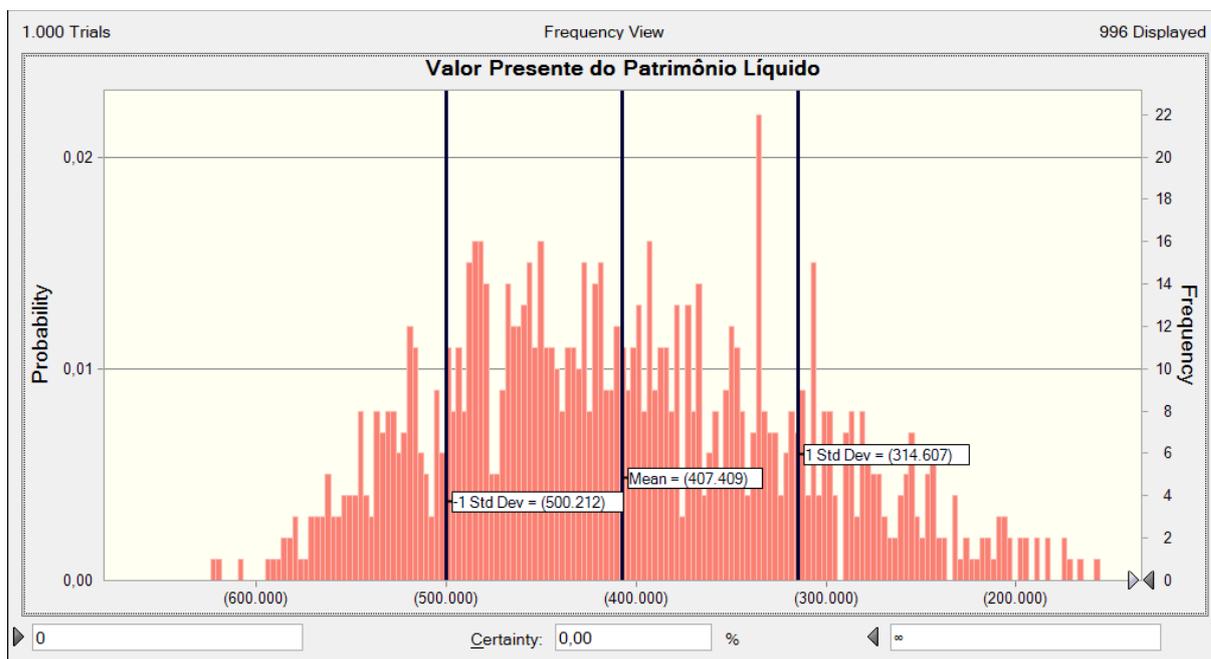
Figura 12 - Simulação de Monte Carlo do Valor Presente do Patrimônio Líquido no caso de não privatização



Fonte: Elaborado pelo autor

Em seguida, faz-se a simulação no cenário de privatização, com lance 0, mas sem a Eletrobras assumir nenhuma parcela das dívidas. A média obtida foi de -R\$407.409 mil, e o desvio padrão de R\$92.803 mil. Nenhum ensaio atingiu um Valor Presente positivo, conforme a Figura 13, fortalecendo o argumento que boa parte da dívida deverá ser assumida pela Eletrobras.

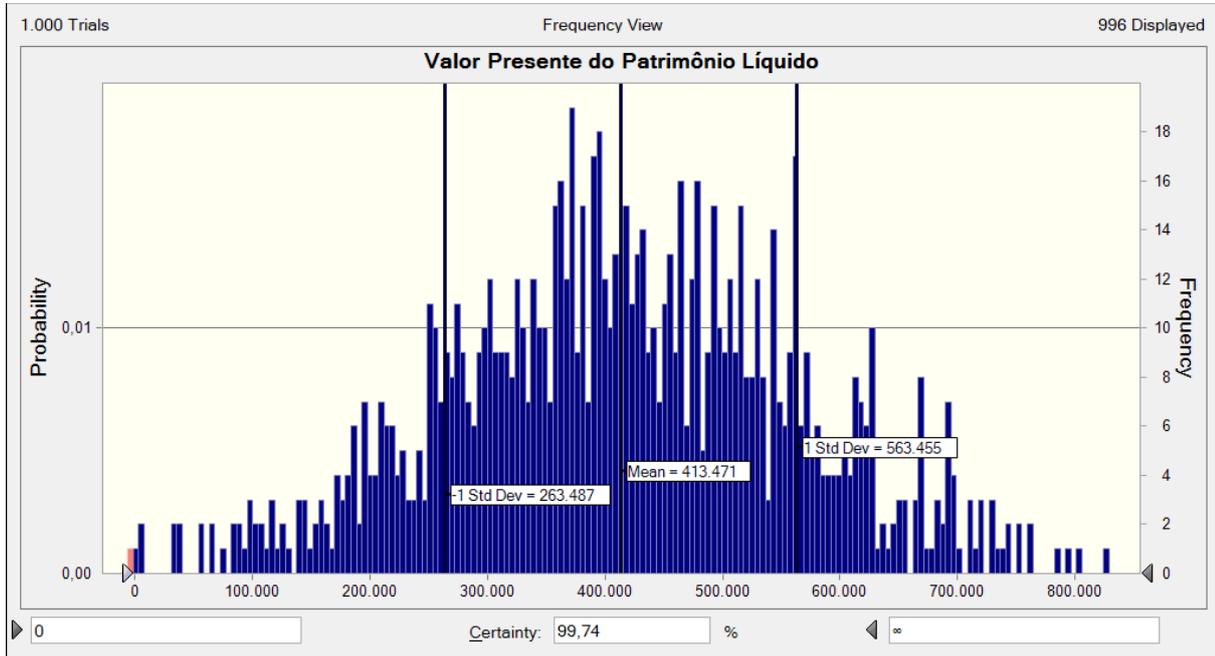
Figura 13 - Simulação de Monte Carlo do Valor Presente do Patrimônio Líquido no caso de privatização com lance 0,00, sem a Eletrobras assumir nenhuma parcela das dívidas



Fonte: Elaborado pelo autor

Começa-se então a análise das simulações assumindo a total absorção das dívidas pela Eletrobras. Partindo de um lance no leilão de 0,00, chega-se em uma média de R\$413.417 mil, desvio padrão de R\$149.984 e 99,74% dos ensaios resultando em um Valor Presente maior que zero, conforme a Figura 14.

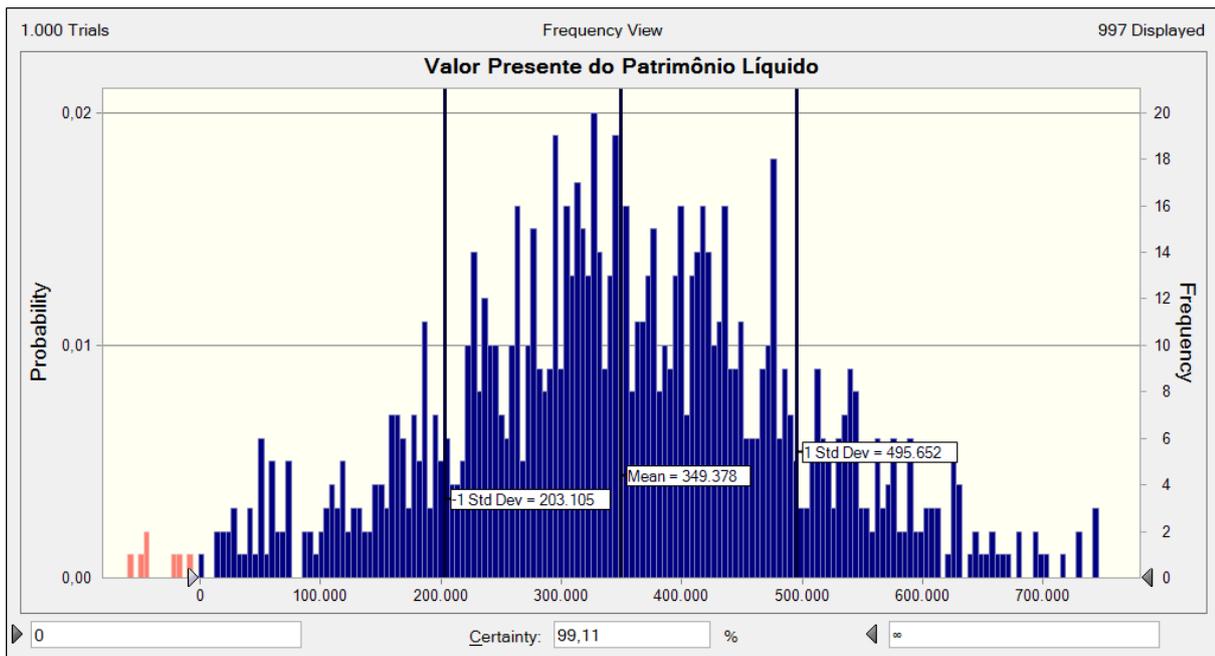
Figura 14 - Simulação de Monte Carlo do Valor Presente do Patrimônio Líquido no caso de privatização com lance 0,00 e total absorção das dívidas pela Eletrobras



Fonte: Elaborado pelo autor

Já com um lance no leilão de 10,00, chega-se em uma média de R\$349.378 mil, desvio padrão de R\$146.274 mil e 99,11% dos ensaios resultando em um Valor Presente maior que zero, conforme Figura 15.

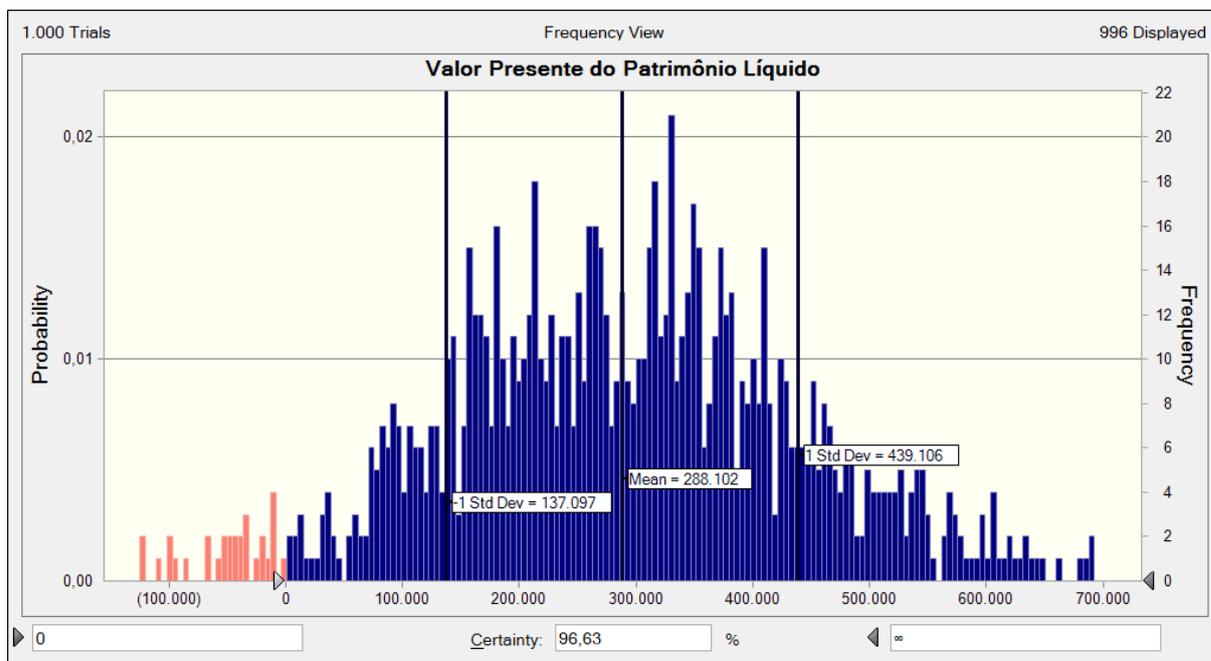
Figura 15 - Simulação de Monte Carlo do Valor Presente do Patrimônio Líquido no caso de privatização com lance 10,00 e total absorção das dívidas pela Eletrobras



Fonte: Elaborado pelo autor

Com um lance vencedor de 20,00, chega-se em um valor médio de R\$288.102 mil, desvio padrão de R\$151.004 mil e 96,63% dos ensaios atingindo um Valor Presente maior do que 0, conforme a Figura 16.

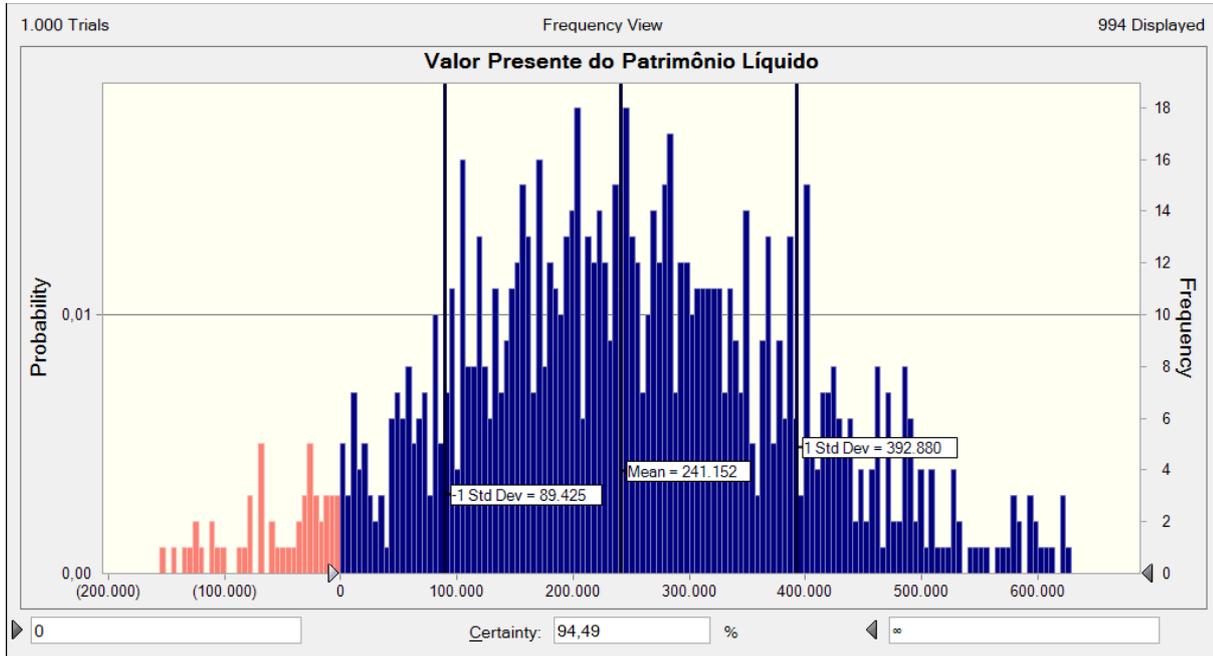
Figura 16 - Simulação de Monte Carlo do Valor Presente do Patrimônio Líquido no caso de privatização com lance 20,00 e total absorção das dívidas pela Eletrobras



Fonte: Elaborado pelo autor

Com um lance vencedor de 30,00, chega-se em um valor médio de R\$241.152 mil, desvio padrão de R\$151.728 mil e 94,49% dos ensaios atingindo um Valor Presente maior do que 0, conforme a Figura 17.

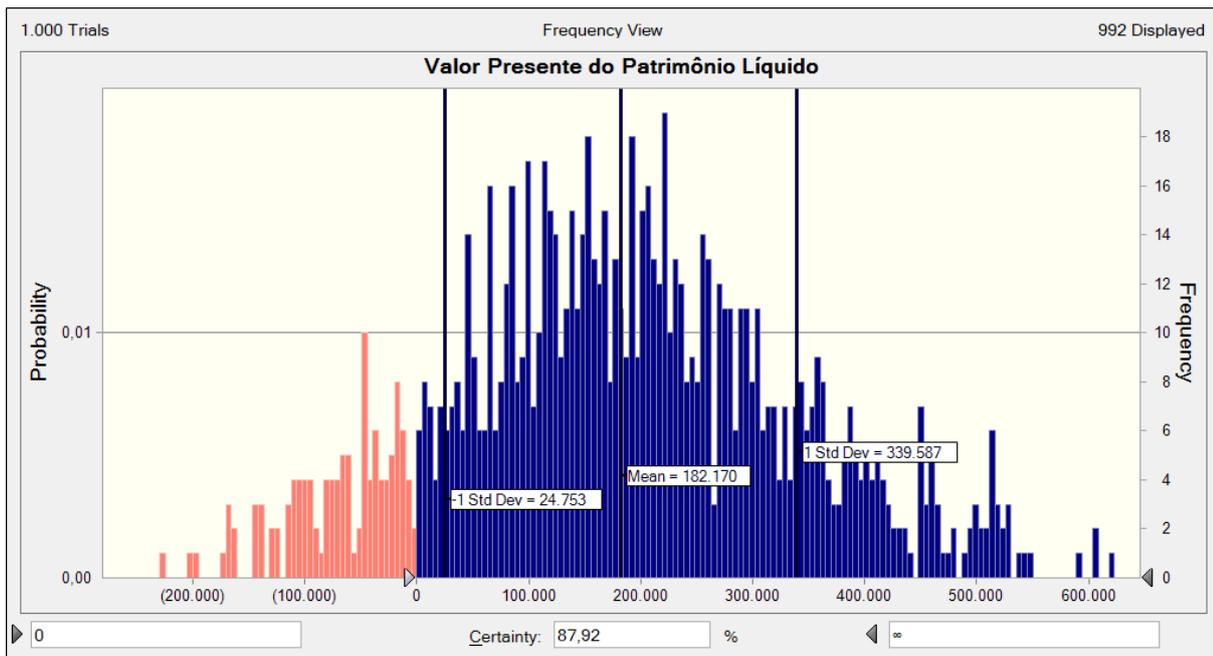
Figura 17 - Simulação de Monte Carlo do Valor Presente do Patrimônio Líquido no caso de privatização com lance 30,00 e total absorção das dívidas pela Eletrobras



Fonte: Elaborado pelo autor

Com um lance vencedor de 40,00, chega-se em um valor médio de R\$182.170 mil, desvio padrão de R\$157.417 mil e 87,92% dos ensaios atingindo um Valor Presente maior do que 0, conforme a Figura 18.

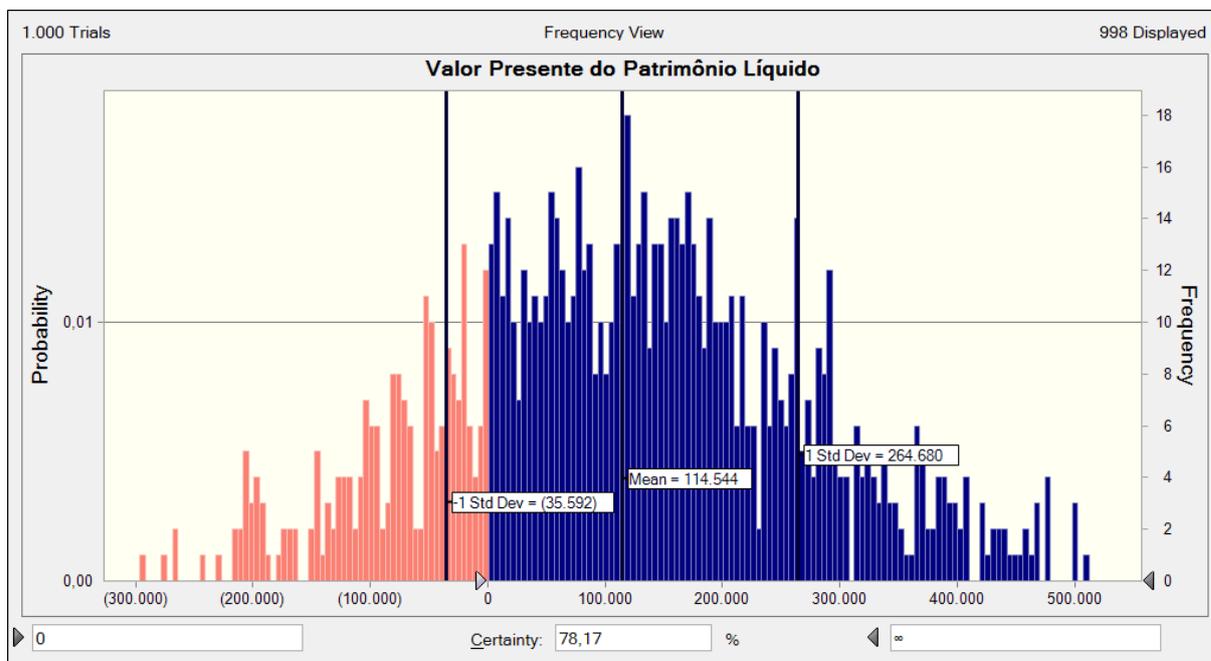
Figura 18 - Simulação de Monte Carlo do Valor Presente do Patrimônio Líquido no caso de privatização com lance 40,00 e total absorção das dívidas pela Eletrobras



Fonte: Elaborado pelo autor

Com um lance vencedor de 50,00, chega-se em um valor médio de R\$114.544 mil, desvio padrão de R\$150.136 mil e 78,17% dos ensaios atingindo um Valor Presente maior do que 0, conforme a Figura 19.

Figura 19 - Simulação de Monte Carlo do Valor Presente do Patrimônio Líquido no caso de privatização com lance 50,00 e total absorção das dívidas pela Eletrobras



Fonte: Elaborado pelo autor

Já que, a partir de um lance de 50,00, o intervalo de valores em que o Valor Presente do Patrimônio Líquido é negativo passa a invadir o intervalo de 1 desvio padrão da média, optou-se por parar de realizar as simulações de Monte Carlo.

6.4 Riscos inerentes a empresa sob avaliação

Durante a avaliação da Ceal, ficam evidentes alguns riscos específicos da empresa, em adição àqueles do Setor de Distribuição de Energia:

- Crescimento do mercado de Alagoas – o modelo econômico financeiro parte do pressuposto que existe uma relação direta entre o crescimento do consumo de energia elétrica e o crescimento da economia no estado; entretanto, o consumo pode sofrer fortes variações por outras razões. Um exemplo de uma mudança pontual seria a construção de uma nova planta industrial, que entre no mercado cativo da Ceal, e aumente consideravelmente o consumo da classe industrial. Por sua vez, poderiam haver também mudanças estruturais, como por exemplo uma grande migração dos clientes industriais e comerciais para o mercado livre, ou uma

intensificação do consumo de energia devido a disseminação do uso de carros elétricos. Além disso, também existe o risco de o crescimento da economia alagoana não acompanhar o crescimento da economia brasileira como o esperado, seja para mais ou para menos.

- Dependência do mercado de Alagoas – Como a distribuidora está restrita ao estado, sua performance pode ser fortemente influenciada pelas condições socioeconômicas do estado. Uma piora da economia local pode, por exemplo, afetar negativamente o consumo de energia elétrica, ou aumentar o nível de inadimplência.
- Grande quantidade de passivos financeiros – durante o presente capítulo, foi mencionado diversas vezes como a empresa pode se prejudicar devido à grande quantidade de dívidas. No caso de não privatização, o tamanho dessas dívidas oferece o risco de fazer com que a empresa tenha sua geração de caixa tão prejudicada a ponto de a empresa não ser capaz de gerar valor algum, como o próprio modelo econômico financeiro calcula. Já no caso de privatização, as alternativas de soluções sugeridas podem não se concretizar. A emissão de debêntures para refinanciamento da dívida atual pode não ser bem-sucedida em captar o valor necessário, ou só ser possível a uma taxa de juros muito maior que o considerado. Já a absorção das dívidas pela Eletrobras pode não acontecer, seja por decisão do governo, seja por calote da *holding*. Além disso, todos os valores presentes foram calculados assumindo que o comprador da Ceal torne seu único acionista, o que não seria o caso se a absorção da dívida ocorresse via transformação em capital social.
- Necessidade de melhoria da eficiência operacional – nota-se também como a eficiência operacional da Ceal é inferior à das empresas privadas. O modelo prevê que, em caso de privatização, a empresa irá atingir um nível comparável com a das outras distribuidoras privadas nordestinas. Porém, não é possível ter certeza se esses níveis realmente serão atingidos (seja para melhor ou pior), se serão atingidos no prazo de 4 a 6 anos estabelecido, e se os investimentos previstos pelo Plano de Desenvolvimento da Distribuição serão suficientes para justificar essas melhorias.

7 Conclusão e Considerações Finais

O presente trabalho de formatura tinha como objetivo fazer a avaliação do valor justo da Ceal, a fim de (i) analisar a necessidade de privatização e (ii) determinar o valor que uma possível compradora aceitaria pagar pelo seu controle, bem como (iii) avaliar as estratégias do Governo Federal para concluir a privatização e (iv) os possíveis impactos deste processo.

Para responder a essas questões, foi necessário pesquisar sobre os diversos métodos de avaliação de empresa, sendo o Fluxo de Caixa Descontado o escolhido. Em seguida, foi feita uma revisão do setor de distribuição elétrica, não só de um ponto de vista regulatório, para compreender o funcionamento do mecanismo de Revisão Tarifária, mas também através de uma perspectiva de mercado, com a análise de empresas comparáveis. Após a coleta de informações referentes a economia brasileira e alagoana, bem como ao consumo de energia elétrica no estado, foi possível dar início a modelagem econômica financeira da empresa objeto.

Para adequar o modelo ao contexto da privatização, foi necessário também compreender o funcionamento do processo proposto, a fim de determinar os impactos dos lances a serem dados em leilão no valor da empresa. Por fim, fez-se uso de simulações de Monte Carlo para aprimorar as análises.

Atendendo a primeira questão, pode-se concluir que é evidente a necessidade de privatização. O Valor Presente da Patrimônio Líquido da empresa é negativo, devido principalmente ao alto grau de endividamento e à baixa eficiência operacional. No cenário atual, tanto o governo quanto os consumidores saem prejudicados; enquanto aquele manteria a posse de uma empresa deficitária, que precisaria se endividar cada vez mais para manter seu funcionamento, estes continuariam usufruindo de um serviço de qualidade extremamente inferior quando comparado com o prestado por outras distribuidoras do Nordeste brasileiro, incluindo aquelas que atuam em estados que oferecem um ambiente operacional muito mais complexo. A única esperança para restaurar a saúde financeira e operacional da Ceal passa por grandes quantidades de investimentos e uma melhora na gestão da empresa. O capital privado poderia fornecer os recursos necessários para estes investimentos, que a atual gestão estatal muito provavelmente não pôde fazer nos últimos anos por não dispor da capacidade financeira.

No que tange a segunda questão, vemos que é difícil definir um preço exato devido à estrutura do leilão. O que se pode concluir é que, em nenhum cenário analisado, a proponente estaria disposta a pagar uma Bonificação pela Outorga. Sendo assim, todos os lances que fariam sentido serem feitos impactam o Valor Presente do Patrimônio Líquido não por causa de um

desembolso inicial, como geralmente acontece nos processos de aquisições, mas sim devido a primeira Revisão Tarifária Periódica após a compra.

Portanto, o “preço” que a proponente estaria disposta a pagar deve ser entendido como o lance que ela estaria disposta a fazer. Porém, para responder essa segunda questão, devemos ao mesmo tempo responder a terceira. Considerando o elevado nível de endividamento atual, não foi possível encontrar um cenário em que o Valor Presente do Patrimônio Líquido fosse superior a zero, considerando um reperfilamento da dívida que seja minimamente viável. A única estratégia viável identificada para viabilizar o leilão é, portanto, fazer com que parte da dívida seja assumida pela Eletrobras, o que responde à terceira pergunta. Vale ressaltar, porém, que essa conclusão foi obtida através do modelo econômico financeiro desenvolvido pelo autor; caso exista uma proponente que enxergue um valor não levado em consideração por este modelo, como sinergias operacionais no caso de uma distribuidora vizinha, pode ser que a absorção de dívida não seja necessária.

Obviamente, a assunção da dívida seria uma medida polêmica e questionável, já que estaria consumindo recursos que poderiam ser aplicados de outra maneira pelo Estado. Entretanto, deve-se lembrar que toda a comunidade alagoana é diretamente afetada pelo serviço da distribuidora, que tem papel social. Considerando a conclusão anterior de que a privatização é necessária, o Estado tem a responsabilidade de viabilizar esse processo. Ainda assim, vale dizer que mesmo pelo modelo econômico financeiro desenvolvido, não é verdade que toda a dívida da Ceal precisa ser assumida pela Eletrobras para que seja possível privatizar a empresa, conforme a premissa tomada para a realização das simulações de Monte Carlo.

Entretanto, mesmo tomando essa premissa como base, nota-se um baixo potencial para o lance máximo a ser dado pela compra da Ceal. Em um primeiro momento, no cenário de melhoria de eficiência operacional que resulta em um Valor Presente do Patrimônio Líquido intermediário, o maior lance possível encontrado, ou seja, aquele que zera este Valor Presente, é de 70,84. Finalmente, respondendo a última questão, este lance resultaria em um aumento tarifário após a primeira Revisão Tarifária Periódica de 20,56%, maior que aquele obtido no caso de não privatização, de 19,68%; entretanto, esse aumento deve ter como contrapartida uma considerável melhora da qualidade do serviço.

Porém, este lance foi obtido fazendo uma análise estática do modelo econômico financeiro desenvolvido. Após realizar diversas simulações de Monte Carlo, nota-se que o verdadeiro lance máximo que uma proponente estaria disposta a dar pode ser bem menor. Isso

se deve ao alto grau de variabilidade do Valor Presente, que depende de variáveis fora do controle de um potencial novo acionista. Assumindo que uma proponente exija um grau de certeza de aproximadamente 5% que seu Patrimônio Líquido tenha Valor Presente positivo, o lance máximo ficaria em volta de 30,00. Segundo o modelo, tal lance resultaria em um Valor Presente de R\$231.180 mil, com um aumento tarifário de 26,20% no primeiro ano.

Como comentário final, fica uma crítica do autor à maneira pela qual o caso da distribuidora vem sendo conduzido nos últimos anos. Longe de entrar na discussão se uma gestão privada teria sido mais positiva e de questionar a integridade e boa vontade da atual gestão estatal, o fato é que a Ceal vem apresentando prejuízos constantes e endividamento crescente, em conjunto com uma prestação de serviço de baixíssima qualidade. Na última instância, quem foi verdadeiramente prejudicado pela má gestão, e quem também muito provavelmente pagará seu preço com um aumento tarifário considerável, é o povo alagoano.

Bibliografia

ANEEL. PRODIST. **ANEEL**, 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 02 de agosto de 2018.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. **ANEEL**, 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 02 de agosto de 2018.

ANEEL. Sustentabilidade Econômico-Financeira. **ANEEL**, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/sustentabilidade-economico-financeira/656815>. Acesso em: 3 de agosto de 2018.

ANEEL. **Nota Técnica nº 106/2015-SGT/SRM/ANEEL, de 22/04/2015**. [S.l.]: [s.n.].

ANEEL. Relatórios do Sistema de Apoio a Decisão. **ANEEL**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>>. Acesso em: 10 de junho de 2018.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005**. [S.l.]: [s.n.].

ANEEL. **Resolução Normativa nº 748, de 29 de novembro de 2016**. [S.l.]: [s.n.].

ASSAF NETO, A. **Estrutura e Análise de Balanços: um Enfoque Econômico-financeiro**. 10. ed. São Paulo: Atlas, 2012. 337 p.

BNDES. Leilão nº 2/2018 - PPI/PND. **BNDES**, 2018. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/desestatizacao/processos-em-andamento/leilao-2-2018-ppi-pnd>>. Acesso em: 29 de setembro de 2018.

COPELAND, T.; KOLLER, T.; JACK, M. **Avaliação de Empresas Valuation: Calculando e Gerenciando o Valor das Empresas**. Tradução de Allan Vidigal. 3ª. ed. São Paulo: Makron Books, 2002. 499 p.

DAMODARAN, A. **Avaliação de Empresas**. Tradução de Sonia Midori Yamamoto e Marcelo Arantes Alvim. 2ª. ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2007. 464 p.

DAMODARAN, A. **Avaliação de Investimentos: Ferramentas e Técnicas para a Determinação do Valor de Qualquer Ativo**. Tradução de Kleber Nunes. 2ª. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2010. 1036 p.

ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS. TRANSPARÊNCIA PÚBLICA. **Eletrobras Distribuição Alagoas**, 2018. Disponível em: <<http://eletrobrasalagoas.com/index.php/acao-a-informacao/transparencia-publica/>>. Acesso em: 3 de agosto de 2018.

FRED. Longer Run FOMC Summary of Economic Projections for the Personal Consumption Expenditures Inflation Rate, Range, Midpoint. **FRED Economic Data**, 2018. Disponível em: <<https://fred.stlouisfed.org/series/PCECTPIRMLR>>. Acesso em: 28 de agosto de 2018.

IBGE. Sistema de Contas Regionais - SCR. **IBGE**, 2015. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas-novoportal/economicas/contas-nacionais/9054-contas-regionais-do-brasil.html?=&t=resultados>>. Acesso em: 27 de junho de 2018.

IBGE. Sistema de Contas Nacionais Trimestrais - SCNT. **IBGE**, 2018. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas-novoportal/economicas/contas-nacionais/9300-contas-nacionais-trimestrais.html?=&t=o-que-e>>. Acesso em: 27 de junho de 2018.

IUDÍCIBUS, S. D. **Contabilidade Introdutória**. 11. ed. São Paulo: Atlas, 2010. 335 p.

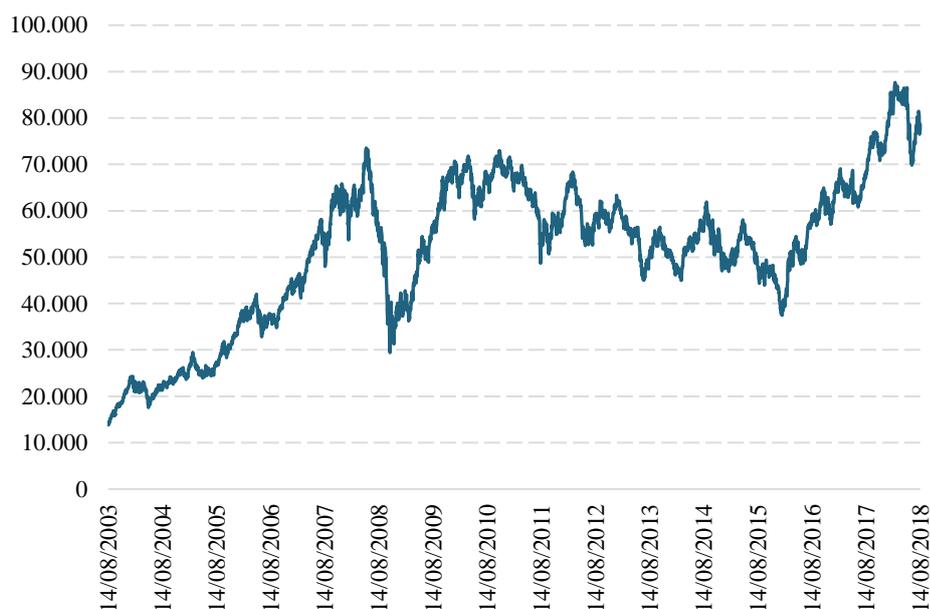
MANKIW, N. G. **Introdução à Economia**. 6ª edição. ed. São Paulo: Cengage CTP, 2013.

MARION, J. C. **Contabilidade Empresarial**. 16. ed. São Paulo: Atlas, 2012. 531 p.

Apêndice A: Cálculo do Prêmio de Mercado Brasileiro com Base na Economia Brasileira

Primeiramente, segue a cotação diária do Índice Bovespa, que teve um retorno acumulado de 12,29% nos últimos 15 anos e pode ser observada na Figura 20 abaixo.

Figura 20 - Cotação diária do Índice Bovespa nos últimos 15 anos



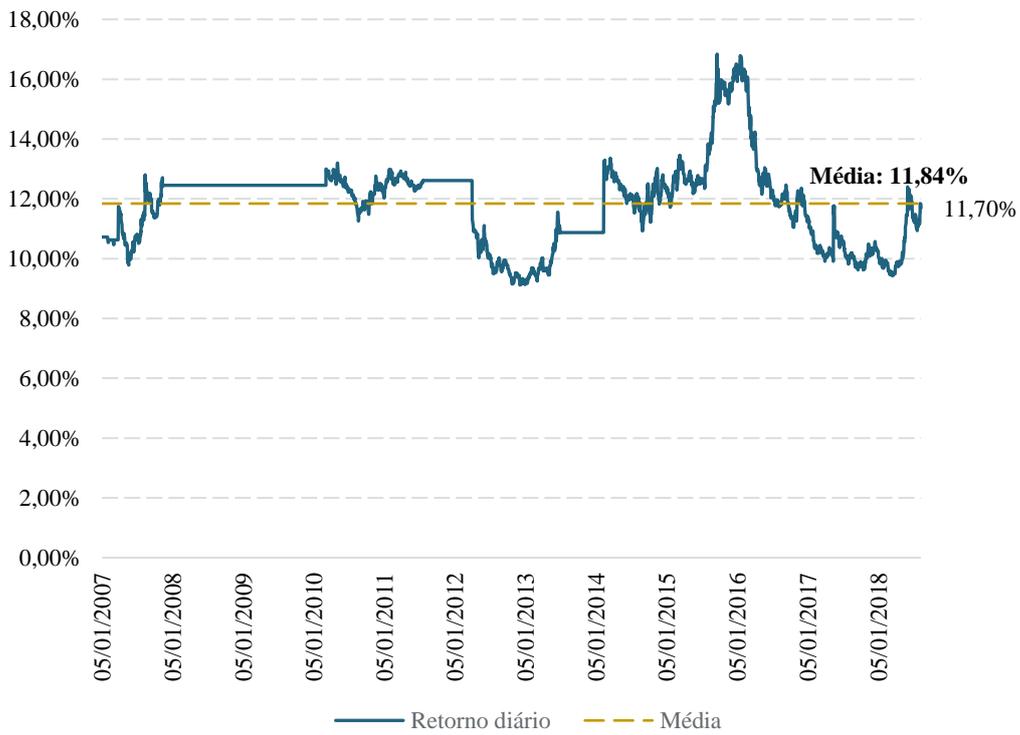
Fonte: Bloomberg (14/08/2018)

Em seguida, analisa-se o retorno médio histórico dos títulos emitidos pelo governo brasileiro com vencimento de 10 anos. Para isso, foi utilizado o Índice GEBR10Y¹⁷, obtido por um terminal Bloomberg. O retorno médio histórico encontrado foi de 11,84%, conforme pode ser visto em seguida, na Figura 21¹⁸.

¹⁷ Tal índice utiliza como base as Notas do Tesouro Nacional série F, comumente conhecidas como “Tesouro Prefixado NTN-F”.

¹⁸ Infelizmente, o Índice utilizado não continha dados referentes a todo o período utilizado na análise das demais componentes do cálculo das taxas de desconto, de 14/08/2003 até 14/08/2018. O ponto mais antigo disponível corresponde a data de 05/01/2007.

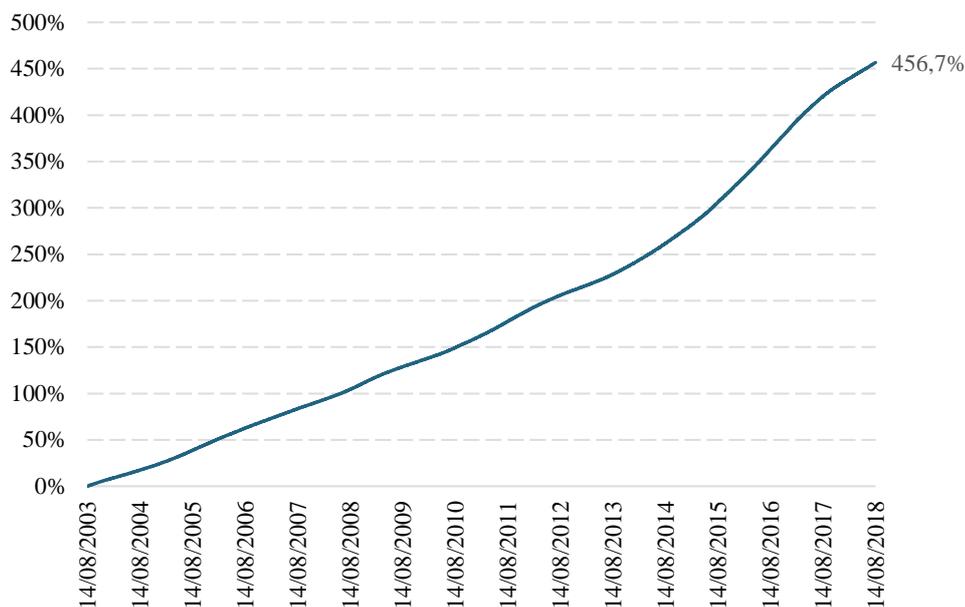
Figura 21 - Retorno e média do retorno diário dos títulos emitidos pelo governo brasileiro nos últimos 11 anos



Fonte: Bloomberg (14/08/2018)

Também podemos analisar o retorno acumulado da Taxa Selic nos últimos 15 anos, observada na Figura 22 abaixo, e igual a 12,13%.

Figura 22 - Retorno acumulado da Taxa Selic nos últimos 15 anos



Fonte: Bloomberg (14/08/2018)

Portanto, nota-se uma diferença muito baixa entre o retorno histórico da bolsa de valores brasileira e dos ativos livres de risco: 0,45% para a NTN-F e 0,16% para a Selic acumulada. O autor considera essa diferença desproporcionalmente pequena levando em consideração o risco do investimento em ações de empresas. Sem entrar no mérito dos motivos dessa pequena diferença, concluiu-se que seria mais apropriado utilizar a economia americana como base para os cálculos das taxas de desconto.

Apêndice B: CDS *spread* para Títulos Brasileiros de 10 anos

Segue, na Figura 23 abaixo, o valor diário e a média do CDS *spread*¹⁹ para títulos do Governo Federal brasileiros com vencimento de 10 anos.

Figura 23 - Valor diário e média do CDS *spread* para títulos emitidos pelo governo brasileiros com vencimento de 10 anos, nos últimos 14 anos.



Fonte: Bloomberg (14/08/2018)

Nota-se que a média para o período disponível foi de 2,68%, muito próxima ao prêmio de risco país encontrado através da metodologia do desvio padrão relativo, de 2,72%.

¹⁹ Infelizmente, não foi possível encontrar dados referentes a todo o período utilizado na análise das demais componentes do cálculo das taxas de desconto, de 14/08/2003 até 14/08/2018. O ponto mais antigo disponível corresponde a data de 19/03/2004.

Apêndice C: Cálculo do Beta Desalavancado Através de Metodologia Alternativa

Segue, na Tabela 21 abaixo, o cálculo do beta desalavancado para uma distribuidora de energia elétrica através do método que propõe o cálculo da média dos betas alavancados e da relação de dívida para patrimônio líquido, para então fazer o cálculo de desalavancagem.

Tabela 21 - Cálculo do Beta Desalavancado através de metodologia alternativa

Empresa	Bolsa	Ticker	β_A	PL	D	D/PL	t	β_N
American Electric Power Company, Inc.	NYSE	AEP	0,619	35.008	24.621	0,703	21%	0,398
Edison International	NYSE	EIX	0,714	21.823	14.624	0,670	21%	0,467
El Paso Electric Company	NYSE	EE	0,639	2.582	1.466	0,568	21%	0,441
Evergy, Inc.	NYSE	EVRG	0,624	15.606	8.816	0,565	21%	0,432
FirstEnergy Corp.	NYSE	FE	0,643	17.681	19.257	1,089	21%	0,346
Hawaiian Electric Industries, Inc.	NYSE	HE	0,612	3.819	2.113	0,553	21%	0,426
IDACORP, Inc.	NYSE	IDA	0,644	4.870	1.834	0,377	21%	0,497
Pinnacle West Capital Corporation	NYSE	PNW	0,633	9.111	5.408	0,594	21%	0,431
PNM Resources, Inc.	NYSE	PNM	0,896	3.194	2.877	0,901	21%	0,524
Portland General Electric Company	NYSE	POR	0,591	4.125	2.426	0,588	21%	0,403
			Média	0,662		0,661	21%	
								β_N 0,435

Fonte: Bloomberg (14/08/2018)

Nota-se que o beta desalavancado encontrado seguindo essa metodologia foi de 0,435, muito próximo ao valor resultante da média dos betas desalavancados individuais, de 0,436.

Apêndice D: Gráficos de DEC e FEC Históricas para as Distribuidoras Nordestinas

Para a análise da DEC e FEC, foram pegos os dados históricos referentes ao maior período de tempo possível disponibilizados pela ANEEL.

O histórico de DEC apurada e limite para a Ceal pode ser visto abaixo na Figura 24.

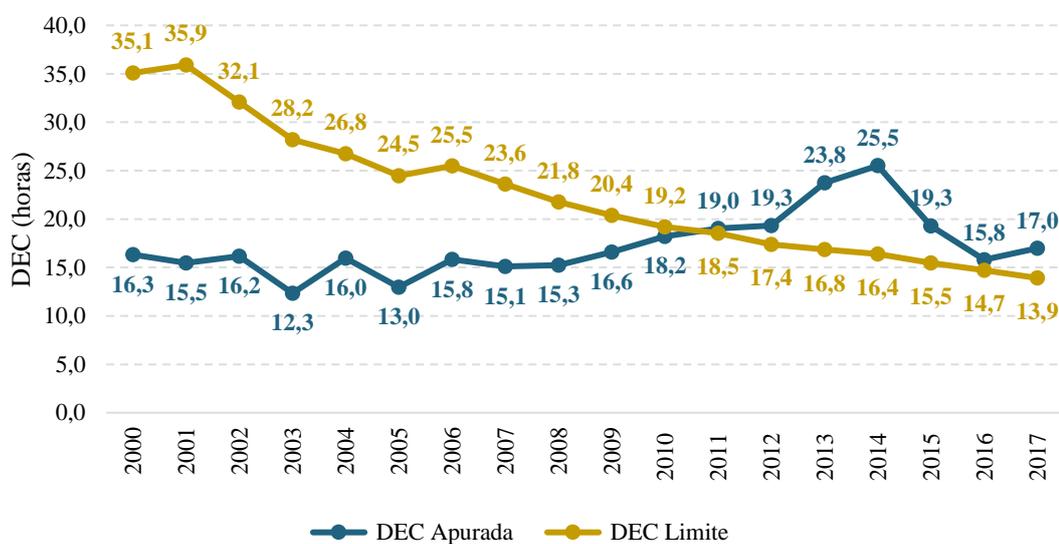
Figura 24 - DEC apurada e limite para a Ceal entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de DEC apurada e limite para a Celpe pode ser visto abaixo na Figura 25.

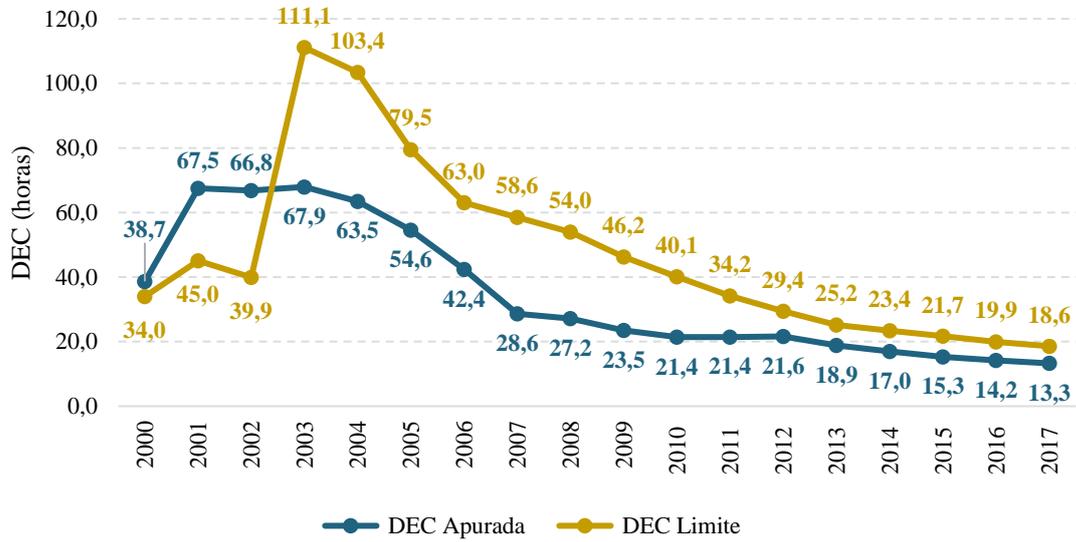
Figura 25 - DEC apurada e limite para a Celpe entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de DEC apurada e limite para a Cemar pode ser visto abaixo na Figura 26.

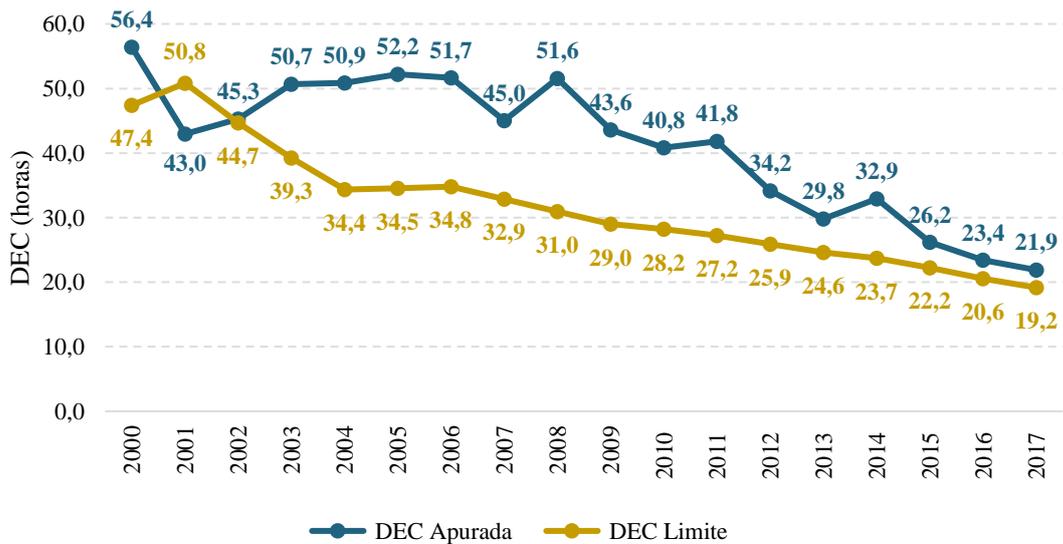
Figura 26 - DEC apurada e limite para a Cemar entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de DEC apurada e limite para a Cepisa pode ser visto abaixo na Figura 27.

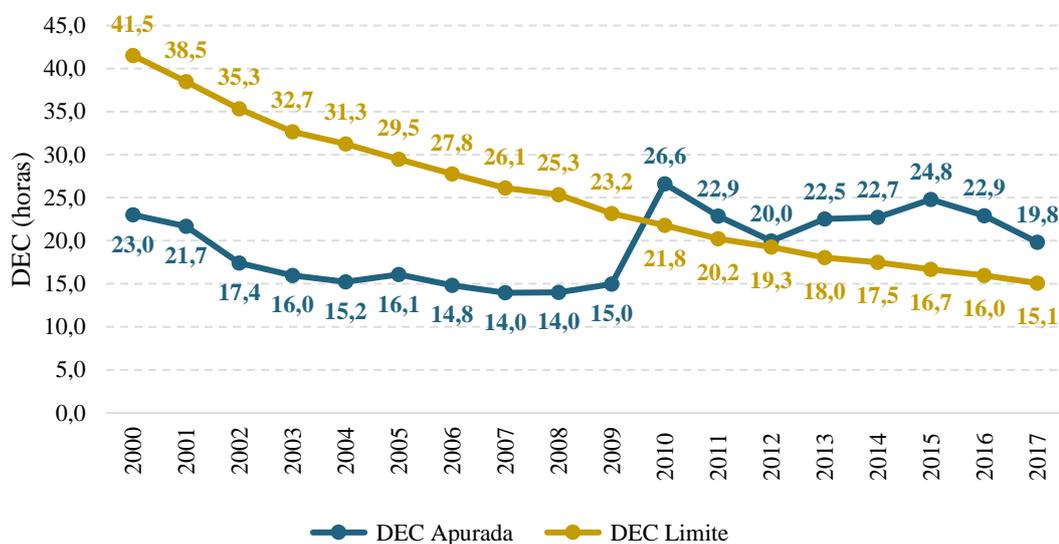
Figura 27 - DEC apurada e limite para a Cepisa entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de DEC apurada e limite para a Coelba pode ser visto abaixo na Figura 28.

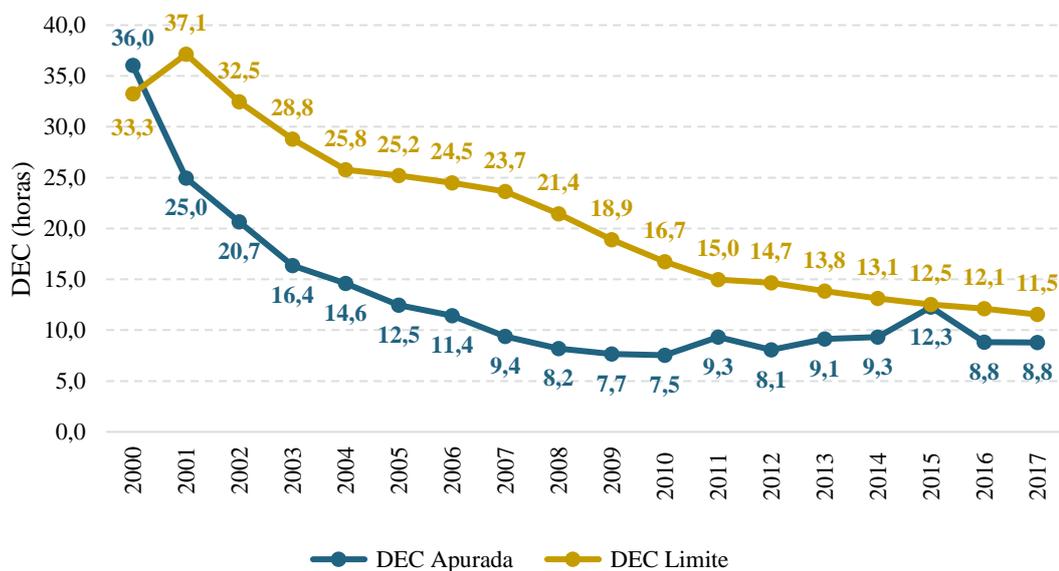
Figura 28 - DEC apurada e limite para a Coelba entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de DEC apurada e limite para a Coelce pode ser visto abaixo na Figura 29.

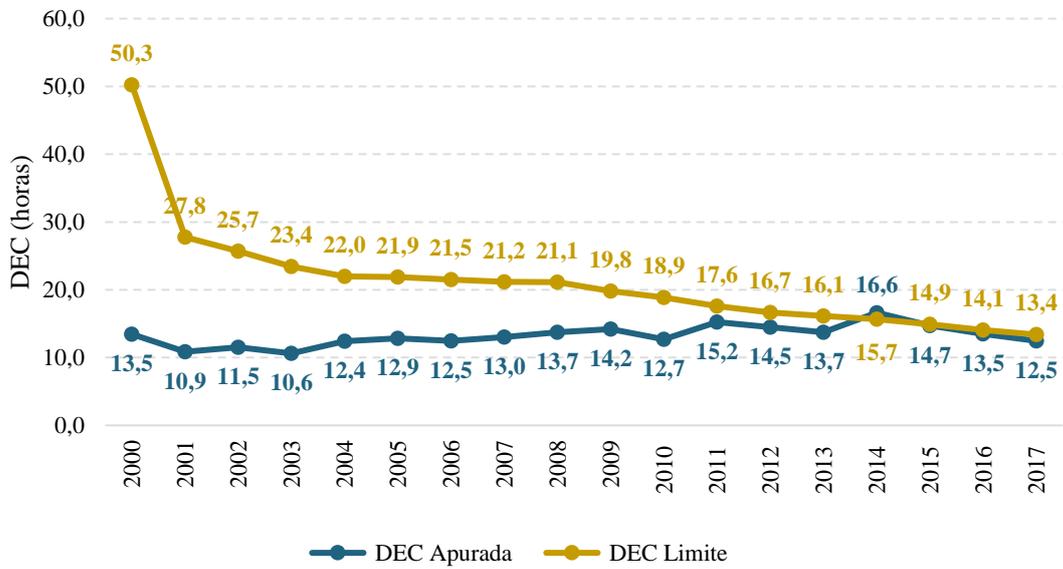
Figura 29 - DEC apurada e limite para a Coelce entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de DEC apurada e limite para a Cosern pode ser visto abaixo na Figura 30.

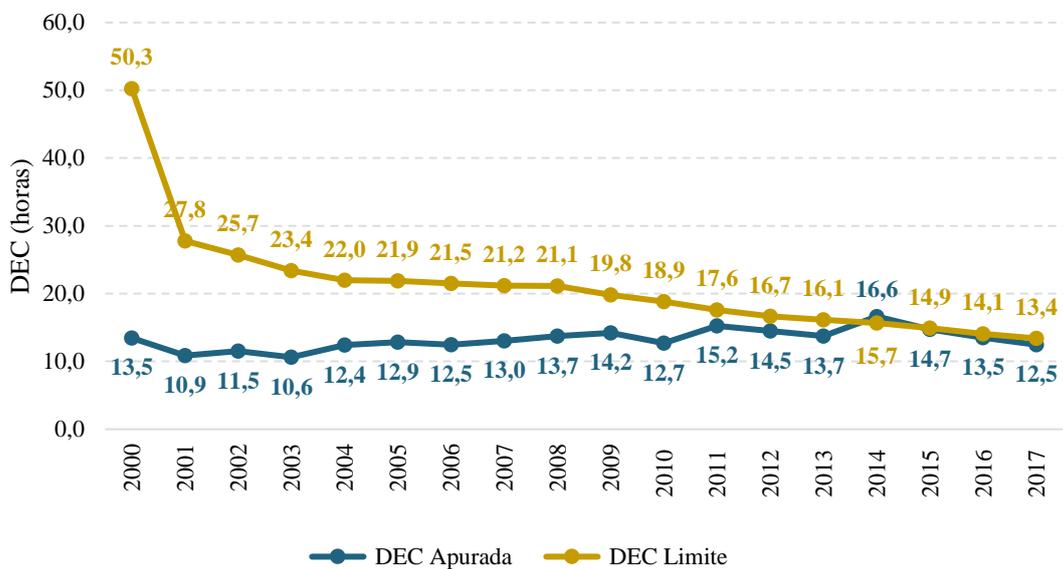
Figura 30 - DEC apurada e limite para a Cosern entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de DEC apurada e limite para a EBO pode ser visto abaixo na Figura 31.

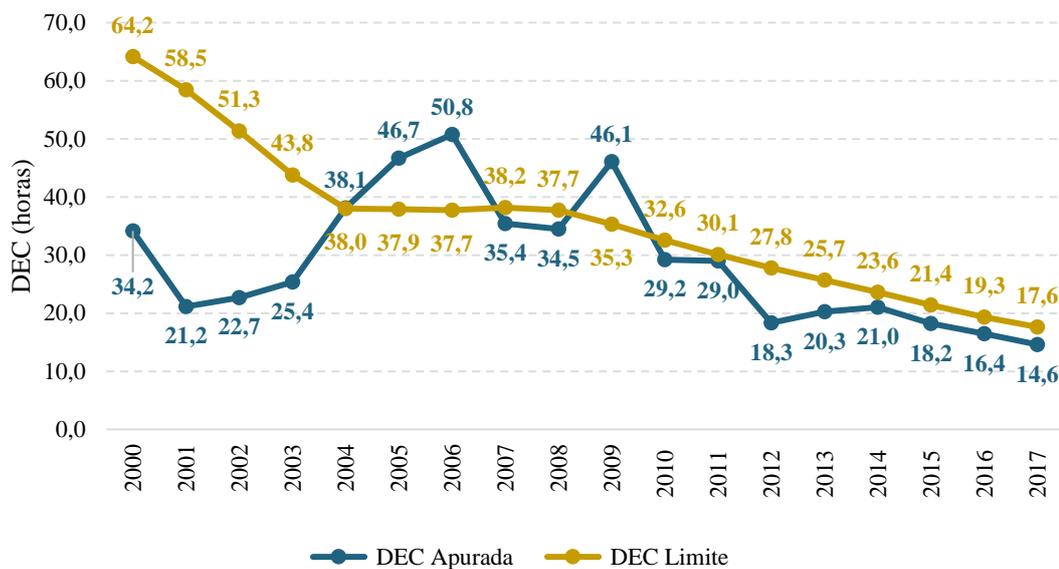
Figura 31 - DEC apurada e limite para a EBO entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de DEC apurada e limite para a EPB pode ser visto abaixo na Figura 32.

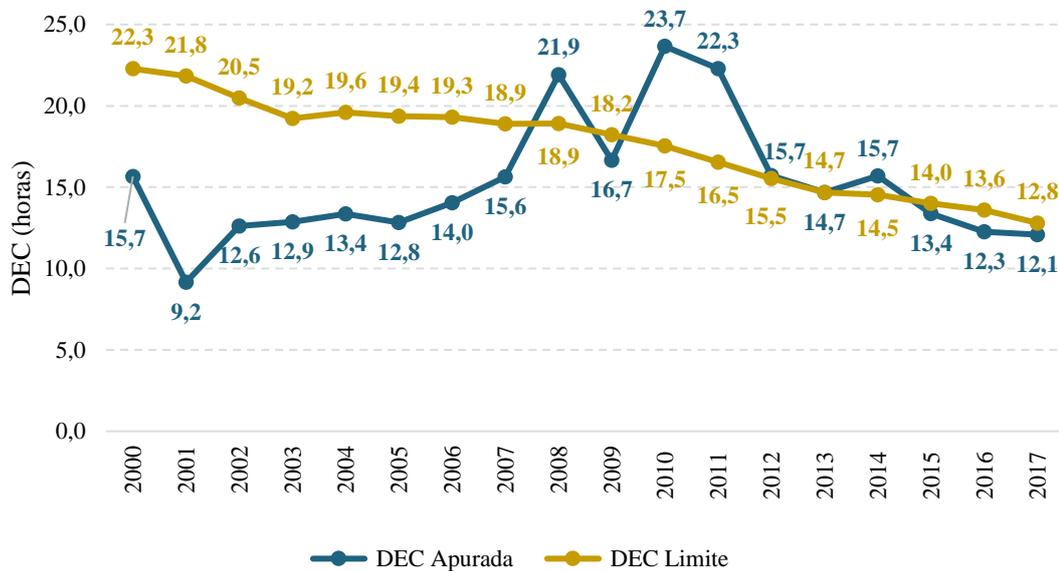
Figura 32 - DEC apurada e limite para a EPB entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de DEC apurada e limite para a ESE pode ser visto abaixo na Figura 33.

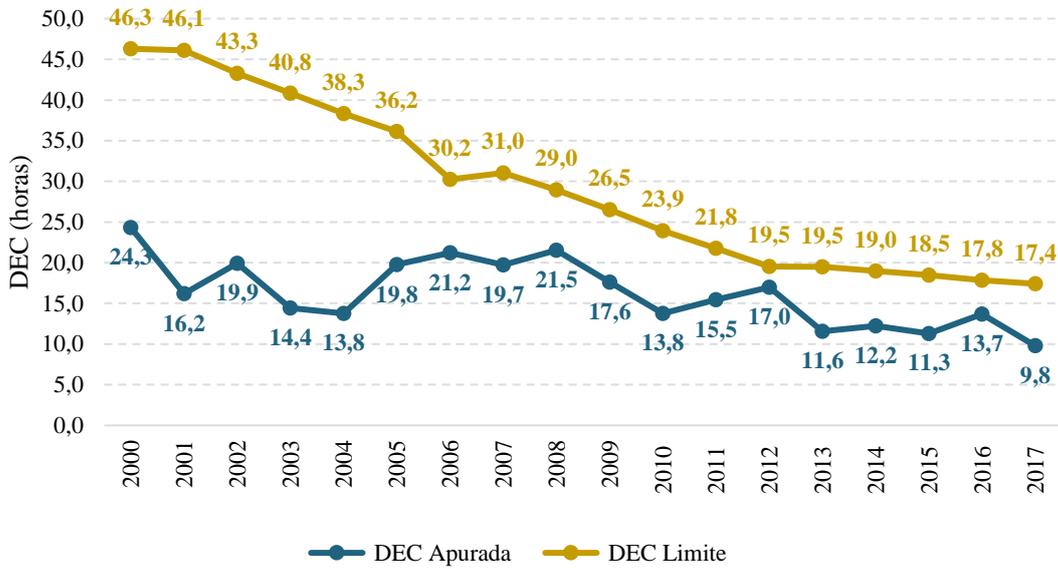
Figura 33 - DEC apurada e limite para a ESE entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de DEC apurada e limite para a Sulgipe pode ser visto abaixo na Figura 34.

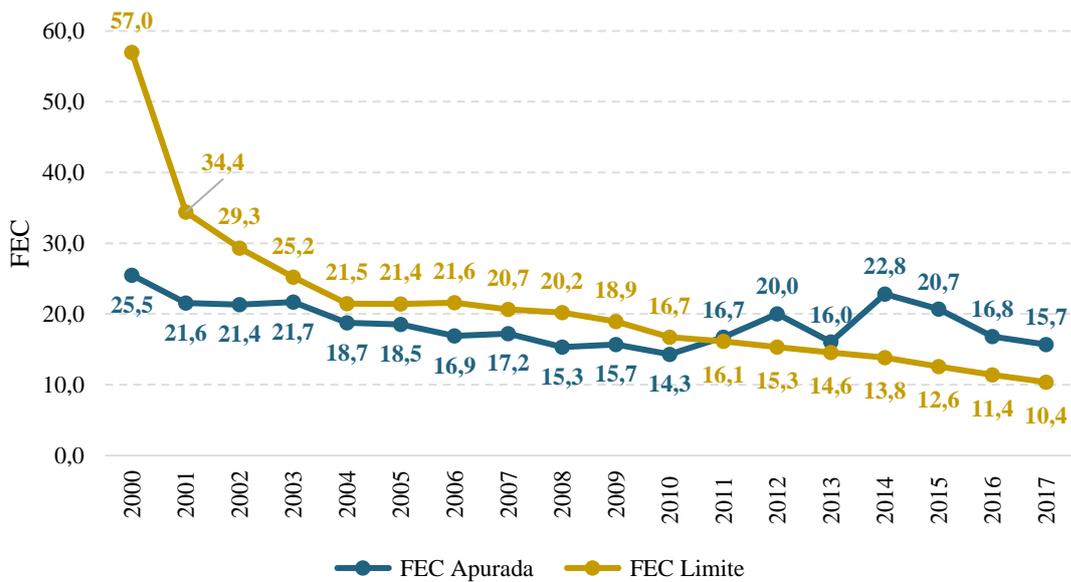
Figura 34 - DEC apurada e limite para a Sulgipe entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

Já o histórico de FEC apurada e limite para a Ceal pode ser visto abaixo na Figura 35.

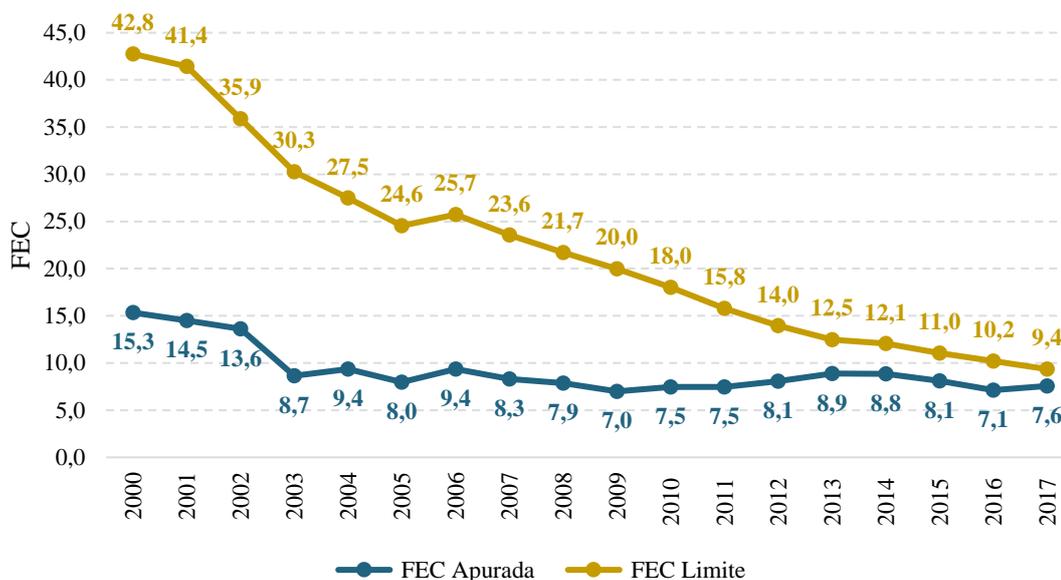
Figura 35 - FEC apurada e limite para a Ceal entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de FEC apurada e limite para a Celpe pode ser visto abaixo na Figura 36.

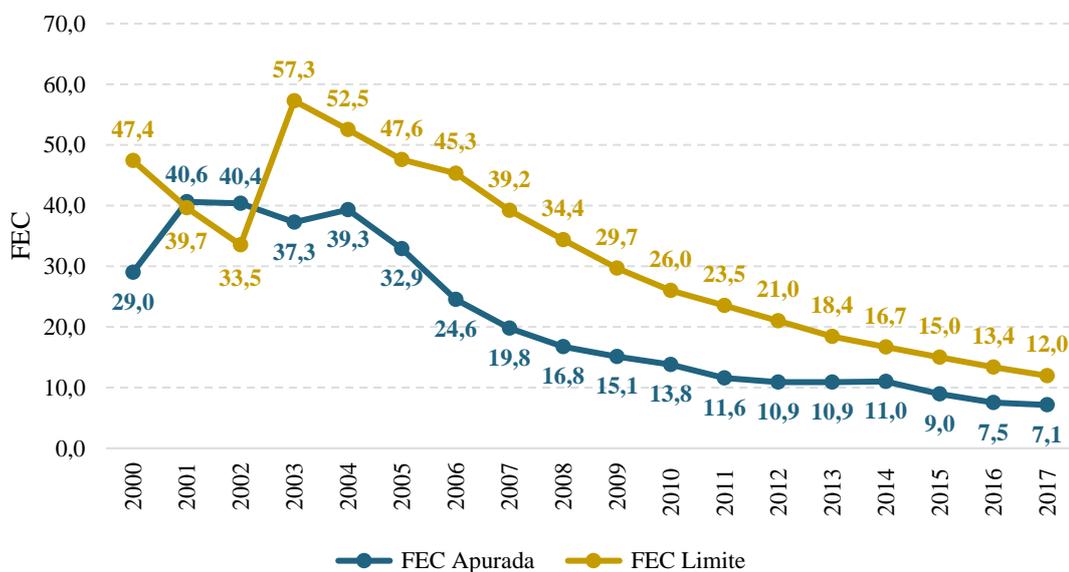
Figura 36 - FEC apurada e limite para a Celpe entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de FEC apurada e limite para a Cemar pode ser visto abaixo na Figura 37.

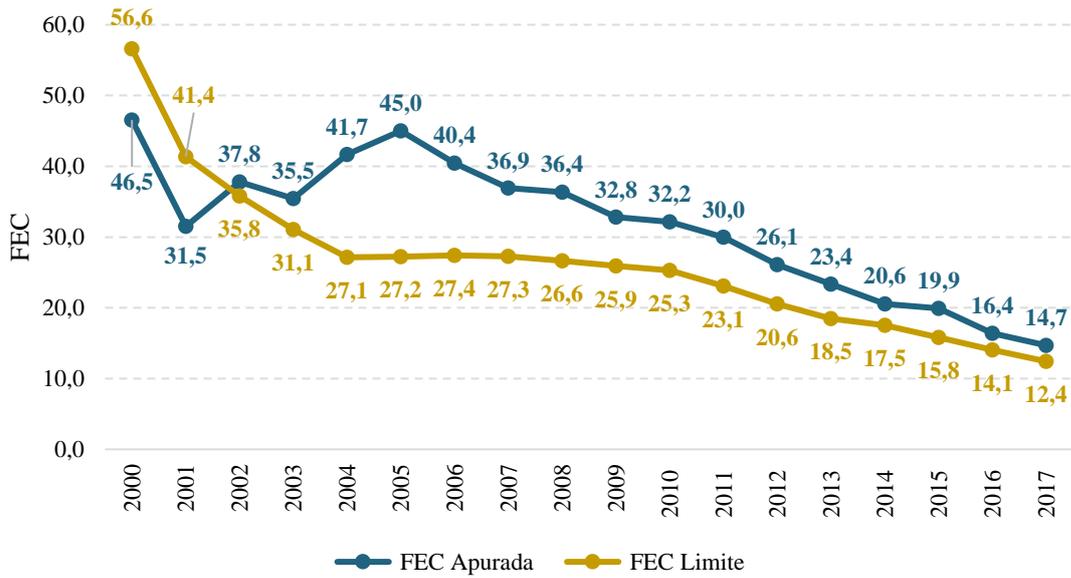
Figura 37 - FEC apurada e limite para a Cemar entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de FEC apurada e limite para a Cepisa pode ser visto abaixo na Figura 38.

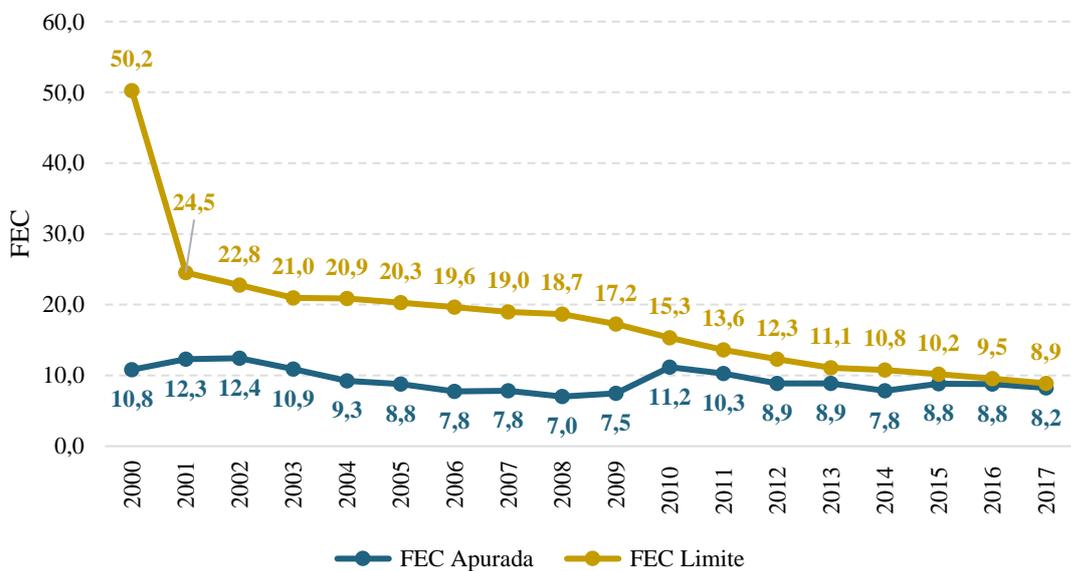
Figura 38 - FEC apurada e limite para a Cepisa entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de FEC apurada e limite para a Coelba pode ser visto abaixo na Figura 39.

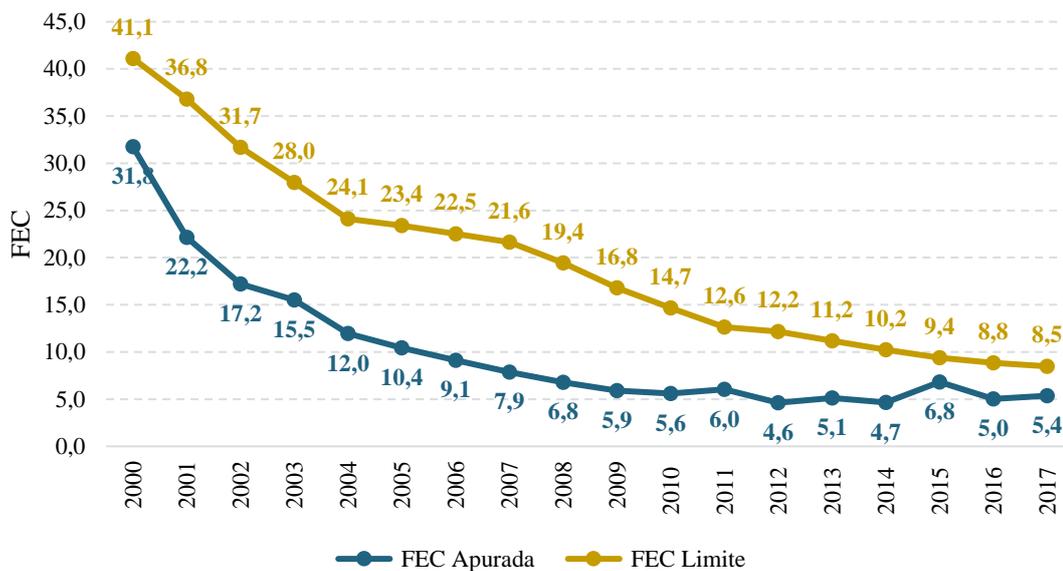
Figura 39 - FEC apurada e limite para a Coelba entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de FEC apurada e limite para a Coelce pode ser visto abaixo na Figura 40.

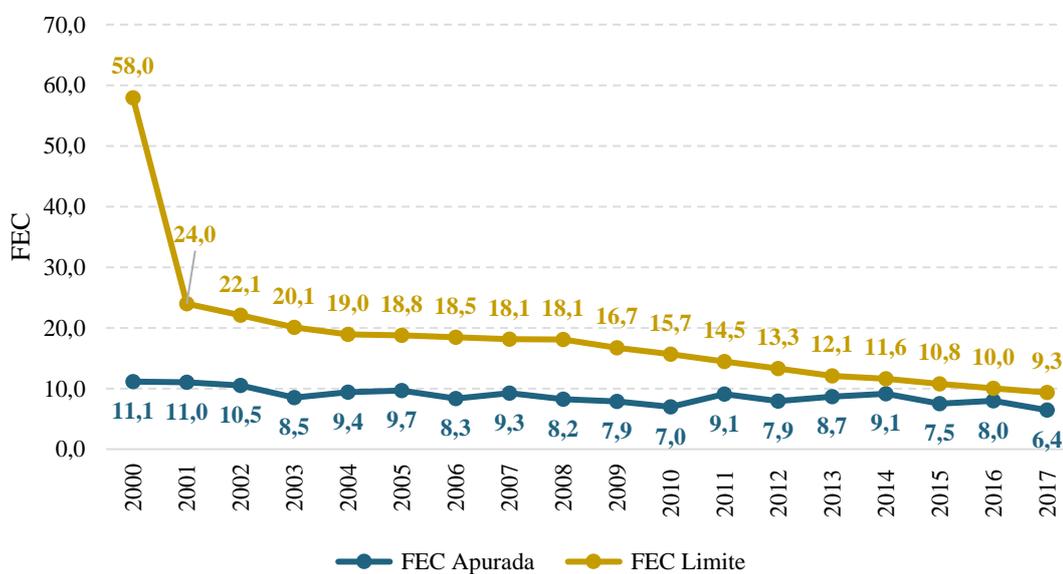
Figura 40 - FEC apurada e limite para a Coelce entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de FEC apurada e limite para a Cosern pode ser visto abaixo na Figura 41.

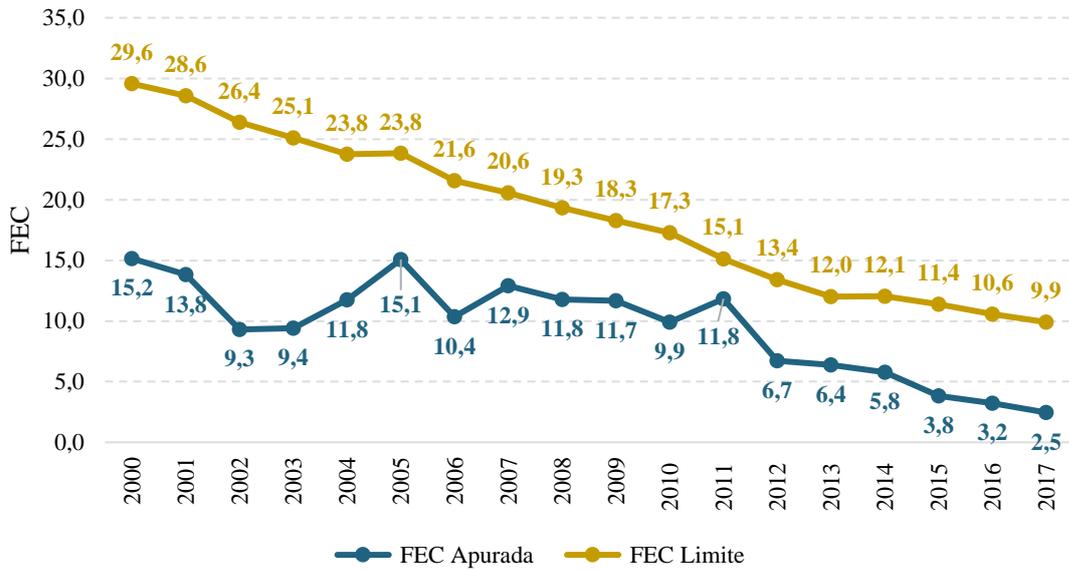
Figura 41 - FEC apurada e limite para a Cosern entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de FEC apurada e limite para a EBO pode ser visto abaixo na Figura 42.

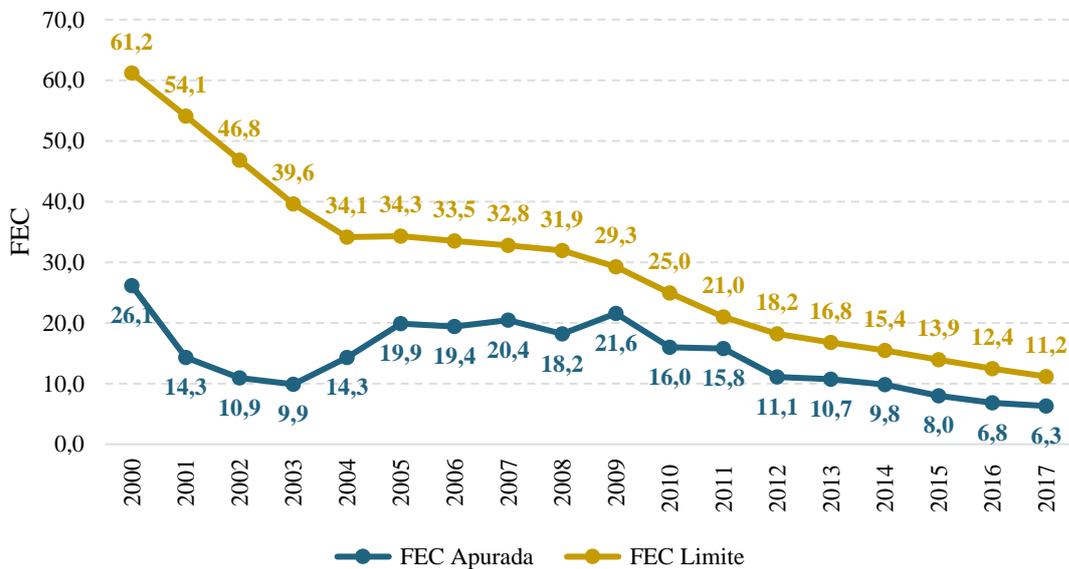
Figura 42 - FEC apurada e limite para a EBO entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de FEC apurada e limite para a EPB pode ser visto abaixo na Figura 43.

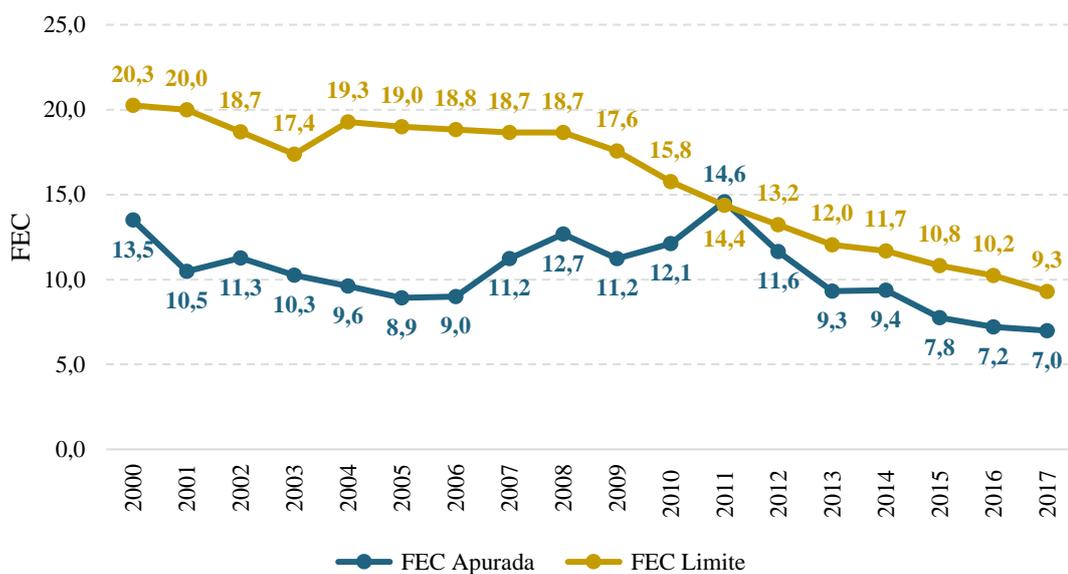
Figura 43 - FEC apurada e limite para a EPB entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de FEC apurada e limite para a ESE pode ser visto abaixo na Figura 44.

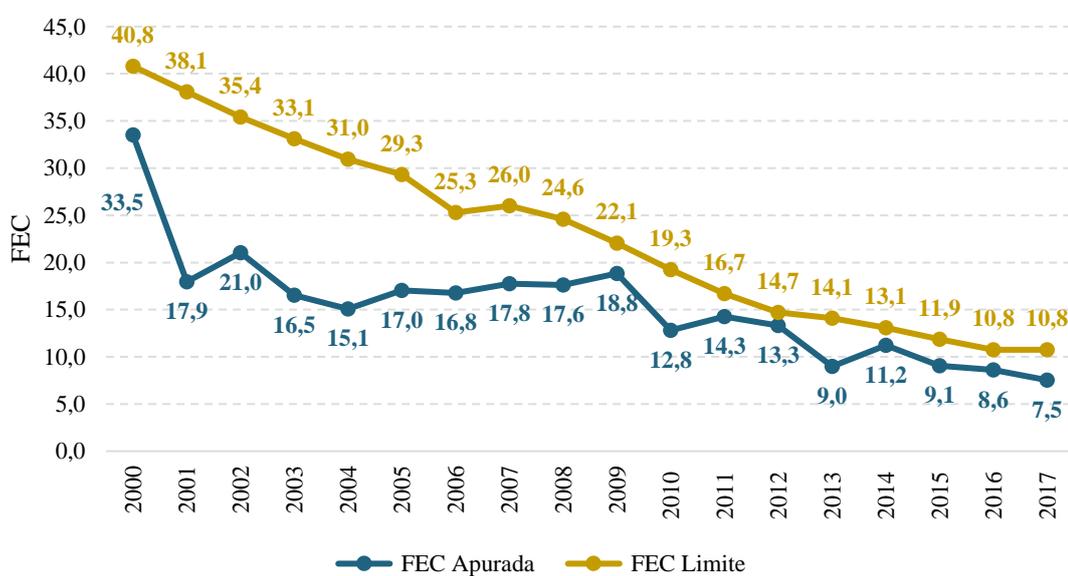
Figura 44 - FEC apurada e limite para a ESE entre 2000 a 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de FEC apurada e limite para a Sulgipe pode ser visto abaixo na Figura 45.

Figura 45 - FEC apurada e limite para a Sulgipe entre 2000 a 2017



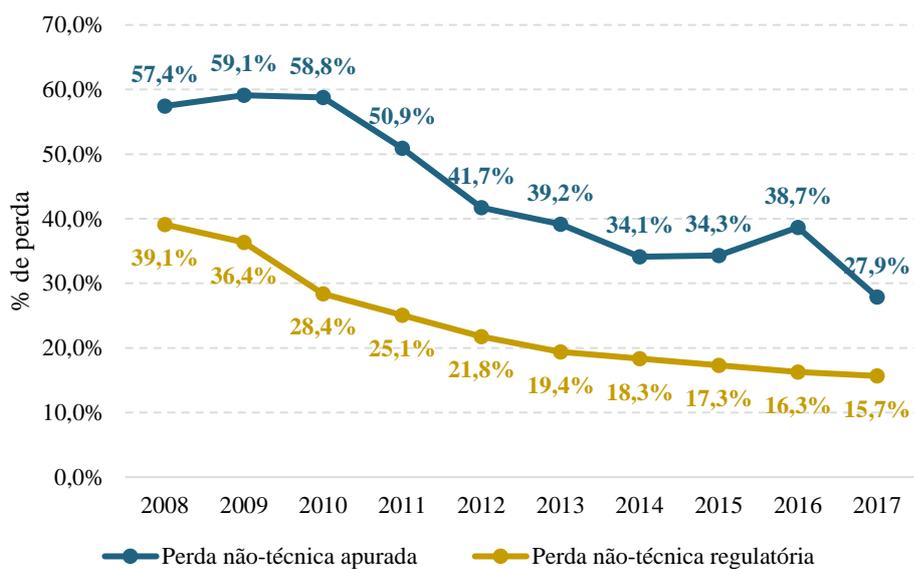
Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

Apêndice E: Gráficos de Perdas Não Técnicas Histórica para as Distribuidoras Nordestinas

Para a análise das perdas não-técnicas, foram pegos os dados históricos referentes ao maior período de tempo possível disponibilizados pela ANEEL.

O histórico de perdas não-técnicas para a Ceal pode ser visto abaixo na Figura 46.

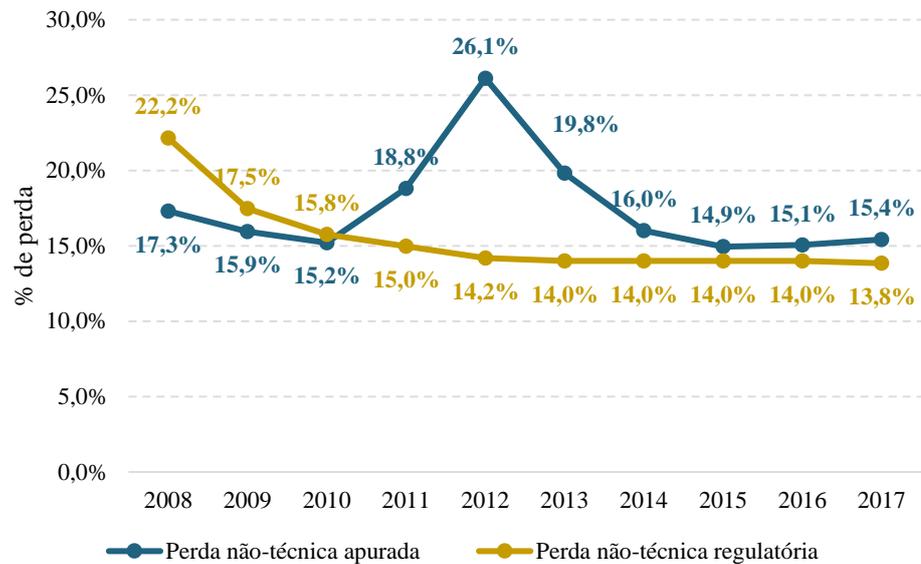
Figura 46 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a Ceal entre 2008 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de perdas não-técnicas para a Celpe pode ser visto abaixo na Figura 47.

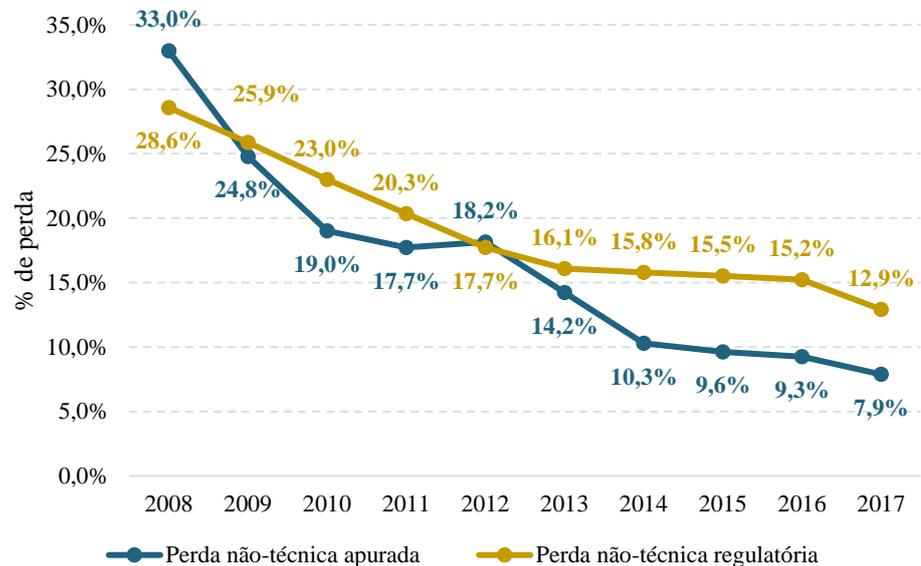
Figura 47 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a Celpe entre 2008 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de perdas não-técnicas para a Cemar pode ser visto abaixo na Figura 48.

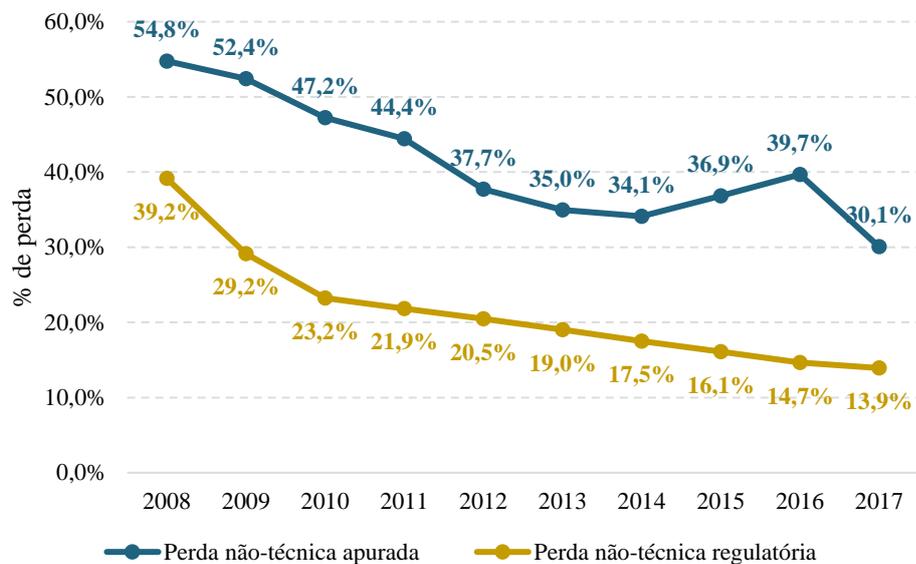
Figura 48 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a Cemar entre 2008 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de perdas não-técnicas para a Cepisa pode ser visto abaixo na Figura 49.

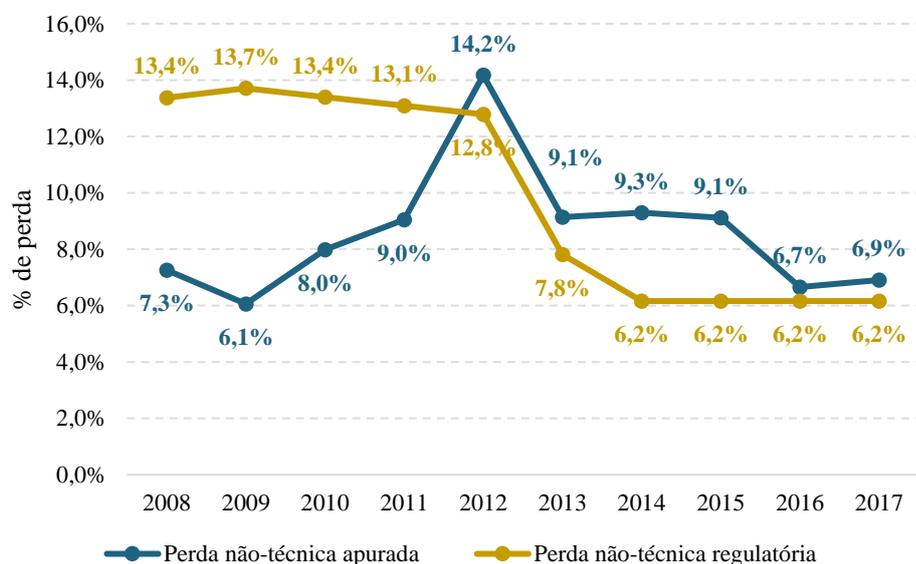
Figura 49 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a Cepisa entre 2008 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de perdas não-técnicas para a Coelba pode ser visto abaixo na Figura 50.

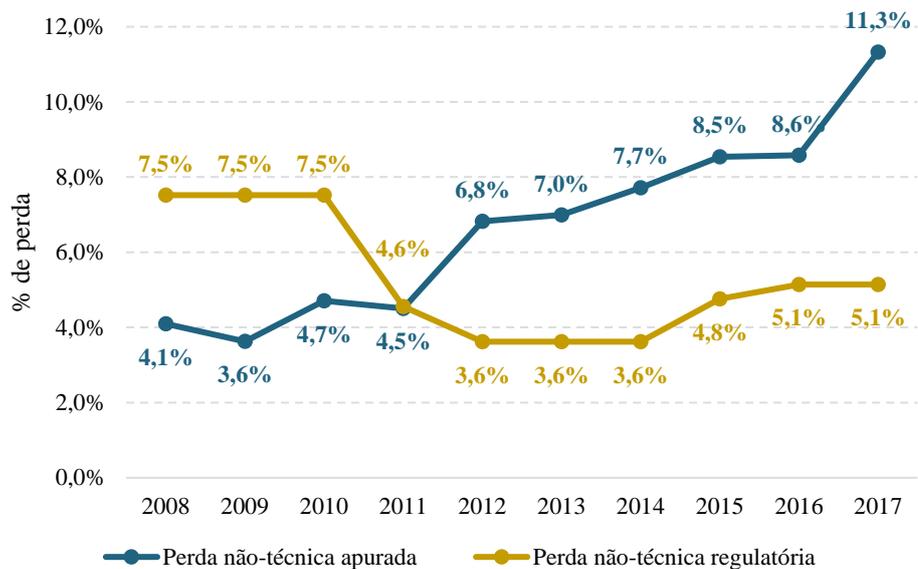
Figura 50 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a Coelba entre 2008 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de perdas não-técnicas para a Coelce pode ser visto abaixo na Figura 51.

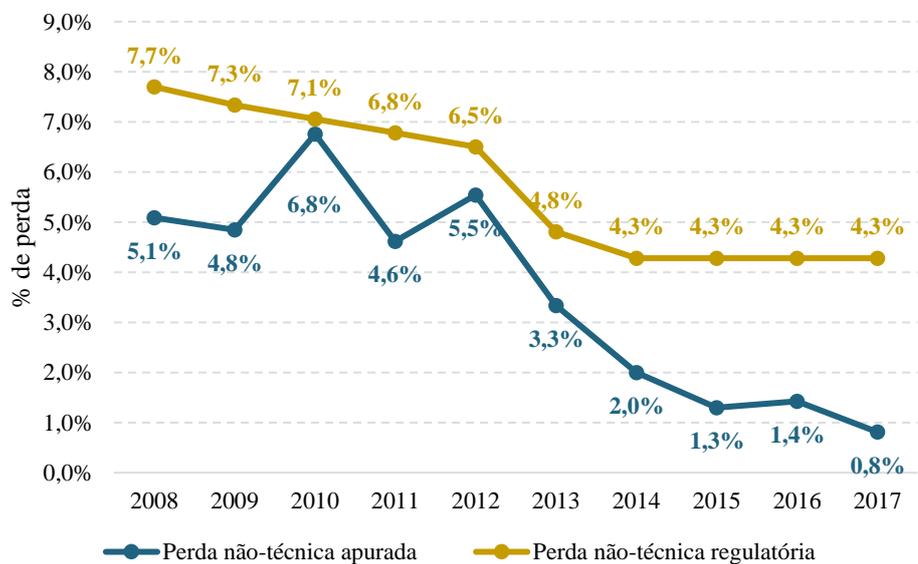
Figura 51 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a Coelce entre 2008 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de perdas não-técnicas para a Cosern pode ser visto abaixo na Figura 52.

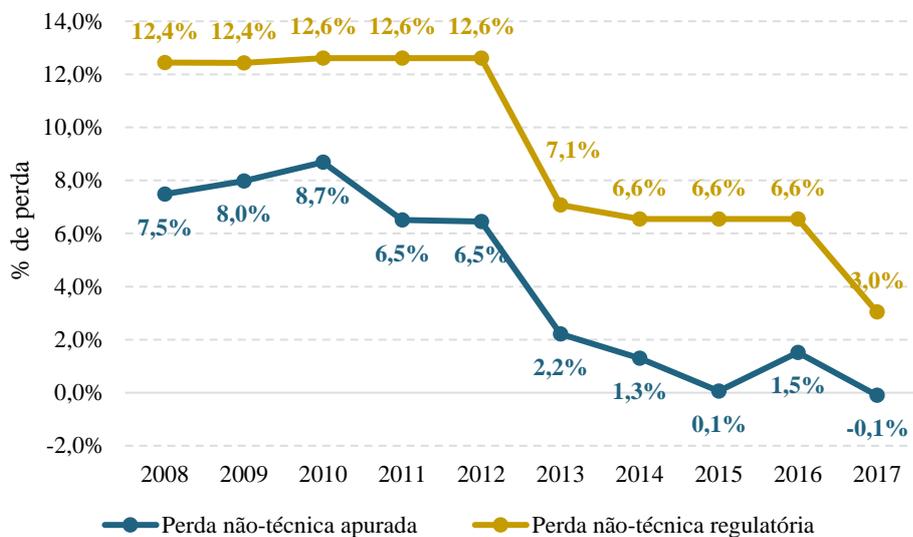
Figura 52 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a Cosern entre 2008 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de perdas não-técnicas para a EBO pode ser visto abaixo na Figura 53.

Figura 53 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a EBO entre 2008 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de perdas não-técnicas para a EPB pode ser visto abaixo na Figura 54.

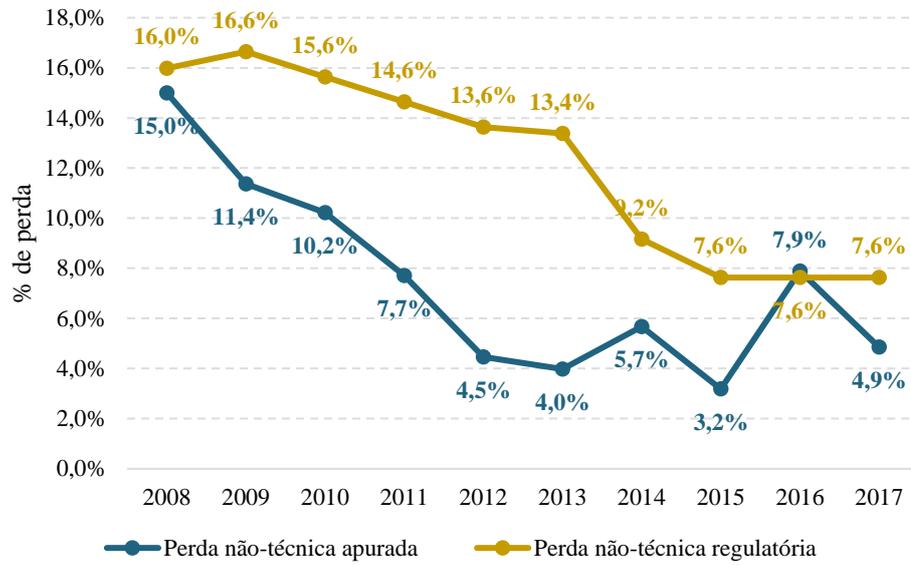
Figura 54 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a EPB entre 2008 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de perdas não-técnicas para a ESE pode ser visto abaixo na Figura 55.

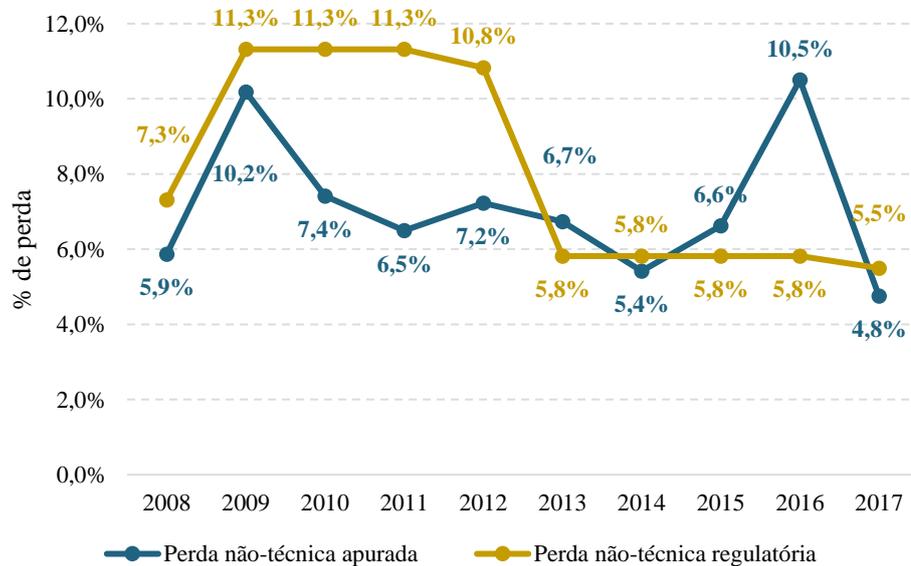
Figura 55 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a ESE entre 2008 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de perdas não-técnicas para a Sulgipe pode ser visto abaixo na Figura 56.

Figura 56 - Perdas não-técnica apurada e regulatória para a Sulgipe entre 2008 e 2017



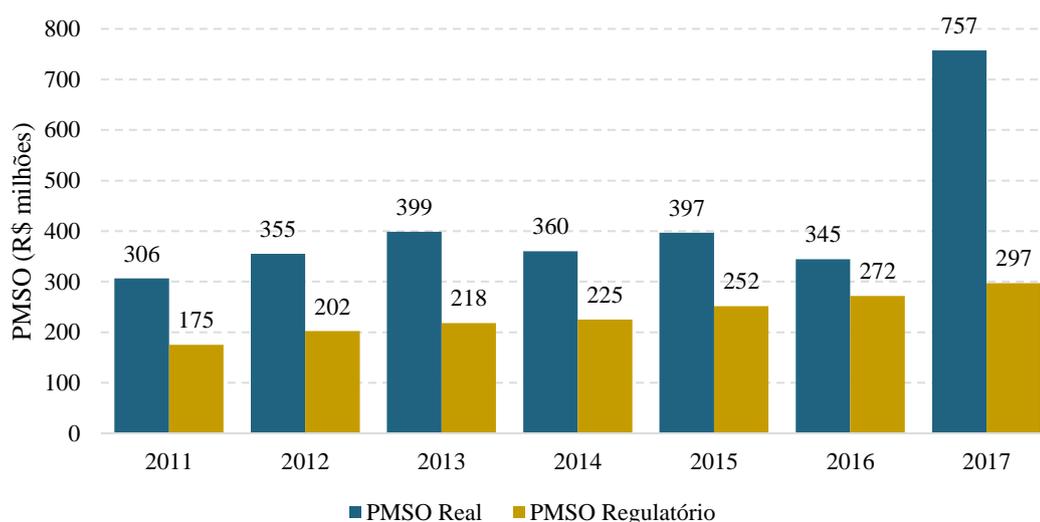
Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

Apêndice F: Gráficos de PMSO Histórico para as Distribuidoras Nordesteiras

Para a análise das despesas PMSO, foram pegos os dados históricos referentes ao maior período de tempo possível disponibilizados pela ANEEL.

O histórico de despesas PMSO para a Ceal pode ser visto abaixo na Figura 57.

Figura 57 - Despesas PMSO real e regulatória para a Ceal entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de despesas PMSO para a Celpe pode ser visto abaixo na Figura 58.

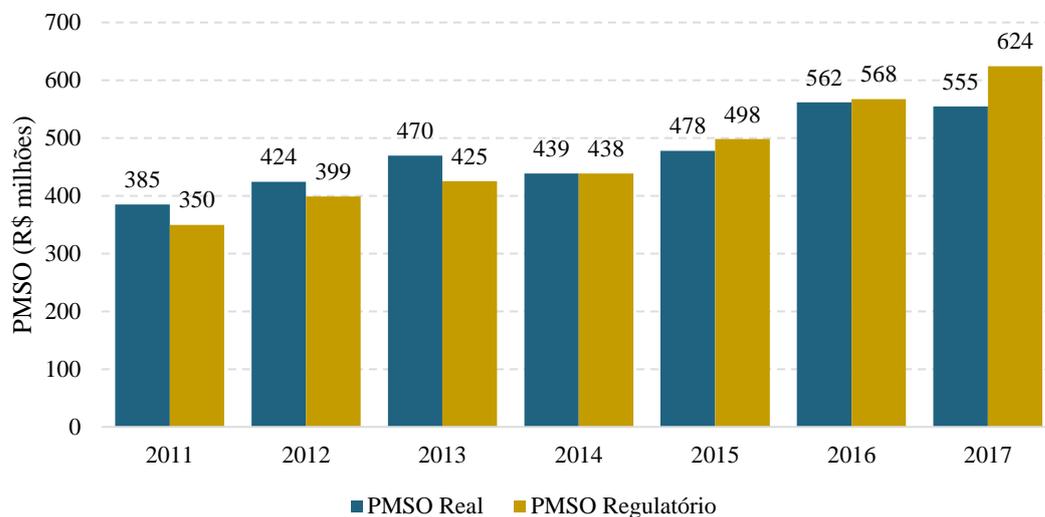
Figura 58 - Despesas PMSO real e regulatória para a Celpe entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de despesas PMSO para a Cemar pode ser visto abaixo na Figura 59.

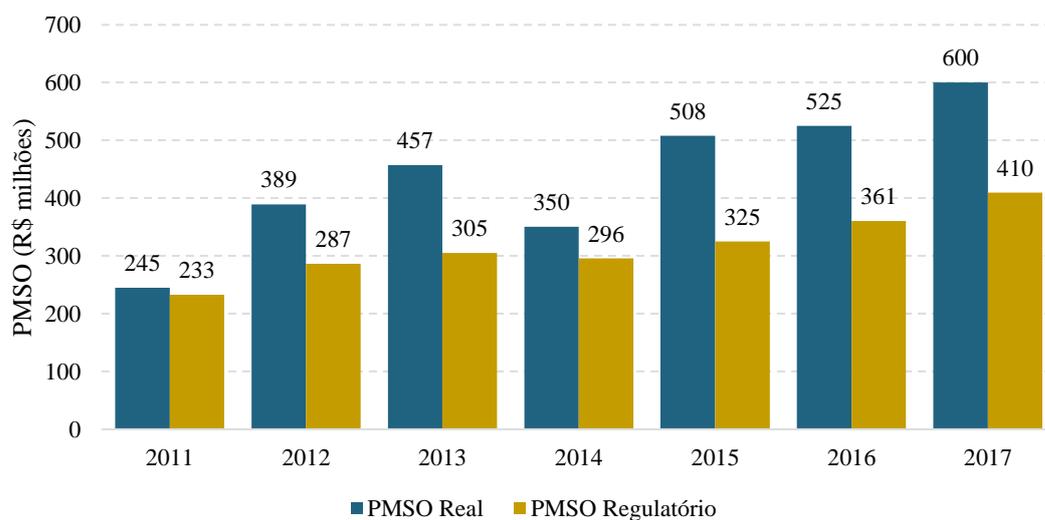
Figura 59 - Despesas PMSO real e regulatória para a Cemar entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de despesas PMSO para a Cepisa pode ser visto abaixo na Figura 60.

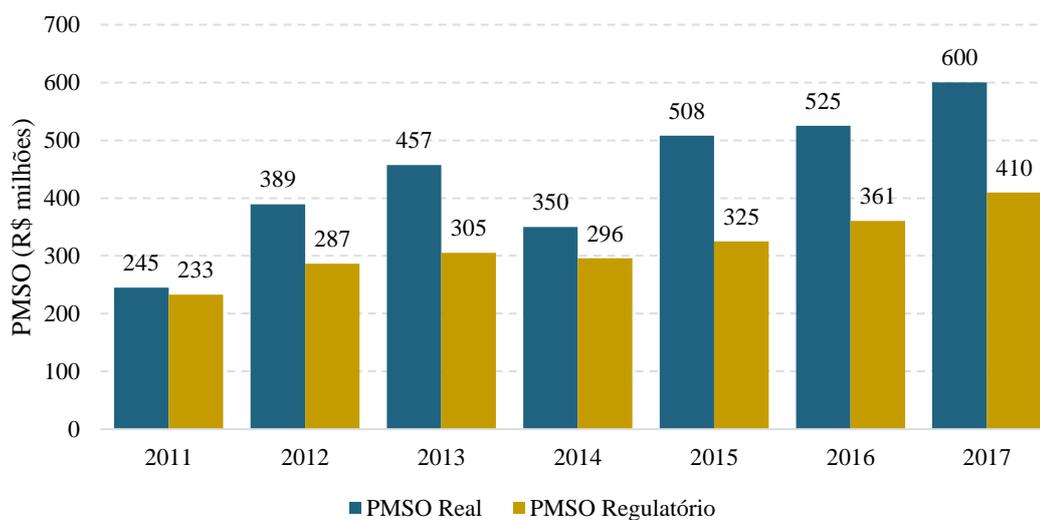
Figura 60 - Despesas PMSO real e regulatória para a Cepisa entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de despesas PMSO para a Coelba pode ser visto abaixo na Figura 61.

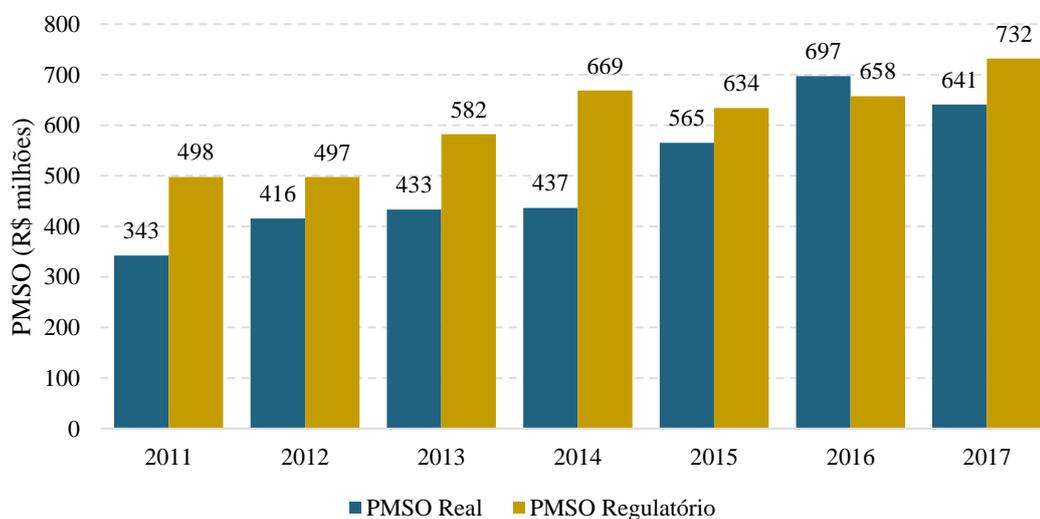
Figura 61 - Despesas PMSO real e regulatória para a Coelba entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de despesas PMSO para a Coelce pode ser visto abaixo na Figura 62.

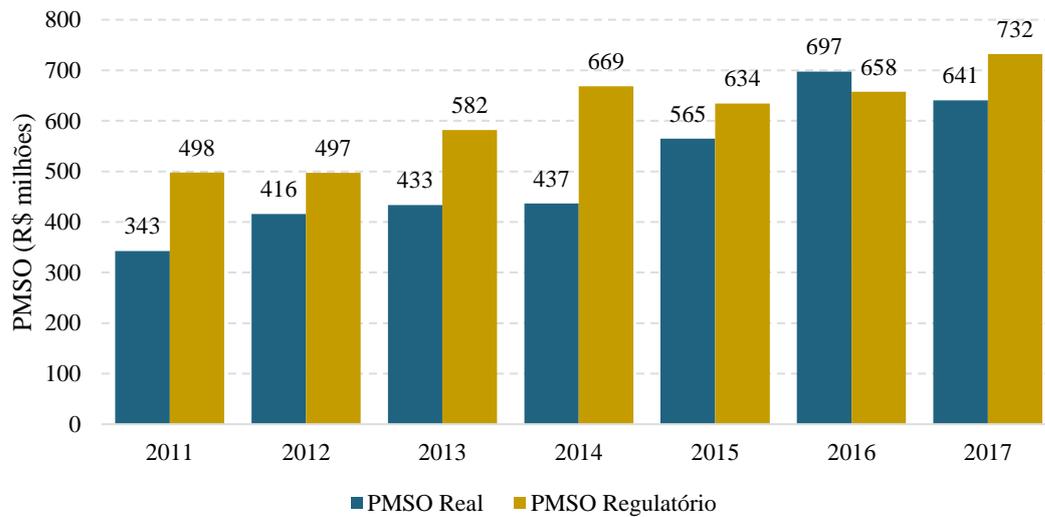
Figura 62 - Despesas PMSO real e regulatória para a Coelce entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de despesas PMSO para a Cosern pode ser visto abaixo na Figura 63.

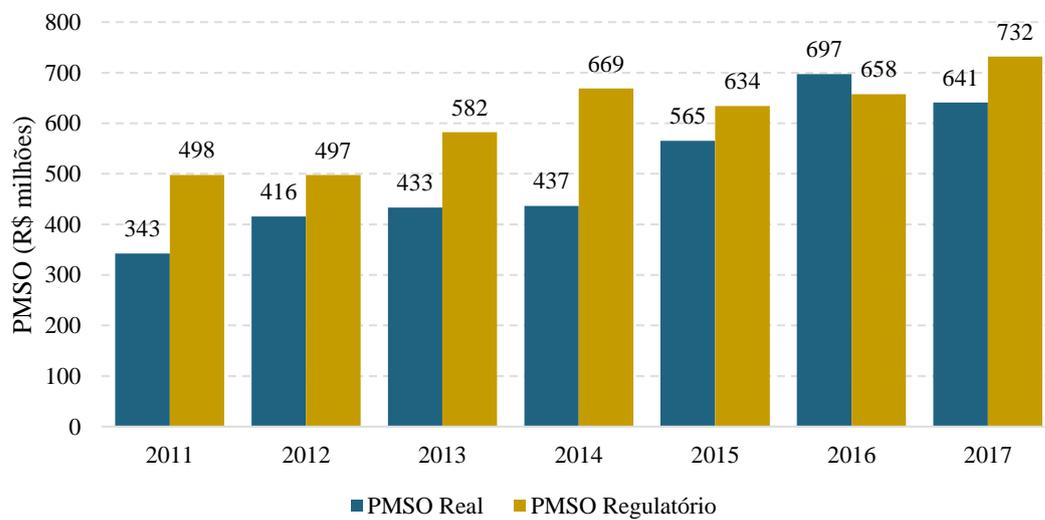
Figura 63 - Despesas PMSO real e regulatória para a Cosern entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de despesas PMSO para a EBO pode ser visto abaixo na Figura 64.

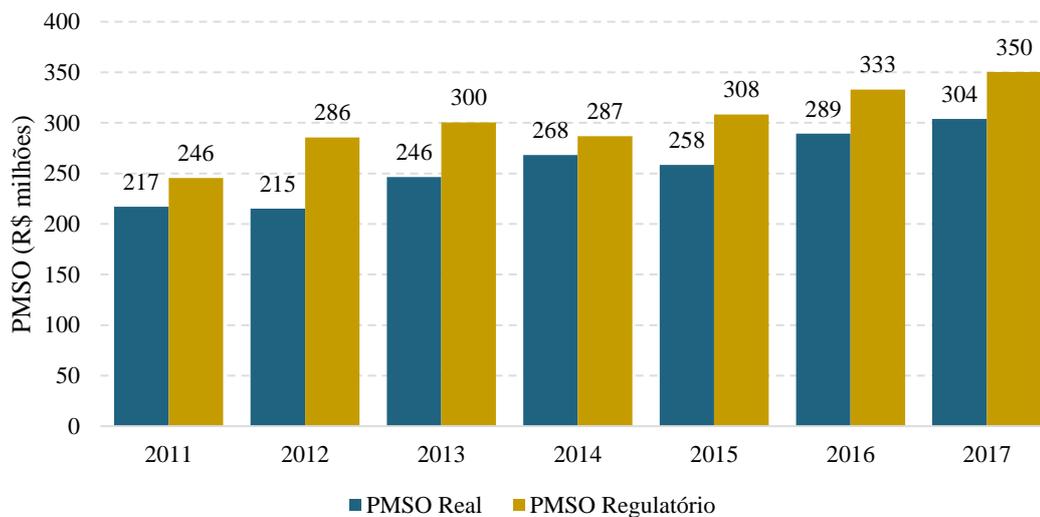
Figura 64 - Despesas PMSO real e regulatória para a EBO entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de despesas PMSO para a EPB pode ser visto abaixo na Figura 65.

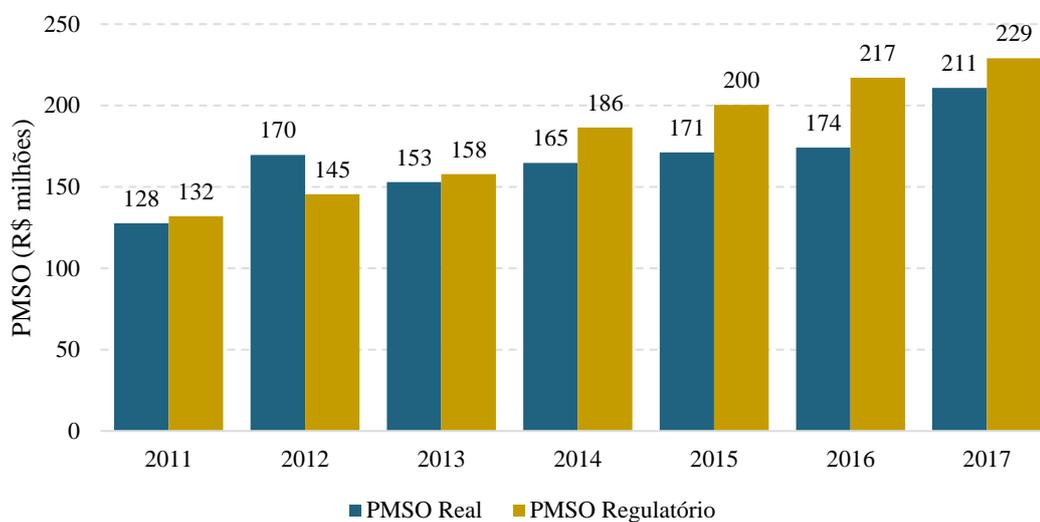
Figura 65 - Despesas PMSO real e regulatória para a EPB entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de despesas PMSO para a ESE pode ser visto abaixo na Figura 66.

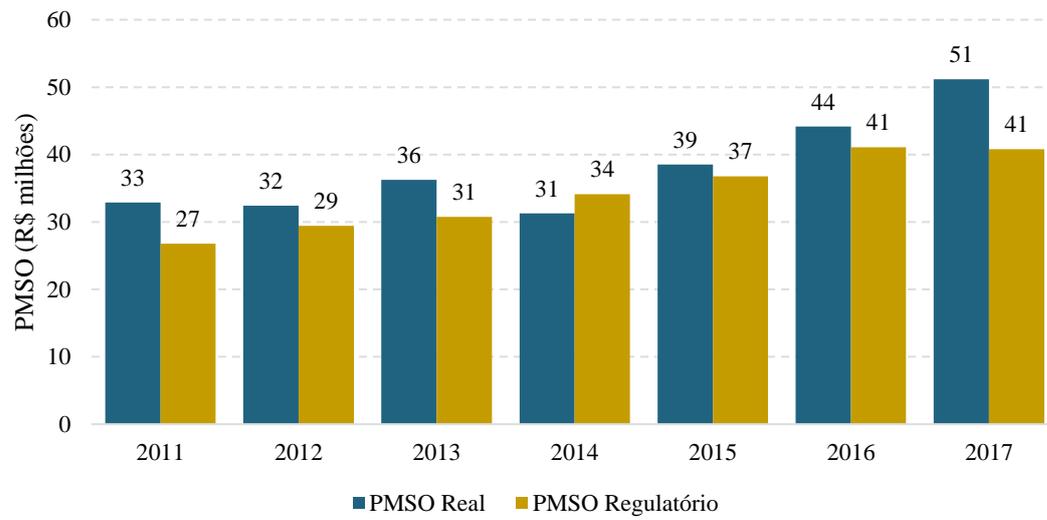
Figura 66 - Despesas PMSO real e regulatória para a ESE entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico de despesas PMSO para a Sulgipe pode ser visto abaixo na Figura 67.

Figura 67 - Despesas PMSO real e regulatória para a Sulgipe entre 2011 e 2017



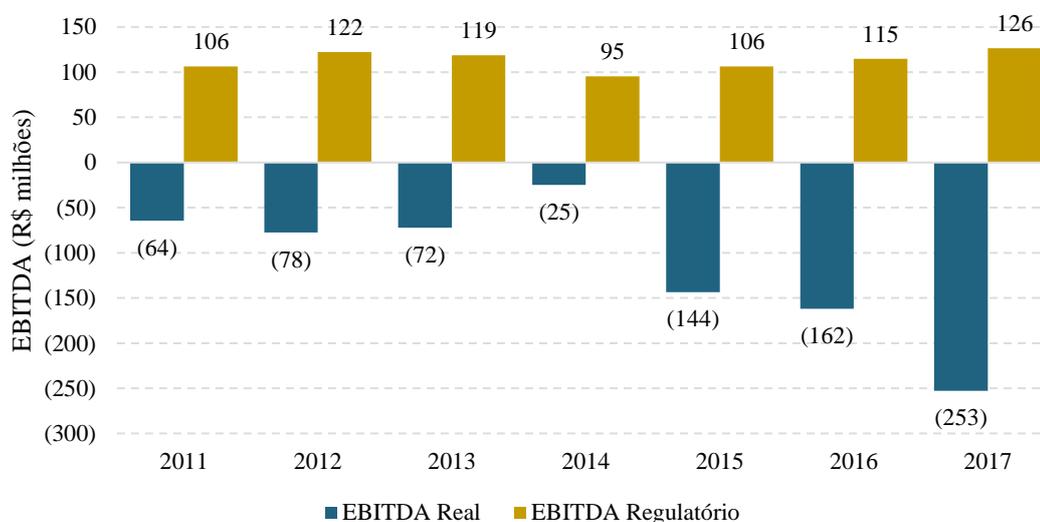
Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

Apêndice G: Gráficos de EBITDA Histórico para as Distribuidoras Nordesteiras

Para a análise do LAJIDA, foram pegos os dados históricos referentes ao maior período de tempo possível disponibilizados pela ANEEL. Nota-se que, entretanto, o órgão regulador adota a nomenclatura em inglês EBITDA (“*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*”) para o indicador.

O histórico do LAJIDA (EBITDA) para a Ceal pode ser visto abaixo na Figura 68.

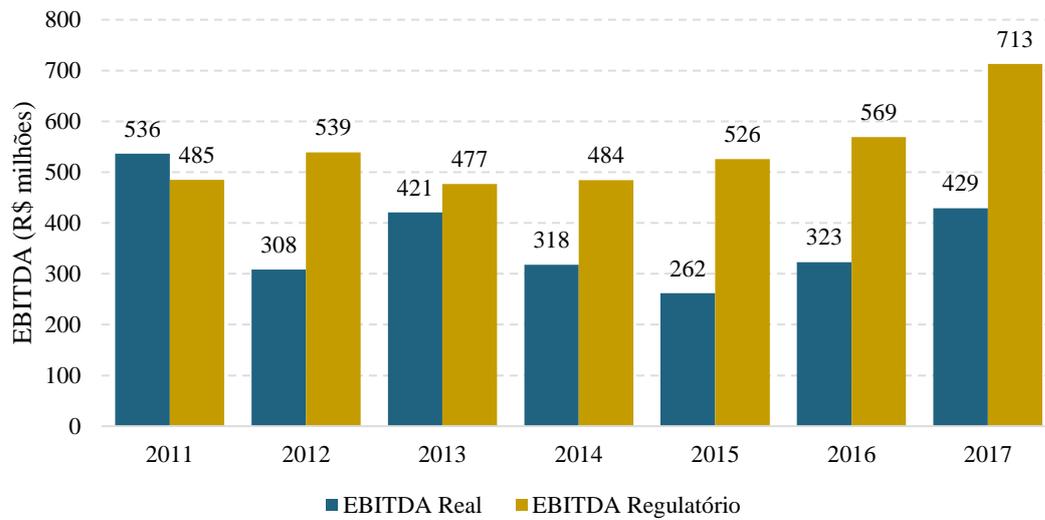
Figura 68 - EBITDA real e regulatório para a Ceal entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico do LAJIDA (EBITDA) para a Celpe pode ser visto abaixo na Figura 69.

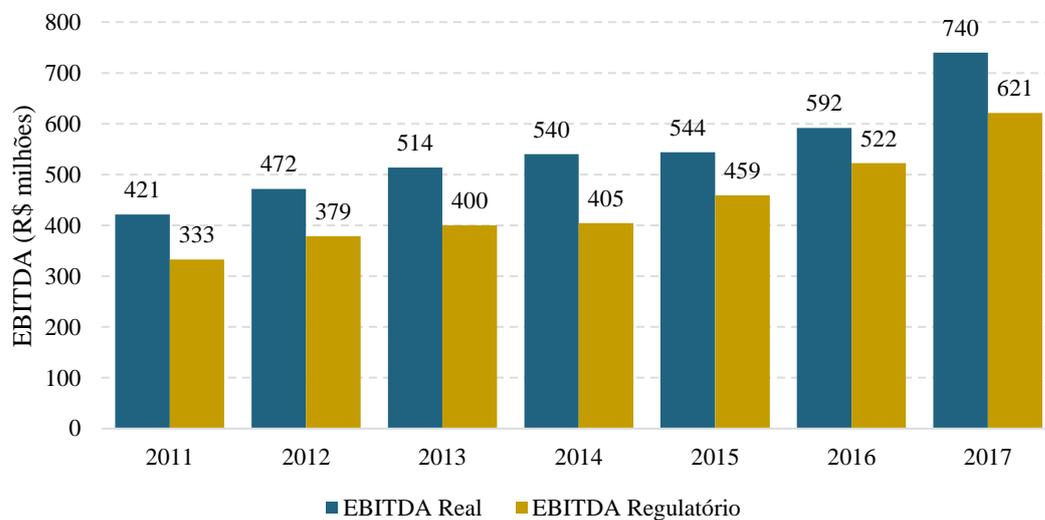
Figura 69 - EBITDA real e regulatório para a Celpe entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico do LAJIDA (EBITDA) para a Cemar pode ser visto abaixo na Figura 70.

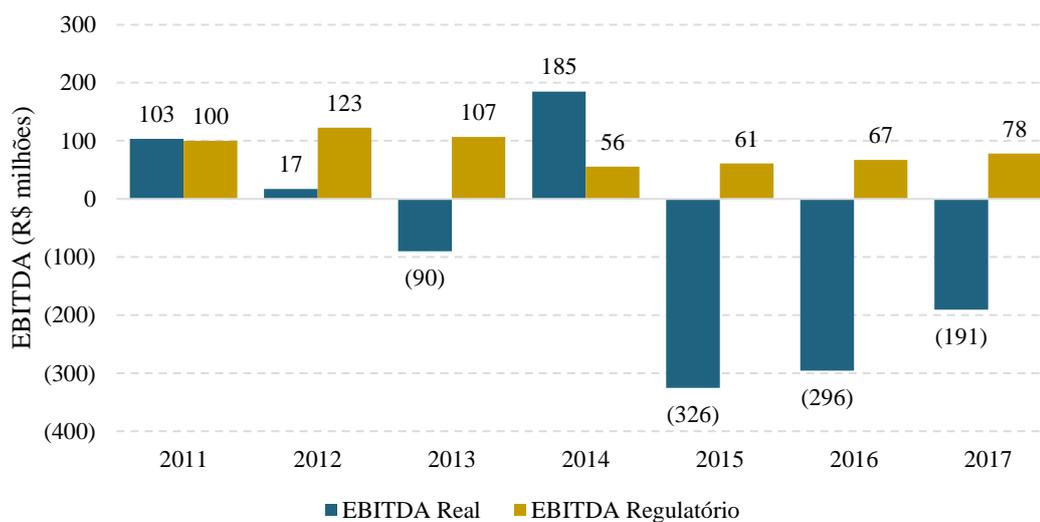
Figura 70 - EBITDA real e regulatório para a Cemar entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico do LAJIDA (EBITDA) para a Cepisa pode ser visto abaixo na Figura 71.

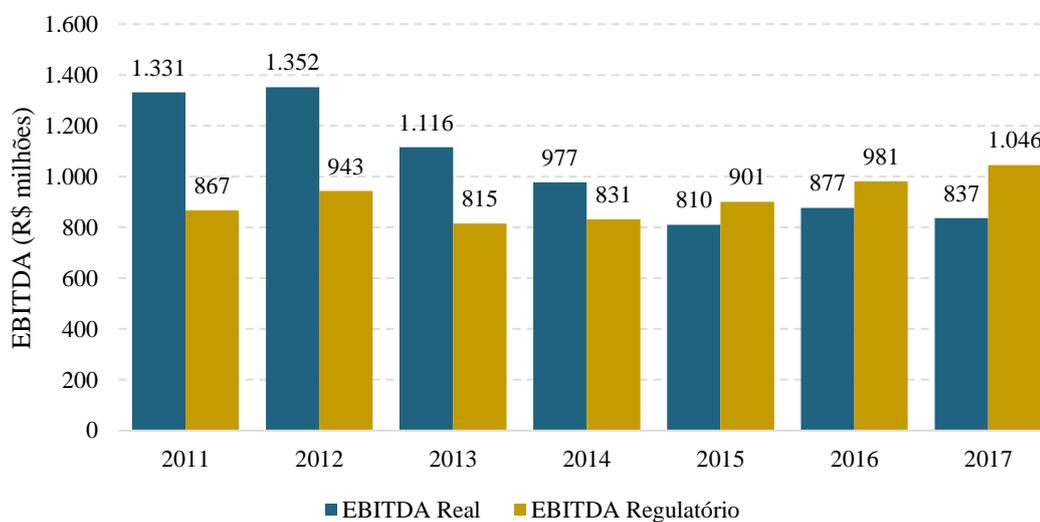
Figura 71 - EBITDA real e regulatório para a Cepisa entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico do LAJIDA (EBITDA) para a Coelba pode ser visto abaixo na Figura 72.

Figura 72 - EBITDA real e regulatório para a Coelba entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico do LAJIDA (EBITDA) para a Coelce pode ser visto abaixo na Figura 73.

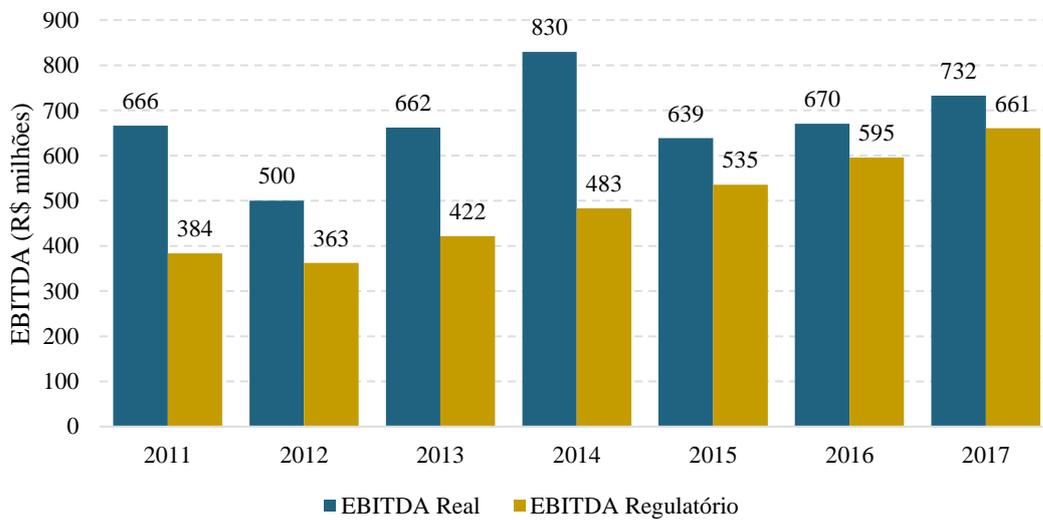
Figura 73 - EBITDA real e regulatório para a Coelce entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico do LAJIDA (EBITDA) para a Cosern pode ser visto abaixo na Figura 74.

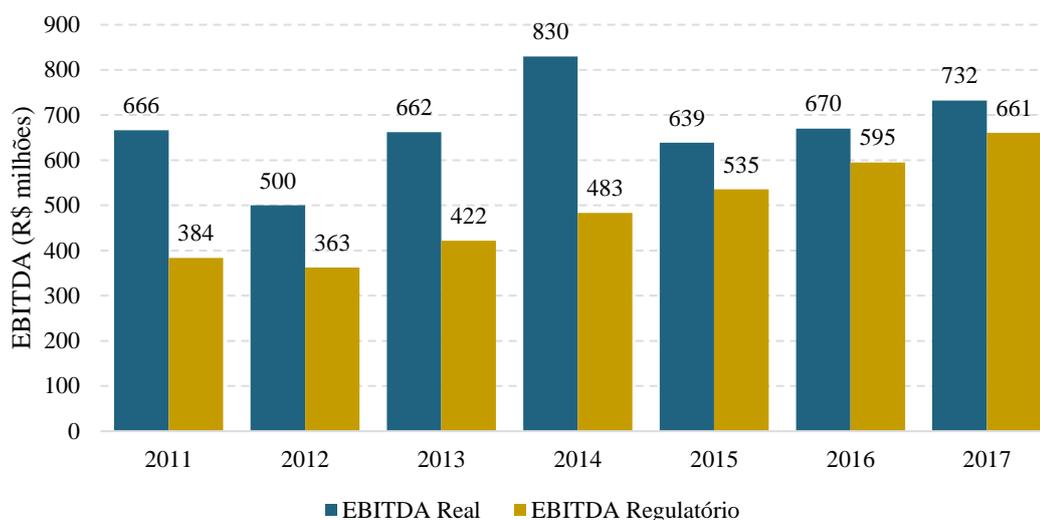
Figura 74 - EBITDA real e regulatório para a Cosern entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico do LAJIDA (EBITDA) para a EBO pode ser visto abaixo na Figura 75.

Figura 75 - EBITDA real e regulatório para a EBO entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico do LAJIDA (EBITDA) para a EPB pode ser visto abaixo na Figura 76.

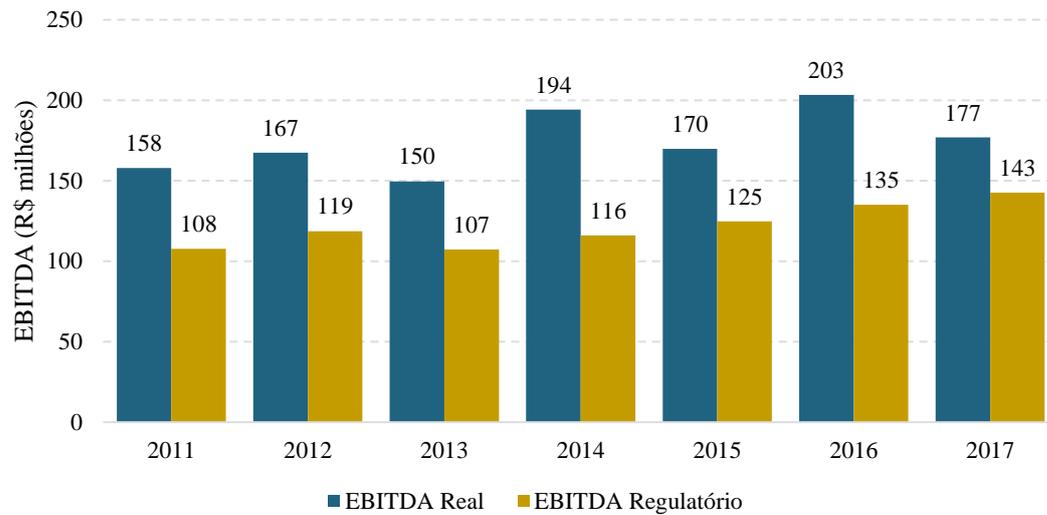
Figura 76 - EBITDA real e regulatório para a EPB entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico do LAJIDA (EBITDA) para a ESE pode ser visto abaixo na Figura 77.

Figura 77 - EBITDA real e regulatório para a ESE entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor

O histórico do LAJIDA (EBITDA) para a Sulgipe pode ser visto abaixo na Figura 78.

Figura 78 - EBITDA real e regulatório para a Sulgipe entre 2011 e 2017



Fonte: ANEEL, elaborado pelo autor