

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM GESTÃO DE ORGANIZAÇÕES E SISTEMAS
PÚBLICOS

EMILENE FRANCISCO BUENO

Comparação entre o custo de capital aplicado pela ANEEL nas revisões tarifárias e o custo de capital das distribuidoras de energia elétrica para o período de 2015 a 2017

São Carlos
2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM GESTÃO DE ORGANIZAÇÕES E SISTEMAS
PÚBLICOS

EMILENE FRANCISCO BUENO

Comparação entre o custo de capital aplicado pela ANEEL nas revisões tarifárias e o custo de capital das distribuidoras de energia elétrica para o período de 2015 a 2017

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Gestão de Organizações e Sistemas Públicos, para obtenção do título de Mestre em Gestão de Organizações e Sistemas Públicos. Universidade Federal de São Carlos. São Carlos, 20 de setembro de 2018.

Orientação: Prof. Dr. Andrei Aparecido de Albuquerque

São Carlos
2018



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS

Centro de Educação e Ciências Humanas
Programa de Pós-Graduação em Gestão de Organizações e Sistemas Públicos

Folha de Aprovação

Assinaturas dos membros da comissão examinadora que avaliou e aprovou a Defesa de Dissertação de Mestrado da candidata Emilene Francisco Bueno, realizada em 20/09/2018:

Prof. Dr. Andrei Aparecido de Albuquerque
UFSCar

Profa. Dra. Tatiana Albanaz
USP

Profa. Dra. Fabiane Leticia Lizarelli
UFSCar

Certifico que a defesa realizou-se com a participação à distância do(s) membro(s) Tatiana Albanaz e, depois das arguições e deliberações realizadas, o(s) participante(s) à distância está(ão) de acordo com o conteúdo do parecer da banca examinadora redigido neste relatório de defesa.

Prof. Dr. Andrei Aparecido de Albuquerque

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à minha família, pela confiança, apoio e incentivo em mais essa etapa acadêmica.

Em especial à minha mãe Eliza, pela inspiração e por servir de exemplo de superação para seguir aprendendo e perseguir meus ideais.

Ao meu orientador Prof. Dr. Andrei Aparecido de Albuquerque, pela paciência e empatia nos momentos em que apresentei dificuldades no desenvolver da pesquisa. Pelo compartilhamento de sabedoria e seu senso crítico, que fizeram com que o trabalho atingisse um patamar muito além do esperado. Pela sua personalidade acessível e generosa, que são exemplos de humildade e humanidade, e que tornaram o processo de aprendizagem confortável e, ao mesmo tempo, desafiador.

Às Prof. Dra. Tatiana Albanez, Dra. Maria Elisabeth M. C. Andrade e Dra. Fabiane Letícia Lizarelli pelas contribuições e sugestões que tanto enriqueceram a pesquisa.

À psicóloga Mariana Harumi, pelo acompanhamento e pelo generoso apoio durante as fases mais críticas enfrentadas no decorrer do curso, que fizeram com que eu conseguisse concluir esse objetivo.

Ao meu companheiro Marlon, pelo carinho, companheirismo e palavras de incentivo.

À gestão do IFSP reitoria e campus Itapetininga, por proporcionar a oportunidade de qualificação aos servidores.

Principalmente, às minhas colegas de trabalho Lívia e Jéssica, pela compreensão nos momentos de possível limitação profissional em decorrência da dupla jornada profissional-acadêmica.

Por fim, a todos os meus amigos e colegas de trabalho e do mestrado que de alguma forma foram ouvintes ou expectadores das minhas realizações durante o curso, e que tornaram essa jornada mais agradável.

*“É indispensável
trabalhar, pois um mundo de criaturas passivas seria também triste e sem
beleza. Mas precisamos dar um sentido humano às nossas construções. E
quando o amor ao dinheiro, ao sucesso, nos estiver deixando cegos, saibamos
fazer pausas para olhar os lírios do campo e as aves do Céu.”*

(Érico Veríssimo)

RESUMO

BUENO, E. F. Comparação entre o custo de capital aplicado pela ANEEL nas revisões tarifárias e o custo de capital das distribuidoras de energia elétrica para o período de 2015 a 2017. 2018. 148f. Dissertação (Mestrado em Gestão de Organizações e Sistemas Públicos) – Universidade Federal de São Carlos, *campus* São Carlos, São Carlos, 2018.

A formação das tarifas brasileiras de energia elétrica envolve uma série de procedimentos e regulamentações, sendo papel da agência reguladora (ANEEL) estabelecer e revisar os métodos adotados. Uma das metodologias envolvidas no cálculo das tarifas é a remuneração do capital investido pelas concessionárias de distribuição do setor, obtida através da determinação do custo de capital (WACC) regulatório. Esse custo é calculado durante os processos de revisões tarifárias, ao qual as distribuidoras são submetidas periodicamente, e influencia diretamente o índice de reposicionamento tarifário repassado ao consumidor, assim como serve de parâmetro econômico para os investimentos no setor. Considerando a existência de aspectos específicos de atos regulatórios no cálculo utilizado pela ANEEL, esse trabalho busca verificar se o custo de capital regulatório e o custo de capital das distribuidoras de energia elétrica, calculado a partir de seis modelos diferentes, são estatisticamente semelhantes ou se há uma possível sobrevalorização ou desvalorização do índice fixado pela agência reguladora. Tendo em vista a divulgação pela ANEEL de dois valores de WACC regulatório, um denominado “antes de impostos” e um “depois de impostos”, são realizadas comparações a partir dos dois índices a fim de verificar suas peculiaridades. Utiliza-se como amostra 10 empresas de distribuição de energia elétrica de capital aberto que tiveram seus processos definitivos de revisão tarifária concluídos durante o triênio 2015-2017. Para verificação da hipótese desse estudo foram feitas análises de desvios absolutos e relativos e testes não-paramétricos de amostra única (teste de *Wilcoxon*). Os resultados indicaram que tanto o WACC regulatório “antes de impostos” quanto o WACC regulatório denominado “depois de impostos” são superiores aos resultados médios obtidos para o custo de capital das 10 distribuidoras, porém o primeiro índice (que é efetivamente utilizado na remuneração de capital das distribuidoras) apresenta uma maior discrepância. Essas duas formas de cálculo e divulgação dos índices “antes” e “depois de impostos” pela agência reguladora por si só já se apresenta com um fator dificultador do processo de comparação entre o custo de capital regulatório e o apurado utilizando outros modelos. Atendendo ao objetivo principal, a presente pesquisa constata que a taxa de retorno regulatória está, em geral, superestimada pelo regulador, ou seja, o Estado tem propiciado ao investidor uma rentabilidade superior ao custo de capital adequado. Isso ocasiona uma maior atratividade para os investimentos, porém onera mais o consumidor através do reposicionamento das tarifas. Por fim, considerando que a ANEEL estima o WACC para até 3 anos seguintes, observa-se que o método utilizado não acompanha as oscilações do mercado econômico brasileiro. Isso faz com que um ou outro, investidor ou consumidor, seja prejudicado ou beneficiado, a depender do ano analisado.

Palavras-chave: Setor Elétrico. Regulação. Revisão Tarifária. Custo de Capital.

ABSTRACT

BUENO, E. F. Comparison between the cost of capital applied by ANEEL in tariff revisions and the cost of capital of electric energy distributors for the period from 2015 to 2017. 2018. 148f. Dissertation (Master's in management of Public Organizations and Systems) - Federal University of São Carlos, São Carlos campus, São Carlos, 2018.

The formation of electric energy tariffs in Brazil involves a series of procedures and regulations, and the regulatory agency (ANEEL) role is to establish and review the methods adopted. One of the methodologies involved in the calculation of tariffs is the remuneration of the capital invested by distribution concessionaires in the sector, obtained through the regulatory capital cost determination (WACC). This cost is calculated during the tariff review processes to which the distributors are subject periodically, and directly influences the index of its repositioning passed on to the consumer, as well as serving as an economic parameter for the investments in the sector. Considering the existence of specific aspects of regulatory acts in the calculation used by ANEEL, this work has as a goal to verify if the cost of regulatory capital and the cost of capital of the electric energy distributors, calculated from six different models, are statistically similar or if there is a possible overvaluation or devaluation of the index set by the regulatory agency. Because of the disclosure by ANEEL of two regulatory WACC values, a so-called "before tax" and "after tax", comparisons are made from the two indexes in order to verify their peculiarities. It is used as a sample of 10 electric power distribution companies from public capital that had their definitive processes of fee revision concluded during the triennium 2015-2017. To verify the hypothesis of this study, we performed analyses of absolute and relative deviations and non-parametric single-sample tests (Wilcoxon's test). The results indicated that both the "before tax" regulatory WACC and the so-called "after tax" WACC are higher than the average results obtained for the capital cost from 10 distributors, but the first index (which is actually used in the remuneration of distributors' capital) shows a greater discrepancy. These two ways of calculation and dissemination of indices "before" and "after tax" by the regulatory agency itself already is a difficulty factor in the process of comparison between the cost of regulatory capital and the calculated using other models. Watching the main objective, this research finds that the regulatory rate of return is generally overestimated by the regulator, that is, the State has provided the investor with a profitability higher than the adequate cost of capital. This causes a greater attractiveness for the investments, but it charges the consumer more by repositioning the tariffs. Finally, considering that ANEEL estimates the WACC for up to 3 years, it can be observed that the method used does not follow the oscillations of the Brazilian economic market. This makes both investor or consumer be harmed or benefited, depending on the year analyzed.

Keywords: Electric Sector. Regulation. Tariff Review. Cost of Capital.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Estrutura Institucional do setor elétrico.....	34
Gráfico 1 – Comparação entre o WACC regulatório antes de impostos e o $WACC_1$	104
Gráfico 2 – Comparação entre o WACC regulatório antes de impostos e o $WACC_2$	106
Gráfico 3 – Comparação entre o WACC regulatório antes de impostos e o $WACC_3$	108
Gráfico 4 – Comparação entre o WACC regulatório antes de impostos e o $WACC_4$	110
Gráfico 5 – Comparação entre o WACC regulatório antes de impostos e o $WACC_5$	112
Gráfico 6 – Comparação entre o WACC regulatório antes de impostos e o $WACC_6$	114

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Consumo Energia elétrica no Brasil e preço médio da tarifa.....	18
Quadro 2 - Segmentos do Setor Elétrico.....	30
Quadro 3 - Relação de concessionárias distribuidoras de energia elétrica brasileiras.....	32
Quadro 4 - Descrição dos itens que compõe a parcela B.....	47
Quadro 5 - Resumo da BRR1.....	50
Quadro 6 - Equações representativas dos modelos derivados do CAPM.....	61
Quadro 7 - Contas utilizadas para o cálculo da estrutura de capital brasileira.....	72
Quadro 8 - Períodos considerados e valores dos parâmetros.....	79
Quadro 9 - Resultado do WACC.....	80
Quadro 10 - Evolução do WACC Regulatório.....	80
Quadro 11 - Relação de distribuidoras elétricas com processo de RTP definitivo.....	82
Quadro 12 - Relação de distribuidoras de capital aberto com processo de RTP concluído entre os anos de 2015 a 2017.....	84
Quadro 13 - Parâmetros – Modelo Ke_1	88
Quadro 14 - Parâmetros – Modelo Ke_2	89
Quadro 15 - Parâmetros – Modelo Ke_3	90
Quadro 16 - Parâmetros – Modelo Ki_1	91
Quadro 17 - Parâmetros – Modelo Ki_2	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Estrutura de capital das distribuidoras de energia elétrica.....	95
Tabela 2 – Índice dívida das distribuidoras de energia elétrica (proporção PO/PL)	96
Tabela 3 – Taxa livre de risco.....	96
Tabela 4 – Taxa histórica de retorno de mercado (<i>ex-post</i>)	97
Tabela 5 – Prêmio pelo risco de mercado (<i>ex-ante</i>)	97
Tabela 6 – Beta desalavancado US.....	97
Tabela 7 - Beta alavancado.....	97
Tabela 8 – Prêmio pelo risco país Ke_1 (Spread risco default + volatilidade).....	98
Tabela 9 – Prêmio pelo risco país Ke_2 (EMBI + BR)	98
Tabela 10 – Inflação média histórica US	98
Tabela 11 – Custo de Capital Próprio Ke_1 (<i>ex-post</i>)	99
Tabela 12 – Custo de Capital Próprio Ke_2 (<i>ex-ante</i>)	100
Tabela 13 – Custo de Capital Próprio Ke_3 (<i>ex-post</i>)	100
Tabela 14 – Prime Rate US.....	101
Tabela 15 - Custo de Capital de Terceiros Ki_1 (<i>ex-ante</i>)	101
Tabela 16 - Custo de capital de terceiros Ki_2 (<i>ex-post</i>)	102
Tabela 17 – $WACC_1$ (%)	103
Tabela 18 – $WACC_2$ (%)	105
Tabela 19 – $WACC_3$ (%)	107
Tabela 20 – $WACC_4$ (%)	109
Tabela 21 – $WACC_5$ (%)	111
Tabela 22 – $WACC_6$ (%)	113
Tabela 23 – WACC calculado em relação ao WACC regulatório antes de impostos.....	116
Tabela 24 – Desvios absolutos entre o WACC regulatório antes de impostos e o WACC calculado.....	118
Tabela 25 – Desvios relativos entre o WACC regulatório antes de impostos e o WACC calculado (%)......	120
Tabela 26 – Desvios médios entre o WACC regulatório antes de impostos e o WACC calculado (%)......	121
Tabela 27 – Estatística descritiva dos índices de WACC	121
Tabela 28 – Teste de Wilcoxon para WACC regulatório antes de impostos.....	123

Tabela 29 – WACC calculado em relação ao WACC regulatório depois de impostos.....	125
Tabela 30 – Desvios absolutos entre o WACC regulatório depois de impostos e o WACC calculado.....	127
Tabela 31 – Desvios relativos entre o WACC regulatório depois de impostos e o WACC calculado (%)......	129
Tabela 32 – Desvios médios entre o WACC regulatório depois de impostos e o WACC calculado.....	130
Tabela 33 – Teste de Wilcoxon para WACC regulatório depois de impostos.....	130

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica
AIC	Ativo Imobilizado em Curso
AIS	Ativo Imobilizado em Serviço
ANATEL	Agência Nacional de Telecomunicações
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
ANTT	Agência Nacional de Transportes Terrestres
AR	Agência Reguladora
ATP	Arbitrage Pricing Theory
BMP	Balancete Mensal Padronizado
B3	Bolsa de Valores de São Paulo
BRR1	Base de Remuneração Regulatória líquida
CAA	Custo Anual dos Ativos
CAIMI	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis
CAOM	Custo de Administração, Operação e Manutenção
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDI	Certificado de Depósito Interbancário
CDS	Credit Default Swap
CF	Constituição Federal
CMPC	Custo Médio Ponderado de Capital
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
CO	Custos Operacionais
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CRTP	Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas
CSSL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
DF	Despesa financeira
EEl	Edison Electric Institute
EMBI	Emerging Market Bonds Index

EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GWh	Gigawatt-hora
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IGPM	Índice Geral de Preços
IPCA	Índice Nacional Preços ao Consumidor Amplo
IRPJ	Imposto de Renda - Pessoa Jurídica
KWh	Quilowatt-hora
MCSE	Manual de Contabilidade do Setor Elétrico
MIQ	Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade
MME	Ministério de Minas e Energia
MWh	Megawatt-hora
NT	Nota Técnica
OE	Obrigações Especiais
ONS	Operador Nacional do Sistema
OR	Outras Receitas
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa Integração Social
PL	Patrimônio Líquido
PO	Passivo Oneroso
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
QRR	Quota de Reintegração Regulatória
RC	Remuneração de Capital
RGR	Saldo Devedor da Reserva Global de Reversão
RI	Receitas Irrecuperáveis
RR	Receita Requerida
RT	Reposicionamento Tarifário
RTA	Reajuste tarifário anual
RTE	Revisão tarifária extraordinária
RTP	Revisão Tarifária Periódica
RV	Receita Verificada
SGT	Superintendência de Gestão Tarifária
SRE	Superintendência de Regulação Econômica

WACC

Weighted Average Cost of Capital

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	17
1.1.	CONTEXTUALIZAÇÃO	17
1.2.	PROBLEMA DE PESQUISA	24
1.3.	OBJETIVOS	25
1.4.	HIPÓTESE	26
1.5.	JUSTIFICATIVA	26
1.6.	ESTRUTURA DO TRABALHO	28
2.	SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	30
2.1.	ESTRUTURA DE REDE	30
2.1.1.	Setor de distribuição de energia elétrica	31
2.2.	ESTRUTURA INSTITUCIONAL	33
2.3.	ASPECTOS DA REGULAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS NO BRASIL	35
2.3.1.	Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.....	37
3.	REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA - RTP	41
3.1.	HISTÓRICO DE APLICAÇÃO DAS RTP	42
3.2.	REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO	44
3.2.1.	Receita Requerida <i>versus</i> Receita Verificada.....	45
3.3.	CUSTOS GERENCIÁVEIS E NÃO GERENCIÁVEIS	46
3.3.1.	Parcela B.....	47
3.3.1.1.	Remuneração de capital.....	49
4.	CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL - WACC	52
4.1.	ESTRUTURA DE CAPITAL.....	53
4.2.	CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO.....	55
4.3.	PREMISSAS DO MODELO CLÁSSICO DO CAPM	56
4.3.1.	Taxa de retorno do ativo livre de risco	56
4.3.2.	Beta.....	57
4.3.3.	Prêmio pelo risco de mercado.....	57
4.4.	CRÍTICAS AO MODELO CLÁSSICO DO CAPM.....	58
4.5.	ADAPTAÇÃO DO CAPM AOS MERCADOS EMERGENTES	59
4.5.1.	Nível de integração de mercado.....	63
4.5.2.	Premissas dos modelos brasileiros do CAPM	65
4.6.	CUSTO DE CAPITAL DE TERCEIROS	67

5.	CUSTO DE CAPITAL ADOTADO PELA ANEEL	70
5.1.	ESTRUTURA DE CAPITAL.....	71
5.2.	CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO	73
5.2.1.	Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco e Taxa de Retorno do Mercado	74
5.2.2.	Beta da Ação.....	74
5.2.3.	Prêmio de Risco Soberano em relação ao mercado de referência.....	75
5.3.	CUSTO DE CAPITAL DE TERCEIROS	75
5.3.1.	Risco de crédito da empresa	76
5.4.	WACC REGULATÓRIO DEPOIS DE IMPOSTOS	76
5.5.	WACC REGULATÓRIO ANTES DE IMPOSTOS	77
5.6.	RESULTADOS WACC REGULATÓRIO	79
6.	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	81
6.1.	CARACTERIZAÇÃO DA PESQUISA	81
6.2.	POPULAÇÃO E AMOSTRA	82
6.3.	COLETA DE DADOS	84
6.3.1.	Custo de capital próprio – Modelo Ke_1.....	85
6.3.2.	Custo de capital próprio - Modelo Ke_2	89
6.3.3.	Custo de capital próprio - Modelo Ke_3	90
6.3.4.	Custo de capital de terceiros - Modelo Ki_1	91
6.3.5.	Custo de capital de terceiros - Modelo Ki_2	92
6.4.	PROCEDIMENTOS ESTATÍSTICOS	93
7.	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	95
7.1.	ESTRUTURA DE CAPITAL.....	95
7.2.	CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO	96
7.2.1.	Ke_1	99
7.2.2.	Ke_2	99
7.2.3.	Ke_3	100
7.3.	CUSTO DE CAPITAL DE TERCEIROS	101
7.3.1.	Ki_1.....	101
7.3.2.	Ki_2.....	102
7.4.	RESULTADOS WACC	102
7.4.1.	WACC₁	102
7.4.2.	WACC₂	105
7.4.3.	WACC₃	107

7.4.4. WACC₄	109
7.4.5. WACC₅	111
7.4.6. WACC₆	113
7.5. COMPARAÇÃO ENTRE O WACC REGULATÓRIO ANTES DE IMPOSTOS E O WACC CALCULADO	115
7.5.1. Análise estatística	121
7.6. COMPARAÇÃO ENTRE O WACC REGULATÓRIO DEPOIS DE IMPOSTOS E O WACC CALCULADO	124
7.6.1. Análise estatística	130
7.7. DISCUSSÕES SOBRE OS RESULTADOS	132
8. CONCLUSÃO	136
REFERÊNCIAS	139

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

O consumo de energia elétrica pode ser considerado um dos principais indicadores do desenvolvimento econômico e do nível de qualidade de vida em uma sociedade. Isso porque ele reflete o ritmo de atividade dos setores industrial, comercial e de serviços, assim como a capacidade de aquisição pela população de bens e serviços tecnologicamente avançados que exigem acesso à rede elétrica. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL], 2008)

Segundo Ferreira Neto, Correa e Perobelli (2016) a teoria econômica não estabelece ainda de forma explícita a relação entre consumo de energia e crescimento econômico, porém, citando Stern (1997)¹, constatam que um ponto comum apontado na literatura é que a energia é essencial para o processo produtivo de um país.

Os autores citam que no Brasil, no período entre 1990 e 2009, a taxa de crescimento médio do consumo de energia foi de 3,41% ao ano, enquanto o PIB real cresceu 3,49% ao ano. E apontam, a partir dos resultados obtidos, que, em termos de políticas públicas, caso houvesse uma diminuição na demanda por energia, haveria uma queda no crescimento econômico. Porém, o contrário não poderia ser afirmado (embora não pudesse ser descartado), ou seja, caso houvesse uma diminuição do crescimento econômico, não haveria, necessariamente, uma queda na demanda de energia. Os autores concluem que “deve-se ter em mente que, ao atender ou estimular a demanda por energia das empresas e famílias, o crescimento da economia acompanhará, *ceteris paribus*, essa trajetória” (FERREIRA NETO; CORREA; PEROBELLI, 2016, p. 200).

Consultando os dados de consumo do setor elétrico brasileiro no último Anuário Estatístico de Energia Elétrica (2017) realizado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, é possível observar que o consumo total da rede elétrica brasileira em 2016 ficou em 460.829 (GWh) e o consumo per capita em 2.228 (KWh/Hab), importando em uma redução de 0,9% e 1,6% respectivamente se comparados aos mesmos componentes no ano de 2015.

¹ STERN, D. I. Limits to substitution and irreversibility in Productions and consumption: a neoclassical interpretation of ecological economics. *Ecological Economics*, v. 21, n. 3, p. 197- 215, 1997.

Ainda, é possível observar no Quadro 1 os sucessivos² aumentos nos valores das tarifas médias de energia elétrica, sendo a maior variação no ano de 2015, o que pode ter influenciado a redução no consumo a partir desse período.

Quadro 1 - Consumo de energia elétrica no Brasil e preço médio da tarifa.

	2012	2013	2014	2015	2016	$\Delta\%$ (2016/2015)
Consumo Rede (GWh)	448.176	463.134	474.823	464.976	460.829	-0,9
Consumo Per Capita (KWh/hab.)	2.239	2.294	2.335	2.266	2.228	-1,6
Tarifa média (R\$/MWh) sem tributos	292,85	254,45	276,97	395,00	419,09	6,1

Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica (2017)

As tarifas cobradas pela distribuição de energia elétrica no Brasil são regulamentadas pela ANEEL e sua composição envolve uma série de procedimentos e metodologias adotados pela agência.

O segmento de distribuição de energia elétrica é a ponta final de uma estrutura que, assim como na maioria dos países, é composta por um sistema de rede formado pelos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, sendo estes operados e administrados por agentes distintos.

O segmento de comercialização de energia elétrica possui características de mercado competitivo. Isso se deve a existência de muitos agentes e, também, pelo fato do produto, a energia elétrica, ser homogêneo, como uma *commodity*. (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA [ABRADEE], 2016)

O segmento de geração também foi considerado um mercado competitivo até 2012, pois a maioria absoluta dos geradores eram livres para negociar seus preços, seja diretamente com consumidores livres, seja por meio de leilões regulados. A partir de 2013, porém, houve uma alteração no segmento de geração, onde muitas usinas hidrelétricas antigas passaram a ter seus preços controlados pela ANEEL, sendo essa a condição para a renovação antecipada de seus contratos de concessão. (ABRADEE, 2016)

Já os segmentos de transmissão e distribuição são considerados monopólios naturais, pois sua estrutura física torna economicamente inviável a competição entre dois agentes em

² Houve uma redução no valor médio da tarifa durante o ano de 2013 devido à MP 579/2012, convertida posteriormente na Lei 12.783/2013.

uma mesma área de concessão, ocorrendo, assim, procedimentos regulatórios (ABRADEE, 2016).

Segundo Andrade e Martins (2017, pág.345) “quando há monopólio natural, os consumidores não possuem alternativas para a substituição do serviço, por isso a intervenção do Estado é necessária para buscar, com a regulação, preço justo e qualidade na prestação dos serviços”.

Isso significa que o Estado deve atuar em prol da garantia da eficiência dos serviços juntamente com a prática de tarifas acessíveis, pois, como não há competitividade, caso não houvesse atos regulatórios, as empresas poderiam tarifar seus serviços indiscriminadamente.

Com esse intuito de regulamentação do setor, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL foi criada em dezembro de 1996 e é a responsável por fiscalizar esses segmentos no Brasil, bem como garantir tarifas justas aos consumidores sem prejudicar o desenvolvimento econômico-financeiro das operadoras (BRUGNI et al., 2013).

Sobre o setor de distribuição, a ANEEL aplica critérios para a determinação das tarifas a serem cobradas, objetivando manter o equilíbrio entre dois fatores: i) a remuneração de capital dos acionistas e a atratividade do setor para investimentos; e ii) a modicidade tarifária em consonância com a garantia da qualidade do serviço prestado.

Quanto à modicidade tarifária, Mello (2008, pag. 723) descreve que as tarifas devem ser "acessíveis aos usuários, de modo a não os onerar excessivamente, pois o serviço público, por definição, corresponde à satisfação de uma necessidade ou conveniência básica dos membros da sociedade”.

Quanto a remuneração de capital e a atratividade do setor para investimentos, é necessário que o poder público, em suas concessões, proporcione condições de negócio para que as prestadoras de serviço possam operar e fazer a manutenção de suas atividades, além de obter retorno financeiro para seus acionistas (remuneração do capital investido).

Essa remuneração do capital é dada através do cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital - CMPC (também pode-se utilizar o termo em língua inglesa *Weighted Average Cost Of Capital* – WACC – ou simplesmente Custo de Capital) e espera-se que quanto maior o índice de retorno projetado, mais propício o setor se torne para atrair novos investimentos.

Segundo Assaf Neto e Lima (2014, p. 514) “o custo de capital é formado a partir das informações sobre as expectativas mínimas de retorno exigidas pelas fontes de financiamento (credores e investidores)”. Os autores utilizam como exemplo que se o custo de capital for fixado em 15%, assume-se que o investimento deve ter um retorno financeiro mínimo que se

iguale a essa taxa, pois, assim, há a remuneração adequada aos proprietários do capital investido.

De forma mais detalhada, Assaf Neto, Lima e Araújo (2008) explicam que o custo de capital de uma empresa é considerado um custo de oportunidade e representa a taxa de retorno da melhor proposta de investimento disponível frente à proposta considerada, nas mesmas condições de risco. Ou seja, significa que o investidor terá, no mínimo, o retorno financeiro mais atraente do mercado, dentre as opções de risco similar, quando optar por investir em determinado negócio.

A dinâmica de concessões do setor elétrico prevê que, além de uma tarifa inicial definida em processo licitatório, as distribuidoras devem ser submetidas a processos de Revisão Tarifária Periódica – RTP, mecanismo que visa a adequação das tarifas praticadas ao longo da vigência do contrato.

Prevista na Lei das Concessões nº 8.987/1995, em seu Art. 9º, o objetivo da RTP é manter o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, redefinindo o nível de eficiência dos custos operacionais e **os parâmetros da remuneração dos investimentos das distribuidoras**, sendo realizada a cada quatro anos, em média, de acordo com o contrato de concessão. (ANEEL, 2016c)

Os processos de Revisão Tarifária Periódica - RTP instituídos pela ANEEL, no que tange aos aspectos metodológicos do custo de capital empregado nas revisões tarifárias, já foram objeto de estudo de diversos autores, tais como Coutinho e Oliveira (2002), Rocha, Camacho e Fiuza (2006), Barros et al. (2012), Guimarães e Gonçalves (2014) e Carvalhaes, Albuquerque e Silva (2014).

Coutinho e Oliveira (2002) desenharam uma metodologia alternativa à definida na Nota Técnica 097/2001 da SRE/ANEEL, que tratava da segunda revisão tarifária da Espírito Santo Centrais Elétricas S. A. – ESCELSA, e que serviria de subsídio para o 1º ciclo de RTP no período 2003-2006.

Os autores partiram da discussão da fórmula geral para determinação da taxa de retorno e de cada um de seus componentes constantes na referida NT, para propor possíveis ajustes e alternativas de modelos para o cálculo que resultasse em uma taxa de retorno adequada para as concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras.

Rocha, Camacho e Fiuza (2006) realizaram um estudo do cálculo do custo de capital fixado pela ANEEL para aplicação nos anos de 2007 a 2009, durante o 2º ciclo de RTP, propondo ajustes em alguns parâmetros do cálculo a fim de aprimorar a metodologia adotada e alinhá-la com as melhores práticas da teoria de finanças e economia de regulação.

Através de ajustes nos parâmetros risco país, risco cambial, risco regulatório, estrutura de capital e capital de terceiros, os autores obtiveram como resultado uma taxa de WACC mais elevada que a estimada pela agência para o mesmo período.

Barros et al. (2012) verificaram se o custo de capital regulado pela ANEEL para as RTP a ocorrerem no 3º ciclo, entre 2011 e 2014, eram condizentes com as especificidades do setor e seus riscos. A partir dos resultados obtidos, constatou-se que o custo de capital regulatório poderia ser maior que o estimado pela agência caso utilizassem em seu cálculo séries uniformes no cálculo ao invés de séries temporais com períodos distintos, além da utilização da média ao invés da mediana para apuração do prêmio de risco país. As simulações realizadas convergiram, inclusive, com as expectativas do mercado para o período.

Guimarães e Gonçalves (2014) enfatizaram em sua pesquisa as alterações no cálculo do custo do capital próprio pela ANEEL para o 3º ciclo de RTP, onde o risco regulatório deixou de ser considerado no cálculo, avaliando o impacto dessa alteração nas expectativas do mercado. Os resultados obtidos evidenciaram que a mudança provocou um aumento nas expectativas de retorno por parte dos investidores.

Por fim, Carvalhaes, Albuquerque e Silva (2014) compararam o custo de capital estimado pela ANEEL com o custo de capital de 5 distribuidoras de energia elétrica com maior significância econômica no mercado, utilizando o modelo de Assaf Neto (2003) para cálculo do custo de capital para os anos de 2010 e 2011. Como resultado, apresentaram que o método alternativo reportou um comportamento mais parecido com o real, indicando assim a possibilidade de retorno financeiro aos investidores estar sendo subestimado, corroborando com os argumentos de Rocha, Camacho e Fiuza (2006) de que seria necessário realizar ajustes em alguns componentes do método de custo de capital regulatório do setor.

Estudos sobre a estrutura de capital das distribuidoras do setor elétrico também foram desenvolvidos, a exemplo de Doege e Matos (2011) e Silva e Schnorrenberger (2015). Nesses estudos foi verificado, entre outros resultados, que as estruturas econômico-financeiras das empresas estudadas são semelhantes, independentemente de serem públicas ou privadas, havendo predomínio de capital de terceiros em sua composição.

É conhecido na teoria de finanças que a composição da estrutura de capital e as fontes de financiamento são relevantes e impactam no valor da empresa (JALILVAND; HARRIS, 1984), ao contrário do que defenderam Modigliani e Miller (1958) em estudo pioneiro sobre o assunto. Teorias sobre as determinantes da estrutura de capital de empresas brasileiras podem ser vistas em Brito, Corrar e Batistella (2007), Albanez (2012) e Póvoa e Nakamura (2015).

Determinar a estrutura de capital, a composição de custo de capital próprio e de terceiros captado por uma empresa, assim como definir o custo médio ponderado de capital (WACC), envolve uma série de procedimentos que não comportam uma regra ou metodologia única.

Para o cálculo do WACC, a maior dificuldade se encontra na determinação do custo de capital próprio, isso porque não há uma maneira explícita de saber do acionista qual a taxa mínima de remuneração desejada para aplicação de seus recursos na empresa (ASSAF NETO; LIMA; ARAÚJO, 2008) e, além disso, há várias metodologias desenvolvidas para a precificação de ativos.

O *Capital Asset Pricing Model* – CAPM de Sharpe (1964) e Lintner (1965) é o modelo mais conhecido e utilizado para a precificação de ativos, embora contenha várias críticas devido à sua limitação para mensuração do custo de capital próprio em mercados emergentes, já que possui premissas advindas principalmente de países desenvolvidos, em geral o mercado norte-americano (CUNHA, 2011).

Como forma de atender às especificidades dos países emergentes, autores como Pereiro (2001, 2002) e Damodaran (2002) defendem que são necessários ajustes para adequar o modelo do CAPM à realidade econômica desses países, que diverge de uma economia desenvolvida. Assim, surgiram diversas adaptações do CAPM às economias emergentes, podendo ser citados os trabalhos de Godfrey e Espinosa (1996), Lessard (1996), Mariscal e Hargis (1999), O'Brien et al. (1999), Pereiro (2001), Damodaran (2002), entre outros.

No Brasil, destaca-se o trabalho de Assaf Neto, Lima e Araújo (2008) que defende a utilização do CAPM ajustado às necessidades do mercado brasileiro, assim como os outros estudos citados, considerando no cálculo, além da inclusão de uma taxa relacionada ao risco país, também a incorporação da volatilidade do mercado acionário brasileiro.

Essa premissa da inclusão da volatilidade do mercado acionário de países emergentes para cálculo do CAPM já havia sido proposta também por Damodaran (2002).

Ainda em estudos brasileiros, Sanvicente (2012, 2015) desenvolveu pesquisas no campo das agências reguladoras brasileiras que utilizam o cálculo do custo de capital, a exemplo da ANEEL e da ANTT, recomendando o uso de dados do mercado local no lugar dos modelos que utilizam dados do mercado norte-americano, justificando que o mercado local já é suficientemente bem desenvolvido para que os preços correntes das ações incorporem informação a respeito de riscos relevantes.

No setor de distribuição de energia elétrica, o custo de capital é a variável chave na determinação da tarifa e na determinação da remuneração dos investidores, logo, qualquer erro na

mensuração do índice pode gerar grandes perdas ou lucros excessivos, sendo, portanto, de grande importância um estudo criterioso da taxa de retorno adequada. (COUTINHO, OLIVEIRA, 2002)

Para Rocha, Bragança e Camacho (2006) o custo de capital deve espelhar precisamente o risco do setor, sendo necessário que haja alinhamento entre a taxa de remuneração de capital nos processos de revisão tarifária e o custo de oportunidade do setor, isso porque o setor de distribuição é considerado o gerador de caixa que deve custear os novos investimentos fundamentais à expansão do sistema elétrico.

Ainda, segundo Rocha, Bragança e Camacho (2006, p. 5), sobre os problemas de se aferir um índice impreciso, tem-se que “estabelecer um custo de capital abaixo do custo de oportunidade pode inviabilizar economicamente os novos investimentos para as empresa do setor” e, ao contrário, se a taxa de retorno é superestimada, “o negócio regulado irá se apropriar de uma rentabilidade superior ao custo de capital adequado, acarretando uma distorção dos sinais de preços tanto para consumidores, quanto para investidores” (ROCHA; BRAGANÇA; CAMACHO, 2006, p. 5). Isso resultará em uma sublocação de recursos e níveis de eficiência produtiva e em redução de bem-estar para a sociedade (ROCHA; BRAGANÇA; CAMACHO, 2006).

Na Nota Técnica nº 22 (ANEEL, 2015a) a agência estabelece o custo de capital vigente para o período entre março de 2015 a dezembro de 2017, ou seja, o índice que deve ser aplicado nas RTP ocorridas nesse período de forma a compor o valor da remuneração do capital das concessionárias de distribuição. O índice geral determinado pela agência para o período foi de 12,26%, considerando empresas sujeitas à tributação de 34% de Imposto de Renda - Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL).

Esse índice é dado através da equação denominada pela ANEEL como WACC real “antes de impostos” e considera em seu cômputo uma parcela relativa aos tributos diretos (IRPJ e CSLL) devidos pelas distribuidoras.

A ANEEL (2015a) também divulga a taxa de remuneração líquida de impostos, denominado WACC real “depois de impostos”, sendo o índice estimado em 8,09% para o mesmo período. A equação do WACC “depois dos impostos” se assemelha ao custo de capital comumente aferido com base na literatura financeira.

A divulgação de dois índices de WACC pela agência reguladora é um dos pontos de discussão desse trabalho, visto que, segundo Camacho (2004), o custo de capital “antes de impostos” não é comparável a *benchmarks* de mercado, entretanto, grande parte das agências reguladoras considera o custo de capital dessa forma quando na determinação de tarifas de serviços públicos.

Entre outras particularidades, a ANEEL estabelece em seu cálculo do custo de capital a determinação de uma estrutura de capital ideal, a partir da média aritmética da estrutura de capital de todas as distribuidoras, e utiliza dados financeiros históricos das companhias (que podem apresentar um *gap* de até 6 anos entre o ano das demonstrações contábeis e a RTP), fixando, assim, um único índice vigente para o período (ANEEL, 2015a).

A agência extrai os dados financeiros para o cálculo do custo de capital do Balancete Mensal Padronizado – BMP, obrigação assessoria contábil a que as distribuidoras são submetidas, prevista no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE.

Apesar de toda a complexidade que envolve a determinação do custo de capital regulatório pela ANEEL, principalmente por envolver a fixação de tarifas de um bem essencial à sociedade, considerando que o intuito do custo médio ponderado de capital é espelhar o risco financeiro de um negócio para guiar decisões de investimentos, é interessante verificar se o risco de negócio das concessionárias de distribuição de energia elétrica captado pela ANEEL é o mesmo que pode ser verificado por gestores, analistas, investidores, etc., a partir do acesso aos demonstrativos financeiros públicos de cada distribuidora.

Realizar o cálculo do WACC a partir de outros modelos consolidados na teoria de finanças, a fim de verificar a consistência do método adotado pelo regulador, também se mostra pertinente, visto que não há consenso na literatura financeira sobre o melhor modelo de precificação de ativos.

Por fim, considerando que a ANEEL estima o WACC com considerável antecedência, devido a burocracia que envolve os processos de revisões tarifárias, a partir do cálculo do custo de capital com dados mais atuais, com informações relativas aos respectivos anos de vigência do índice, é possível observar o poder de predição da expectativa de retorno financeiro pelo método da ANEEL, e se esta estimativa não se mostra demasiadamente defasada perante as oscilações recentes de mercado.

Com base nas informações apresentadas, foi verificado o problema de pesquisa que se apresentará a seguir.

1.2. PROBLEMA DE PESQUISA

Considerando a regulação das tarifas do setor de energia elétrica, as especificidades do cálculo do custo de capital regulatório instituído pela ANEEL, a relevância do custo de capital para a tomada de decisões de investimentos e, ainda, os modelos de cálculo consolidados na

literatura financeira possíveis de serem aplicados; o problema de pesquisa desse trabalho se desenvolve a partir da seguinte questão:

O custo de capital regulado pela ANEEL, vigente para o período de 2015 a 2017, se mostra igual ao custo de capital das distribuidoras de energia elétrica para o mesmo período?

1.3. OBJETIVOS

Para responder ao problema de pesquisa, tem-se por objetivo geral deste trabalho comparar o custo de capital obtido a partir da regulação da ANEEL, para aplicação nas revisões tarifárias do setor durante o triênio 2015 a 2017, com o custo de capital das distribuidoras de energia elétrica, a partir de 6 modelos alternativos de cálculo, para verificar se há semelhança entre os resultados, ou seja, se o custo do risco financeiro do negócio é captado da mesma forma, ou se os índices regulatórios podem estar sobrevalorizados/subestimados.

No intuito de atingir tal objetivo, o custo de capital será calculado, para fins comparativos nesse trabalho, tomando como base o trabalho de Assaf Neto, Lima Araújo (2008), tendo em vista a adaptação da metodologia de cálculo do WACC para o mercado brasileiro, além da consolidação e ampla utilização do modelo no Brasil, fazendo, também, variações metodológicas em relação a este modelo base a fim de aumentar o escopo de resultados desse trabalho para comparação com o custo de capital regulatório da ANEEL.

Segundo Rocha, Camacho e Fiuza (2006), recomenda-se o uso do CAPM adaptado ao mercado brasileiro uma vez que essa é a metodologia mais utilizada por agências reguladoras internacionais, inclusive pela Aneel.

A adaptação do modelo do CAPM para mercados emergentes está em consonância com as premissas sugeridas por outros autores renomados na literatura financeira, tais como Godfrey e Espinosa (1996), Lessard (1996), Mariscal e Hargis (1999), O'Brien et al. (1999), Pereiro (2001), Damodaran (2002), e outros.

A presente pesquisa se baseia em calcular o custo de capital de cada distribuidora para os anos de 2015 a 2017, com base nas informações do balanço societário, e confrontar com o índice de custo de capital regulado pela ANEEL, utilizando para isso testes de desvios médios e testes estatísticos.

Considerando as peculiaridades da composição do cálculo de custo de capital da agência reguladora, serão utilizados para comparação os valores do custo de capital regulatório “antes de impostos” e “depois de impostos”.

A aplicação do cálculo do custo de capital neste trabalho é limitada às empresas distribuidoras de capital aberto devido à acessibilidade para coleta dos dados, já que as empresas de capital aberto possuem ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo – B3.

As 10 distribuidoras de energia elétrica pertencentes à amostra têm participação significativa no setor quanto ao total de unidades consumidoras e consumo total de GWh (35% e 37% respectivamente de participação no total geral) (ABRADEE, 2018).

Como objetivos específicos, o trabalho busca:

- Analisar o processo de Revisão Tarifária Periódica – RTP instituído pela ANEEL, desde o histórico de regulação do setor elétrico brasileiro até a metodologia de cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC).
- Calcular o custo de capital das distribuidoras para os anos de 2015 a 2017 a partir dos dados financeiros do balanço societário, e a partir de 6 metodologias alternativas do WACC.
- Comparar o custo de capital regulatório com o custo de capital das distribuidoras a fim de verificar se há semelhança entre os índices apurados.
- A partir dos resultados obtidos, justificar se a estimativa do custo de capital pela agência reguladora é adequada para manter o equilíbrio entre a atratividade do setor para investidores e a modicidade tarifária.

1.4. HIPÓTESE

A partir da questão principal investigada, tem-se a seguinte hipótese de pesquisa:

O custo de capital regulado pela ANEEL, vigente para o período de 2015 a 2017, não se mostra igual ao custo de capital das distribuidoras de energia elétrica para o mesmo período.

1.5. JUSTIFICATIVA

Com o custo de capital regulatório sendo o parâmetro econômico utilizado para investimentos no setor de distribuição de energia elétrica, analisar o método adotado pelo regulador, quanto à captação correta do risco do negócio, se mostra de grande relevância.

A taxa definida pela agência reguladora nos períodos de revisão tarifária deve garantir que, no longo prazo, o ente regulado privado recupere ao menos o seu custo de oportunidade de capital, incluindo os riscos específicos dos projetos em que opera (ROCHA, CAMACHO e FIUZA, 2006).

Intenciona-se apurar se o custo de capital estabelecido pela ANEEL se mostra condizente com os riscos do setor assumidos pelas concessionárias de distribuição ou se ele pode estar sobrevalorizado/subestimado pelo ente regulador.

Com um índice sobrevalorizado, o Estado estará remunerando o investidor a mais do que o custo de oportunidade real do negócio. Isso proporciona uma maior atratividade para os investimentos, porém onera mais o consumidor.

Com um índice menor do que o risco do negócio exige, os investidores são prejudicados, pois são menos remunerados, o que pode desestimular os investimentos no setor. Nesse caso, as tarifas são favorecidas com um reajuste tarifário menor.

Os aportes realizados pelos investidores são o que mantém a estrutura da rede funcionando e é necessário garantir que estes investimentos sejam otimizados. Por outro lado, o regulador precisa garantir que o consumidor não seja demasiadamente onerado por conta de alguma imprecisão nas taxas que compõe as tarifas praticadas.

Isso gera uma grande responsabilidade para o Estado, que deve atuar de forma precisa na busca pelo aperfeiçoamento das metodologias envolvidas no cálculo do custo de capital.

Uma vez que há modelos alternativos de cálculo consolidados na literatura financeira, é esperado que o ente regulador opte por uma metodologia que seja condizente com as práticas amplamente aceitas e com a experiência internacional, e que seja baseada em sólida fundamentação teórica (ROCHA; CAMACHO; FIUZA, 2006), a fim de garantir a fiabilidade dos resultados apurados.

Ao se comparar o custo de capital regulatório com o custo de capital das distribuidoras de energia elétrica, pretende-se verificar se a captação do risco do negócio é a mesma a partir das duas premissas, mesmo que a ANEEL se valha de adaptações em relação às obrigações regulatórias em seu modelo de cálculo.

Isto porque, se houver grande divergência no WACC regulatório em relação ao WACC apurado, é provável que o modelo e/ou as premissas adotadas pela agência não estejam condizentes com a realidade do setor.

Embora utilizados como referência, esse trabalho tem como diferencial em relação aos demais trabalhos citados no item 1.1, não propor o recálculo do índice de WACC regulatório a partir de ajustes, como o fizeram, por exemplo, Rocha, Camacho e Fiuza (2006) e Barros et al.

(2012), mas realizar o cálculo do custo de capital de forma individualizada para 10 distribuidoras com peso significativo no setor elétrico, utilizando, para isso, 6 modelos de cálculo do WACC como forma de testar a análise de sensibilidade dos resultados. Diferencia-se, assim, também do trabalho de Carvalhaes, Albuquerque e Silva (2014), que utiliza um único modelo de WACC e um número menor de distribuidoras na amostra.

Por fim, tendo em vista a relevância e incumbência do custo de capital regulatório instituído pela ANEEL para os investimentos e cobrança de tarifas, esse trabalho se mostra pertinente ao examinar se o Estado, em seu papel de agente regulador, está agindo de forma condizente, promovendo o desenvolvimento econômico-financeiro das distribuidoras em consonância com o princípio da modicidade da tarifária.

1.6. ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em oito capítulos, onde este 1º capítulo faz uma contextualização do setor elétrico brasileiro, apresentando a questão da regulação do índice de custo de capital utilizado para as Revisões Tarifárias, o surgimento do problema de pesquisa, os objetivos a serem alcançados e a pertinência do tema.

No capítulo 2, será apresentado a estrutura do setor elétrico brasileiro, destacando as especificidades de cada segmento – geração, transporte e comercialização de energia elétrica, além dos agentes institucionais envolvidos. Em continuidade, será estudado o histórico da regulação de serviços no Brasil, destacando as principais medidas desenvolvidas pelo Estado baseadas na legislação regulatória do setor elétrico, dando destaque ao papel da ANEEL nesse cenário.

No capítulo 3, será descrito o modelo de Revisão Tarifária Periódica - RTP utilizado pela ANEEL, a literatura sobre o tema, os conceitos relacionados ao processo e os principais componentes da formação da tarifa, com ênfase na parcela B e o item Remuneração de Capital.

No capítulo 4 será realizada uma revisão da literatura sobre o custo médio ponderado de capital (WACC), descrevendo seus componentes, críticas ao modelo CAPM e as variadas metodologias alternativas ao CAPM tradicional, com ênfase na adaptação aos mercados emergentes.

No capítulo 5, será mostrado o método de cálculo do *Weighted Average Cost of Capital* – WACC utilizado pela ANEEL, explicando os componentes de sua fórmula e os principais índices utilizados, e verificado o respaldo nos métodos existentes na literatura. Também será

discorrido brevemente sobre a exigência da contabilidade regulatória às concessionárias do setor.

No capítulo 6, será apresentada a metodologia utilizada, a população utilizada, coleta e tratamento dos dados, assim como a aplicabilidade de testes estatísticos para fins de comparação dos resultados.

O capítulo 7 será destinado aos resultados e discussões da pesquisa.

E, por fim, o capítulo 8 irá descrever as conclusões a partir das análises realizadas.

2. SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

O setor elétrico pode ser desenhado a partir de duas estruturas: a estrutura de rede e a estrutura institucional, sendo a primeira relacionada a infraestrutura do setor e os segmentos envolvidos nas atividades operacionais para que a energia chegue até o consumidor, e a segunda relacionada aos agentes organizacionais públicos e/ou privados envolvidos na função de manter o funcionamento do setor do ponto de vista organizacional.

2.1. ESTRUTURA DE REDE

A estrutura de rede do setor elétrico é compreendida pelos segmentos que são autorizados, através de concessão ou permissão, a explorar os serviços elétricos compreendidos pela geração, transmissão, distribuição e comercialização, sendo demonstrado no quadro 2.

Até a década de 90 as atividades do setor não eram segregadas, e uma mesma concessionária podia atuar nos três segmentos. Além disso, o Estado possuía o controle de todas as fases do processo (geração, transmissão, distribuição), operando por meio de empresas estatais.

Quadro 2 – Segmentos do setor elétrico

Segmento	Características	Atuação
Geração	Segmento responsável por produzir energia elétrica e injetá-la nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição) para que chegue aos consumidores. Atualmente no Brasil, o segmento de geração é bastante pulverizado, contando com 4.703 empreendimentos geradores.	Considerado competitivo até 2012.
Transmissão	Segmento que se encarrega de transportar grandes quantidades de energia provenientes das usinas geradoras. No Brasil, esse segmento conta com 77 concessionárias, responsáveis pela administração e operação de linhas de transmissão, conectando os geradores aos grandes consumidores ou às empresas distribuidoras.	Monopólio
Distribuição	Segmento que recebe energia do sistema de transmissão e a distribui de forma pulverizada para os consumidores. No Brasil, esse segmento é composto 114 distribuidoras, as quais são responsáveis pela administração e operação de linhas de transmissão.	Monopólio

Comercialização	<p>O segmento de comercialização de energia é relativamente novo. Seu surgimento está relacionado com a reestruturação do setor elétrico, ocorrida na década de 1990, e seu papel muito mais relacionado ao contexto econômico e institucional do que propriamente ao processo físico de produção e transporte da energia.</p> <p>No Brasil, o primeiro contrato de comercialização de energia elétrica, nos moldes do novo modelo, ocorreu em 1999, aproximadamente dois anos após a criação da ANEEL. Atualmente, existem mais de 100 agentes de comercialização de energia elétrica no Brasil, muitos deles atuando como intermediários entre usinas e consumidores livres.</p>	Competitivo
-----------------	--	-------------

Fonte: Adaptado pelo autor a partir de dados contidos no site da ABRADDEE < <http://www.abradee.com.br/setor-elétrico/visão-geral-do-setor>>

O setor de distribuição é considerado o gerador de caixa que deve custear os novos investimentos fundamentais à expansão do sistema elétrico (ROCHA; CAMACHO; FIUZA, 2006, ROCHA; BRAGANÇA; CAMACHO, 2006), abastecendo financeiramente as demais cadeias do setor através das tarifas cobradas.

2.1.1. Setor de distribuição de energia elétrica

Segundo dados da ANEEL (2017a), o Brasil possui 114 distribuidoras de energia elétrica, sendo 63 concessionárias e 38 permissionárias, além de 13 cooperativas de eletrificação rural, que atuam sob autorização precária e estão em processo de regularização para serem concessionárias ou permissionárias.

Sobre os contratos de concessão, a ANEEL (2015d) informa que os novos contratos firmados priorizam o atendimento abrangente do mercado, não havendo exclusão das populações de baixa renda e de áreas consideradas de menos densidade populacional e, também, preveem incentivos às ações relacionadas às pesquisas voltadas para o setor elétrico.

As distribuidoras que possuem contrato de concessão com a ANEEL são:

Quadro 3 – Relação de concessionárias distribuidoras elétricas brasileiras.

<u>Distribuidoras</u>	
AES Eletropaulo	EDP Distribuição São Paulo
Caiuá Distribuição de Energia S.A. (Caiuá-D)	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.
CEB Distribuição S.A. (CEB-Dis)	Eletobrás Amazonas Energia
Celesc Distribuição S.A. (Celesc-Dis)	Eletobrás Distribuição Acre
Celg Distribuição S.A. (Celg-D)	Eletobrás Distribuição Alagoas
Cemig Distribuição S.A. (Cemig-D)	Eletobrás Distribuição Piauí
Centrais Elétricas de Carazinho S.A. (Eletrocar)	Eletobrás Distribuição Rondônia
Centrais Elétricas do Pará S.A. (Celpa)	Eletobrás Distribuição Roraima
Companhia Campolarguense de Energia (Cocel)	Emp. de Distr. V. Paranapanema S.A. (EDEVF)
Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	Empresa Elétrica Bragantina S.A. (EEB)
Cia. de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba)	Empresa Força e Luz de Urussanga Ltda. (Eflul)
Companhia Energética de Pernambuco (Celpe)	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda (EFLJC)
Companhia Energética de Roraima (Cerr)	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A. (ELFSM)
Companhia Energética do Maranhão (Cemar)	Enel Distribuição Ceará
Cia. Energética do Rio Grande do Norte (Cosern)	Enel Distribuição Rio de Janeiro
Cia. Estadual de Distr. de En. Elétrica (CEEE-D)	Energisa Borborema-Distr. de Energia S.A. (EBO)
Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO)	Energisa Mato G. do Sul – Distr. de En. S.A.(EMS)
Companhia Hidroelétrica São Patrício (Chesp)	Energisa Mto Grosso-Distr. De Energia S.A. (EMT)
Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE)	Energisa Minas Gerais – Distr. de En. S.A. (EMG)
Companhia Sul Sergipana de Eletricidade (Sulgipe)	Energisa Nova Friburgo-Distr. de En. S.A. (ENF)
Cooperativa Aliança (Cooperaliança)	Energisa Paraíba-Distr. de Energia S.A. (EPB)
Copel Distribuição S.A. (Copel-Dis)	Energisa Sergipe-Distr. de Energia S.A. (ESE)
CPFL Jaguari	Energisa Tocantins-Distr. de Energia S.A. (ETO)
CPFL Leste Paulista	Força e Luz Coronel Vivida Ltda (Forcel)
CPFL Mococa	Hidroelétrica Panambi S.A. (Hidropan)
CPFL Paulista	Iguaçu Distr. de Energia Elétrica Ltda. (Ienergia)
CPFL Piratininga	Light Serviços de Eletricidade S.A.
CPFL Santa Cruz	Mux Energia
CPFL Sul Paulista	Nova Palma Energia
Departamento Mun. De En. Elétrica de Ijuí (Demei)	RGE Sul Distribuidora de Energia S. A
DME Distribuição S.A. (DMED)	Rio Grande Energia S.A. (RGE)
EDP Distribuição Espírito Santo	

Fonte: ANEEL (2017a)

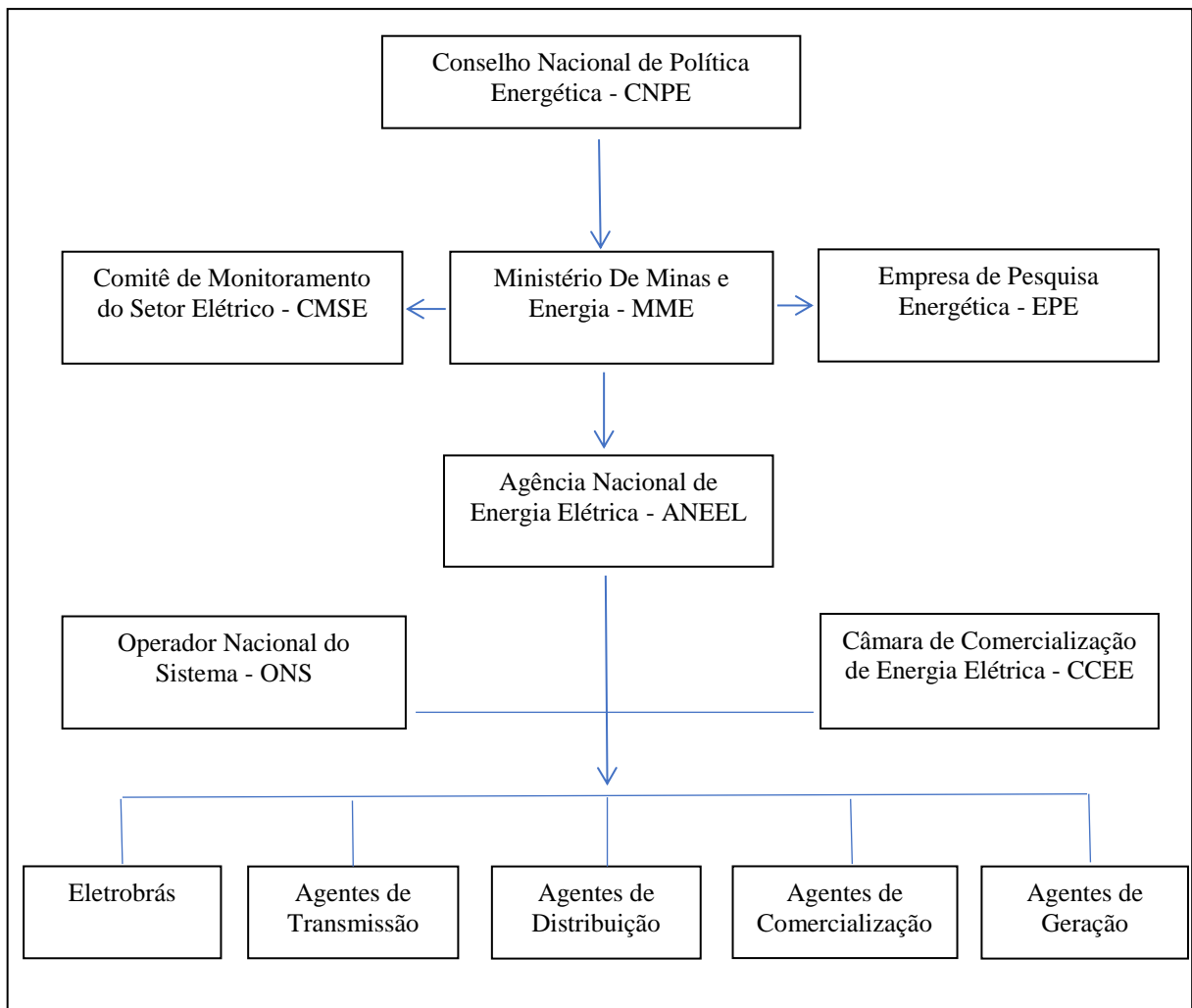
Devido a regulação pela ANEEL e por serem monopólio natural, as distribuidoras não podem estabelecer seus próprios preços, já que os contratos de concessão estabelecem métodos

regulatórios para a fixação de valores das tarifas. O método atual aplicado às distribuidoras é a regulação por incentivo, do tipo preço-teto (*price-cap*), no qual são estabelecidos os preços máximos que podem ser aplicados com base no preço do ano anterior.

Sobre isso, Rocha, Camacho e Fiuza (2006) esclarecem que a regulação do tipo *price-cap* ocorre em ambientes em que a empresa regulada é estimulada a uma maior eficiência produtiva, sendo esta compartilhada entre as empresas e os consumidores. Desta forma, as empresas que estão submetidas ao *price-cap* atuam, geralmente, em um ambiente de maior risco se comparado ao ambiente em que são aplicados outros tipos de regulação e, portanto, “requerem uma remuneração maior, de forma a compensar esse risco adicional”. (ROCHA, CAMACHO, FIUZA, 2006, p. 16)

2.2. ESTRUTURA INSTITUCIONAL

A atual estrutura institucional do setor de energia elétrica contempla vários agentes, com diferentes atividades, sendo o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, órgão interministerial de assessoramento a Presidência da República, o responsável pela formulação de políticas e diretrizes do setor. O Ministério de Minas e Energia - MME fica responsável pela formulação e implementação de políticas energéticas de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE, e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE tem como função assessorar esses órgãos, acompanhando e avaliando a continuidade e a segurança das atividades de suprimento do setor. A estrutura institucional do setor é apresentada na Figura 1.

Figura 1 – Estrutura Institucional do setor elétrico

Fonte: Adaptado pelo autor a partir de dados contidos no site da ABRADÉE < <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>.

As atividades de cada agente institucional são divididas em:

- a) Atividades de governo, exercidas pelo CNPE, MME e CMSE.
- b) Atividades regulatórias e de fiscalização, exercidas pela ANEEL.
- c) Atividades de planejamento, operação e contabilização, exercidas por empresas públicas ou de direito privado sem fins lucrativos, como a EPE, ONS e CCEE.
- d) Atividades permitidas e reguladas, que são exercidas pelos demais agentes do setor: geradores, transmissores, distribuidores e comercializadores; e a *holding* Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S. A.

O papel de normatizar e fiscalizar os segmentos operacionais desde a geração até a comercialização é da ANEEL, como já citado, mas a participação dela nesse desenho

institucional é recente, já que foi instituída a regulamentação do setor e a criação da agência há pouco mais de 20 anos.

As empresas responsáveis por planejamento, operação e contabilização: EPE, ONS e CCEE também só foram criadas mais tarde, sendo o ONS criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648, e a EPE e a CCEE em 15 de março de 2004, através das Leis nº 10.847 e nº 10.848 respectivamente, todas ligadas ao Ministério de Minas e energia - MME e com atuações de suporte ao funcionamento do setor elétrico.

O processo de regulamentação e criação da ANEEL, fato de extrema importância para o desenho atual do setor, serão descritos a seguir.

2.3. ASPECTOS DA REGULAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS NO BRASIL

A atividade regulatória sempre esteve entre as atribuições do Estado, ocorrendo, em geral, de duas formas: diretamente, por meio de provimento de bens e serviços pelo próprio Estado, através da atuação das empresas estatais; ou a partir de sua própria estrutura tradicional, através de ministérios ou órgãos a eles subordinados, sendo que até o início dos anos 1990, predominou na Europa e América Latina a primeira opção (CRUZ, 2009).

Apesar da ideia de Estado regulador atuante de forma indireta já estar mais difundida pelo mundo a partir da década de 80, no Brasil, foi a partir de meados dos anos 90 que começaram a ocorrer efetivamente alterações na forma de atuação econômica: da atuação direta, como provedor, para a atuação indireta, de forma a normatizar e fiscalizar (MISSE, 2010).

Ainda que as mudanças efetivas comessem a ocorrer nos anos seguintes, já na Constituição Federal (CF) de 1988 o Estado brasileiro passou a se denominar como agente normativo e regulador, segundo Misse (2010), introduzindo na constituinte (Art. 173 e 174) três características desse novo tipo de atuação na economia: a indução, através do incentivo a determinadas atividades; a fiscalização, utilizada para regular a prática de atividades privadas; e o planejamento, descrito no Art. 174 como sendo “determinante para o setor público e indicativo para o setor privado” (BRASIL, 1988).

A partir disso, se seguiram as principais etapas da implantação do modelo atual de regulação no Brasil:

O modelo de “Reforma do Estado” adotado pelo Brasil começa a tomar forma com a Lei nº 8.031/1990 que institui o Programa Nacional de Desestatização, depois substituída pela Lei nº 9.941/1997 já no governo de Fernando Henrique Cardoso período em que ocorreram as mudanças mais significativas, principalmente, a partir de 1995, com as “Emendas Constitucionais nº 5, 6, 7, 8 e 9”. (MISSE, 2010, p. 7)

Essas Emendas Constitucionais tratavam dos casos de concessão, autorização e permissão dos serviços públicos, criação de entes reguladores e a abertura para exploração de serviços públicos pela iniciativa privada. (MISSE, 2010)

Ramalho (2009) cita que foram essas Emendas Constitucionais que permitiram, já no ano de 1995, a oferta de serviços públicos pela iniciativa privada. Houve, assim, a concessão de “diversos ‘monopólios naturais’, ou ‘quase-monopólios’ que antes se encontravam sobre a égide das empresas estatais”. (BRASIL, 2003, p. 10)

Nesse cenário, foi decretada a Lei 8987 de 13 de fevereiro de 1995, dispondo sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal.

Ramalho (2009) relata que, juntamente com essas mudanças no arranjo das funções e organizações do Estado, foi que surgiram as Agências Reguladoras (ARs) como estruturas autônomas de administração para atuar na regulação da economia. Surgia, assim, um novo paradigma de intervenção estatal no domínio econômico, principalmente em setores de infraestrutura:

As agências reguladoras surgiram no Brasil na esteira do processo de reforma do Estado na década de 1990. Seu surgimento está intimamente associado à nova forma de atuação estatal brasileira na regulação de determinados mercados, notadamente ao processo de privatizações ensejados pelas reformas constitucionais de 1995. (RAMALHO, 2009, p. 129)

Para Cruz (2009), os fatores-chave que motivaram a criação dessas instituições foi a necessidade de delegar poderes, assim como a de elevar o grau de comprometimento do poder público com a manutenção de decisões, leis e normas que afetam diretamente os agentes do mercado.

Para Motta (2003), o objetivo das ARs é promover uma administração técnica, independente e não submetida a alternâncias da vida pública, sendo a regulação necessária “nos casos de monopólio natural, nos casos em que há risco de políticas populistas do governo nos setores de infraestrutura e em setores caracterizados por elevada assimetria de informações” (JEREISSATI, 2008, P. 124)

Ramalho (2009) cita que apesar de diferenças envolvendo o processo político de criação e a configuração institucional, as agências reguladoras brasileiras seguem um mesmo

modelo geral, já que possuem os mesmos objetivos de reforma regulatória, e, geralmente, voltado para os mercados do setor de infraestrutura que “têm sido considerados pela literatura como os que mais demandariam criação e atuação de agências reguladoras independentes” (RAMALHO, 2009, P. 144). Isso porque esses setores tendem a formar monopólios:

A natureza monopolística da infraestrutura decorre de fatores associados a inexistência de substitutos perfeitos ou a barreiras de entrada. Estas podem ser fixadas pelo governo, pela necessidade de contratos a longo prazo que estipulem a necessidade de investimentos duráveis e imóveis, ou inerentes à tecnologia da indústria, pela existência de economias de escala. (RAMALHO, 2009, p. 144)

Ainda, segundo Ramalho (2009), houve um conjunto de agências reguladoras consideradas de “primeira geração” que foram criadas em 1996 e 1997, atuantes em setores de infraestrutura, se referindo à criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), da Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL) e da Agência Nacional do Petróleo (ANP).

A pioneira foi a ANEEL, em 1996, podendo ser considerada um marco e divisor de águas no surgimento dessa nova forma de atuação do Poder Público.

2.3.1. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Segundo Andrade (2015), quando ocorreu a primeira privatização no setor elétrico, em 1995, ainda não havia um marco regulatório e nem a figura da agência reguladora independente, o que mostra que havia uma falta de planejamento para as ações que vinham ocorrendo.

A privatização em questão, ocorrida em 11 de julho de 1995, foi através da venda de 51% das ações da ESCELSA (Espírito Santo Centrais Elétricas S. A.), empresa pública atuante na geração, transmissão e distribuição de energia e subsidiária da ELETROBRÁS, por US\$ 399,9 milhões, na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro (BAER, 1997).

A ANEEL só veio a ser criada no ano seguinte, em 26 de dezembro de 1996, através da Lei nº 9.427, iniciando suas atividades um ano depois, em dezembro de 1997, a partir do Decreto nº 2.335/2007.

A ANEEL está ligada ao Ministério de Minas e Energia (MME) e sua finalidade institucional, segundo o Art. 2º da Lei é a de “regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal” (BRASIL, 1996).

Para Parente (2008) a ANEEL surge nessa época com o desafio de se afirmar em um ambiente pouco receptivo, já que enfrentava, de um lado, a descrença daqueles que não

acreditavam numa solução privada para a oferta de um bem público tal como a eletricidade, e de outro, a desconfiança das empresas recém privatizadas com as mudanças provenientes de um ambiente regulatório em formação.

Ainda, segundo a autora:

(...) em um país com pouca ou nenhuma tradição em regulação independente através de agências, fazia-se necessário, inicialmente, que a agência entendesse e explicitasse a que vinha. A ANEEL precisava afirmar seu papel regulador essencialmente sobre o setor privado e sobre as empresas públicas remanescentes, e fazer isso ponderando interesses privados, interesses do governo *in place* e dos consumidores, num horizonte de longo prazo. (PARENTE, 2008, p. 145)

Ramalho (2009) observa que as ARs brasileiras configuram-se como autarquias públicas federais de caráter especial, possuindo uma natureza peculiar, e dispendo de uma maior independência em relação ao núcleo do governo.

Para Parente (2008, p. 145) a questão da independência das agências é um ponto de polémica, pois “enquanto alguns acham que elas desfrutam de excessiva independência, há também os que creem que elas tendem a ser capturadas pelos interesses do governo, da sociedade ou, ainda, das empresas as quais supostamente deveriam regular”. Isso porque, através de seus atos normativos e seu poder de definir tarifas, ela pode retirar ou transferir renda de/para distintos agentes econômicos (PARENTE, 2008).

A necessidade de regulação no setor elétrico e, conseqüentemente, a criação de uma AR, se justificam pelas características de monopólio natural, geralmente presente em indústrias de rede como: telefonia, eletricidade, ferrovias, etc., sendo que em muitos casos, o monopólio passa a ser a única forma de viabilizar a oferta de determinado bem ou serviço (PARENTE, 2008).

Há de se lembrar, que o setor elétrico se divide em segmentos que possuem características distintas, como citado no primeiro capítulo, sendo alguns considerados como estrutura de concorrência (comercialização e até 2012, a geração) e outros com características de monopólio natural (transmissão e distribuição).

Sobre o conflito de interesses entre poder público, consumidores e agentes privados existentes nesse tipo de regulação, tem-se que, diante do cenário em que o estado deve intervir, surge um triângulo de interesses econômicos: o concessionário, que é um investidor que visa aumentar seus lucros; o Estado, que visa assegurar um ambiente estável a novos investimentos; e a sociedade, que busca desfrutar do aumento na qualidade do serviço e pagar uma tarifa menor (ZACLIKEVISC, 2014).

Assim, a necessidade da regulação existe não somente para proteger o usuário do serviço de concessão, mas também para assegurar a estabilidade das regras de operação para o concessionário (ZACLIKEVISC, 2014).

A questão de definição de regras é um fator muito importante para que as empresas concessionárias percebam garantias de negócio que podem influenciá-las ao decidirem por investir nesse setor. Assim, a criação de uma agência reguladora é também considerada uma oportunidade de captação de investimentos privados para custeamento da infraestrutura da rede, o que pode ser muito vantajoso para o Estado:

A criação de uma AR (independente) sinaliza aos empreendedores a existência de uma estabilidade de regras e de respeito a contratos que poderão ser celebrados hoje e que vão ser honrados no futuro, reconhecidos para além do governo ou partido que detém o poder no momento da celebração. Para os que consideram fazer investimento em infra-estrutura [sic], a presença de uma AR neutra e independente representa, por exemplo a redução de risco de contenção artificial do nível das tarifas ou de exigência de qualidade que não estavam previamente contratadas, os quais poderiam, de outro modo, surgir ao sabor da conjuntura política. A reflexão sobre a essencialidade dos vários serviços públicos e a sua capacidade de atração de investimentos também confere vantagens ao desenho regulatório via ARs para uma série de bens e serviços, entre os quais a oferta de eletricidade (...). (PARENTE, 2008, p. 149)

Sobre as competências desenvolvidas pela ANEEL (2017b), destacam-se:

- Regular a geração (produção), transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
- Fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica;
- Implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos;
- Estabelecer tarifas;
- Dirimir as divergências, na esfera administrativa, entre os agentes e entre esses agentes e os consumidores, e
- Promover as atividades de outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do Governo Federal.

Segundo Fadul (2004) a ANEEL possui assim uma dupla atribuição: atuando como poder concedente, em nome da União, através da concessão, permissão e autorização de instalações e serviços de energia elétrica nos segmentos de produção, transmissão, distribuição

e comercialização de energia; e como agente regulador, quando tem o papel de mediar conflitos entre os consumidores e concessionário, elaborar regulamentos e normas, fiscalizar, estimular a competição (garantindo o cumprimento da política nacional de energia elétrica), assegurar serviços de qualidade, os direitos dos consumidores, o retorno do investimento privado, além de promover a modernização e renovação do setor.

Como foi descrito, uma das funções principais da agência é atuar na regulamentação das tarifas praticadas pelo setor, e como vimos nos capítulos anteriores, as concessionárias do segmento de distribuição são as responsáveis por cobrar dos consumidores pelo fornecimento do produto/serviço de energia elétrica.

A Revisão Tarifária Periódica – RTP das distribuidoras de energia elétrica é uma das ferramentas utilizadas pela agência para garantir a regulação dos preços das tarifas no Brasil, assim, no capítulo 3, será descrito o modelo de RTP utilizado pela ANEEL, a literatura sobre o tema, os conceitos relacionados ao processo e os principais componentes da formação da tarifa, com ênfase na parcela B e o item Remuneração de Capital.

3. REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA - RTP

Para contextualização do ambiente regulatório das tarifas de energia elétrica, destaca-se que ele abrange três mecanismos de revisão e reajuste de tarifas previstos na Lei de Concessões nº 8.987/1995 a que os contratos de concessão, firmados através de processos licitatórios, devem se submeter ao longo de sua vigência:

- a) *Reajuste tarifário anual (RTA)* - Tem como objetivo reestabelecer o poder de compra das concessionárias por meio da atualização dos valores das tarifas praticadas, ocorrendo anualmente, de acordo com uma fórmula prevista no contrato de concessão e calendário estabelecido pela Aneel.
- b) *Revisão tarifária extraordinária (RTE)* – Ocorrem, a pedido da concessionária, quando algum evento provocar significativo aumento nos custos da energia, visando assim manter o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos. Também podem ser solicitadas em casos de criação, alteração ou extinção de tributos ou encargos legais, após a assinatura dos contratos de concessão, e desde que o impacto sobre as atividades das empresas seja devidamente comprovado.
- c) *Revisão tarifária periódica (RTP)* - Tem como objetivo redefinir o nível de eficiência dos custos operacionais e a remuneração dos investimentos das distribuidoras. As distribuidoras passam pela RTP a cada quatro anos, em média, de acordo com o que foi previsto no momento da realização do contrato de concessão. Excepcionalmente, há alguns contratos que preveem a periodicidade de 3 ou 5 anos para o processo de RTP.

Segundo a ANEEL (2007), a diferença entre o RTA e a RTP é que o primeiro visa corrigir as tarifas de acordo com a variação da inflação (utilizando o Índice Geral de Preços – IGPM), ano a ano, enquanto a segunda objetiva reavaliar o valor das tarifas através da revisão da receita da distribuidora para cobertura dos custos operacionais e a remuneração adequada sobre os investimentos, geralmente a cada quatro anos. A RTE, como o próprio nome diz, ocorre somente em situações excepcionais.

De acordo com as premissas da Lei de Concessões nº 8987 (Brasil, 1995) e da ANEEL (2013), pode-se dizer que, de forma mais ampla, o objetivo das revisões tarifárias é o de recompor a tarifa, mantendo o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos em contraponto com uma aplicação de tarifa adequada, além de utilizar de estratégias que

incentivem a eficiência da gestão de custos operacionais pelas distribuidoras sem prejudicar a qualidade dos serviços, e revisar a remuneração de capital conforme aprimoramento de metodologias e mudanças de cenário econômico.

Os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica possuem cláusula que trata especificamente das revisões tarifárias:

“A ANEEL, de acordo com o cronograma apresentado nesta Subcláusula [sic], procederá às revisões dos valores das tarifas aplicáveis na prestação dos serviços de energia elétrica, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifários observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas [...]”. (ANEEL, 2013, p. 2)

Os processos de revisões tarifárias tiveram início após a privatização do setor elétrico, em julho de 1995, a partir das concessões que passaram a ocorrer no segmento de distribuição de energia elétrica e da necessidade de mecanismo para a regulação das tarifas praticadas.

3.1. HISTÓRICO DE APLICAÇÃO DAS RTP

A primeira concessionária a passar pelo processo de revisão tarifária foi a ESCELSA, no ano de 1998.

Com a assinatura do seu contrato de concessão em 17 de julho de 1995 e a disposição de que a periodicidade das revisões das tarifas se daria a cada 3 anos, inaugurava-se o procedimento metodológico de RTP da ANEEL.

A ESCELSA passou por sua segunda RTP em 2001 e, a partir daí, foi estipulado pela Agência que as revisões tarifárias de todas as distribuidoras do setor ocorreriam em delimitações de períodos, chamados de ciclos. Assim, todas as distribuidoras que passassem pelo processo de RTP naquele ciclo estariam sujeitas às mesmas regras, sendo tratadas de forma igualitária. Isto posto, o 1º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (CRTP) ocorreu no período de 2003 a 2006, o 2º CRTP de 2007 a 2010 e o 3º CRTP de 2011 a 2014.

Sobre a utilização de ciclos para aplicação das RTP, a ANEEL (2013) justificava que, internacionalmente, essa prática encontra ressonância e boa parte das agências reguladoras adota o conceito de ciclos de revisão. Diferente do Brasil, no entanto, usualmente todas as empresas têm a mesma data de “aniversário” e a mesma periodicidade entre revisões. (ANEEL, 2013)

A questão da diversidade das datas de aniversário e periodicidade entre revisões é explicada pela agência reguladora:

[...]por exemplo, a Escelsa [cujo contrato de concessão prevê o processo de revisão tarifária a cada 3 anos] pode ter duas revisões tarifárias dentro de um mesmo ciclo, o que ocorreu no 2CRTP, e as empresas que têm contrato com periodicidade de cinco anos não passarão por revisão tarifária em parte dos ciclos. (ANEEL, 2013, p. 11)

O problema decorrente de se realizar as revisões por ciclos é que as metodologias aplicadas na RTP eram revistas e readequadas por ocasião do início de cada novo ciclo, conjuntamente e no mesmo momento, ficando vigente pelo período do ciclo, quatro anos.

Assim que um novo ciclo de revisões tarifárias se aproximava, a ANEEL começava a discutir e rever os componentes metodológicos para se chegar a uma regra mais atualizada ou para manter a mesma do ciclo anterior.

Como são diversos componentes metodológicos e cada um possui suas peculiaridades e regras diferenciadas, poderia ser que um precisasse de uma reavaliação e atualização com menos tempo, enquanto outros com mais tempo. A ideia da ANEEL para funcionamento das revisões tarifárias, após o término do 3ºCRTP, então, era que:

Cada metodologia passaria a prever um momento específico para seu aprimoramento, que poderia ser decorrente de um prazo pré-definido ou de um fato que o justificasse. Os prazos, inclusive, não precisariam ser coincidentes. Por exemplo, as metodologias de perdas não técnicas e custo de capital podem ter elementos que fazem com que o prazo ótimo para o aprimoramento seja diferente. A partir da característica de cada metodologia seria proposto o prazo mais adequado para sua revisão. (ANEEL, 2013, p. 12)

Quanto a submissão das empresas a regras diferentes, dependendo do momento da revisão tarifária, a agência justifica que:

Na medida em que as empresas passam por revisões tarifárias em momentos diferentes no tempo, a aplicação de regras e/ou parâmetros diferentes não se constitui uma falta de isonomia. A atualização das regras e parâmetros ocorre em função de mudanças na realidade do setor, do país e da legislação. Por exemplo, a consideração de um valor de WACC diferente para empresas que passam por revisão em anos distintos não é uma falta de isonomia, mas simplesmente a adaptação da taxa de remuneração regulatória à realidade distinta pelas quais as empresas passam. (ANEEL, 2013, p. 12)

Decorrente dessas questões apontadas, atualmente a ANEEL não utiliza mais o conceito de ciclo tarifário, sendo definido separadamente os critérios de revisão e atualização de cada procedimento metodológico envolvido nas revisões tarifárias (ANEEL, 2016c).

Utilizando como exemplo a metodologia vigente do custo de capital, que será aprofundada no próximo capítulo, foi definido pela Resolução Normativa nº 648/2015 que a reavaliação do método utilizado ocorrerá a cada 6 anos e o recálculo do índice fixado pela ANEEL, a partir da atualização da base de dados contábeis e financeiros envolvidos no cálculo, a cada 3 anos.

Os outros aspectos metodológicos que integram a RTP podem ser reavaliados e redefinidos a qualquer tempo, caso haja a necessidade, fazendo com que cada distribuidora possa ser submetida a uma metodologia diferenciada em relação às outras, dependendo do momento em que se der seu processo de revisão tarifária, lembrando que sempre de acordo com a data de aniversário do contrato.

3.2. REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

A RTP envolve uma série de metodologias individuais, conforme citado no subcapítulo anterior, que ao serem concluídas, em seu conjunto, irão resultar num percentual de reposicionamento de valor das tarifas que pode ser para mais (aumento da tarifa) ou para menos (redução da tarifa) para cada distribuidora (ANEEL, 2016c).

Por conta da complexidade dos diversos cálculos, fórmulas e conceitos envolvidos, esse trabalho irá descrever de forma sucinta alguns dos conceitos mais relevantes e necessários para entendimento e contextualização do método, porém sem se aprofundar neles.

Os dois primeiros conceitos que precisam ser diferenciados em relação a cobrança das tarifas de energia elétrica são o de nível tarifário e o de estrutura tarifária.

O nível tarifário é a Receita Requerida (RR) pela distribuidora para poder arcar com seus custos, remunerar o capital investido e manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, já pré-definido no momento da licitação (ANEEL, 2016c).

Assim, segundo a ANEEL, a RTP atua no sentido de realizar o reposicionamento desse nível tarifário – RT, através da aplicação de metodologias que garantam o acompanhamento da receita frente às alterações na estrutura de custos e na remuneração dos ativos ao longo do tempo.

Já a estrutura tarifária é o conjunto dos diferentes preços de tarifas praticados, cobrados dos diversos perfis de usuários existentes (consumidor residencial, comércio, indústria, etc.), que venham a gerar a receita requerida pelas distribuidoras, baseado nas projeções de demandas de aquisição da energia elétrica.

A etapa principal da RTP, portanto, é o aferimento da RR pela distribuidora para os próximos anos, que ficará vigente até a próxima RTP (lembrando que há ainda o Reajuste Tarifário Anual - RTA, para atualização do nível tarifário de acordo com a inflação).

3.2.1. Receita Requerida *versus* Receita Verificada

Para se chegar ao nível de reposicionamento da tarifa, é necessário se confrontar dois resultados: o valor da Receita Requerida (RR) e o da Receita Verificada (RV).

Conforme explicado na NT nº 248, o percentual médio do reposicionamento tarifário é o resultado da razão entre a RR e a RV, ambas calculadas tendo como referência o mercado dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao mês de aniversário da revisão tarifária (ANEEL, 2017c, fl. 4).

O cálculo do percentual médio de Reposicionamento Tarifário (RT) é dado pela seguinte fórmula:

$$RT = (RR/RV - 1) \times 100 \quad (1)$$

onde:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida; e

RV: Receita Verificada.

A Receita Verificada (RV) é descrita na NT nº 248 (ANEEL, 2017c, fl. 4) como sendo “a receita que seria auferida caso não fossem alteradas as tarifas vigentes praticadas pela concessionária até o momento da revisão tarifária”.

Nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, submódulo 2.1 (ANEEL, 2014), a receita verificada é descrita como a Receita Anual de Fornecimento, de Suprimento, de Consumo de Energia Elétrica e de Uso dos Sistemas de Distribuição, calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas no último reajuste tarifário e o Mercado de Referência, e excluídos o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS e os componentes financeiros exógenos ao cálculo tarifário.

A Receita Requerida (RR), como foi já explicado, é calculada de forma que ela seja suficiente para cobrir os custos de operação da distribuidora e ainda remunerar os investidores, porém a agência reguladora precisa garantir que estes custos sejam eficientes e adequados para

que não sejam repassados custos provenientes de ineficiência, e nem seja aplicada uma remuneração de capital muito elevada e que beneficie os investidores, mas sejam “arcadas” injustamente pelo consumidor final.

Portanto, a RTP irá verificar os fatores que fazem jus ao aumento ou diminuição dos níveis de eficiência operacional e de custo de ativos das distribuidoras e que poderão ser repassados para o valor da tarifa.

A Receita Requerida (RR) é formada pela soma dos custos gerenciáveis e custos não gerenciáveis das distribuidoras, porém somente os gerenciáveis são regulados e reavaliados na RTP.

3.3. CUSTOS GERENCIÁVEIS E NÃO GERENCIÁVEIS

Como são as distribuidoras a ponta final da cadeia energética, ou seja, elas que irão entregar o produto aos usuários finais, elas podem repassar integralmente a estes os valores que pagaram às geradoras e às empresas de transmissão para obter a energia elétrica e distribuí-la. Portanto, estes são considerados como **custos não gerenciáveis**, pois não estão sob o controle gerencial da empresa, não dependem dela.

Outro custo que é considerado não gerenciável pelas distribuidoras são os encargos setoriais, que são definidos por lei e podem ser repassados para os consumidores. Ou seja, as distribuidoras não arcam com estes custos, elas o embutem nas tarifas e depois repassam ao governo. Compreendem programas de incentivo (ex.: PROINFA), encargos de serviços, taxas de fiscalização, programas de pesquisa e desenvolvimento e de eficiência energética, entre outros. (ANEEL, 2016a)

Andrade (2015) cita os encargos setoriais como sendo os recursos pagos pelos contribuintes para custear a implantação de políticas governamentais para o setor, o funcionamento da ANEEL, a criação de fontes alternativas de energia, as pesquisas científicas e tecnológicas, etc.

Os custos necessários para manter as operações do sistema de distribuição são os únicos que estão sob a gestão das concessionárias, de fato, e, justamente por isso, não podem ser repassados integralmente aos consumidores através das tarifas, necessitando de regulação pela agência. Estes são classificados como **custos gerenciáveis**.

Para fins de cálculo do reposicionamento tarifário das distribuidoras, especificamente para formação da RR, a ANEEL denomina estes custos gerenciáveis e não gerenciáveis como sendo as Parcela A e Parcela B:

- a) Parcela A: Os custos não gerenciáveis, compreendendo os custos de compra e transmissão e, ainda, os encargos setoriais;
- b) Parcela B: Os custos gerenciáveis pela distribuidora. Neles estão contidos os custos operacionais e de ativos.

A soma da Parcela A com a Parcela B é igual a receita requerida pela distribuidora.

Ressalta-se que além dos custos de geração, transmissão, distribuição e encargos setoriais, ainda são cobrados nas tarifas diversos tributos que não são criados pela agência, mas sim instituídos por leis, incidindo sobre o custo da distribuição ou embutidos nos custos de geração e de transmissão. Exemplos de tributos cobrados são o PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública.

3.3.1. Parcela B

Como já foi dito, os custos da Parcela A podem ser repassados integralmente para a tarifa e, portanto, a Parcela B torna-se o foco do agenciador nas revisões tarifárias. Os custos que compõe a parcela B são detalhados no quadro a seguir:

Quadro 4 – Descrição dos itens que compõe a parcela B

Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	Custos Operacionais (CO)	Associados às atividades de operação, manutenção e tarefas comerciais, tais como Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Outros Custos Operacionais, Tributos e Seguros relativos à atividade de Distribuição e Comercialização de energia elétrica.
	Receitas Irrecuperáveis (RI)	É a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores.
Custo Anual dos Ativos (CAA)	Remuneração de Capital (RC)	A Remuneração dos Investimentos depende do Custo de Capital (WACC), que é a taxa de rentabilidade a ser adotada na remuneração das empresas, e representa o custo de oportunidade dos recursos, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade.
	Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	Refere-se à recomposição do capital investido e tem por finalidade recompor os ativos destinados à prestação do serviço ao longo da sua vida útil.
	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI	Refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

Fonte: ANEEL (2015).

Sendo estes custos gerenciáveis, viu-se a necessidade de mecanismos de regulação para que os consumidores não tivessem que arcar com custos derivados da ineficiência da gestão das distribuidoras ou do oportunismo, caso estes pudessem ser repassados inteiramente. Ou seja, a ANEEL precisa atuar para que estes custos sejam justos e resultado de boas práticas administrativas das distribuidoras, evitando onerar excessivamente o consumidor.

Para a determinação do valor de cada um desses componentes são estabelecidos critérios e metodologias de cálculo por meio de Notas Técnicas homologadas pela ANEEL e constantes nos módulos e submódulos do PRORET, importante ferramenta de auxílio para entendimento e aplicação das metodologias envolvidas na RTP.

A NT nº 248 (ANEEL, 2017c, fls. 5) menciona que também se faz necessário no cálculo da Parcela B a consideração de alguns outros fatores conforme descrito abaixo:

No cálculo dos valores regulatórios de Parcela B também se faz necessário a atualização dos valores por um fator de ajuste de mercado, de modo a considerar que ao longo da vigência das tarifas estabelecidas na revisão o mercado da concessionária será outro, distinto do utilizado como referência para o cálculo da revisão. [...] Da mesma forma são descontados do cálculo da Parcela B os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos à melhoria da qualidade pela ANEEL com incidência na revisão tarifária. Por fim, são descontadas as Outras Receitas auferidas pela concessionária, que são revertidas em parte para a modicidade tarifária.

O componente “outras receitas” considera as receitas não tarifárias provenientes de serviços relacionados ao fornecimento de energia elétrica ou receitas provenientes de atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão.

Sendo assim, a fórmula de cálculo da Parcela B da tarifa é dada por:

$$VPB = (CAOM + CAA). (1 - P_m - MIQ) - OR \quad (2)$$

onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

P_m : Fator de Ajuste de Mercado; e

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;

OR: Outras Receitas

O Custo de Administração, Operação e Manutenção, conforme apresentado no quadro 3, é dado pela soma dos itens Custos Operacionais (CO) e Receitas Irrecuperáveis (RI).

E o Custo Anual dos Ativos (CAA) é dado pela soma dos componentes Remuneração de Capital (RC), Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI. Para se chegar ao valor de cada um desses componentes, também há uma metodologia específica homologada pela ANEEL.

A metodologia de cálculo da Remuneração de Capital será apresentada a seguir.

3.3.1.1. Remuneração de capital

A Remuneração de Capital (RC) de uma empresa regulada, segundo Rocha, Bragança e Camacho (2006, p.5) “consiste em determinar a taxa de retorno adequada e ajustada ao risco do setor em que se inserem a empresa e seu serviço, de forma a garantir a atratividade adequada aos investidores e tornar possível a qualidade e expansão do serviço público”.

Ela é considerada uma etapa crucial do processo, por isso a sua metodologia de cálculo deve satisfazer certos critérios, como objetividade, transparência, robustez, ser operacional e pragmática, estar em linha com as práticas amplamente aceitas e com a experiência internacional, baseada em sólida fundamentação teórica e, sempre que possível, estar em conformidade com as decisões anteriores da agência reguladora. (ROCHA, BRAGANÇA, CAMACHO, 2006)

A RC, na composição da Parcela B, é dada pela seguinte fórmula, segundo o submódulo 2.1 do PRORET (ANEEL, 2016b):

$$RC = (BRRl - RGR).r_{WACCpré} + RGR.r_{rgr} + RC_{oe} \quad (3)$$

onde:

RC = Remuneração de Capital;

BRRl = Base de Remuneração Regulatória líquida;

RGR = Saldo Devedor da Reserva Global de Reversão;

$r_{WACCpré}$ = Custo médio ponderado de capital real antes dos impostos;

r_{rgr} = Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT); e

RC_{oe} = Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais.

Com a constante revisão das metodologias aplicadas nas RTP, diversos fatores já foram considerados e desconsiderados nos cálculos, a cada novo ciclo até o método atual,

fazendo-se necessário, por isso, o frequente debate entre a ANEEL e os entes diretamente interessados no processo (no caso, as concessionárias de distribuição), e também a transparência e publicidade dos atos e fatos ocorridos, já que se tratam de formas de políticas públicas e são de interesse da sociedade.

Essas discussões acerca dos procedimentos envolvidos nas revisões tarifárias têm ocorrido através das consultas públicas realizadas pela agência reguladora, onde se busca aprimorar e atualizar os métodos utilizados, a partir das sugestões das distribuidoras e da visão do regulador.

Devido às diversas mudanças metodológicas ocorridas desde o 1º CRTP, algumas informações encontradas a respeito das RTP em outros trabalhos acadêmicos tornam-se divergentes dependendo do momento em que a RTP ocorreu.

A Base de Remuneração Regulatória líquida (BRRL) e o WACC são os componentes de maior impacto no resultado da remuneração de capital e sempre foram a base da fórmula desde as primeiras revisões feitas.

A Base de Remuneração Regulatória líquida é definida no submódulo 2.3 do PRORET como o valor de mercado em uso do conjunto de bens e instalações da concessionária deduzido do valor líquido de obrigações especiais, do índice de aproveitamento depreciado e adicionado o valor do almoxarifado em operação. (ANEEL, 2015c)

A estrutura de cálculo para se chegar ao valor da Base e Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) é demonstrada no quadro 5:

Quadro 5 – Resumo da BRRL.

Item	Descrição	Valores (R\$)
1	Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	
2	Índice de Aproveitamento Integral	
3	Obrigações Especiais Bruta	
4	Bens Totalmente Depreciados	
5	Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	
6	Depreciação Acumulada	
7	AIS Líquido (Valor de Mercado em uso)	
8	Índice de Aproveitamento Depreciado	
9	Valor da Base de Remuneração (VBR)	
10	Almoxarifado em Operação	
11	Obrigações Especiais Líquida	
12	Terrenos e Servidões	
13	Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8) +(10)-(11) +(12)	

Fonte: Submódulo 2.3 do PRORET (ANEEL, 2015c)

Embora não seja o foco desse trabalho, considerando a importância da metodologia de mensuração da BRRl para cálculo da Remuneração de Capital, mais informações podem ser encontradas em outros trabalhos que tratam desse assunto, como o de Andrade e Martins (2017).

Pela metodologia atual e vigente para as RTP, após a apuração do valor da BRRl e a diminuição dos valores referentes a Reserva Global (RGR), será aplicado o índice do custo de capital (WACC), assim como serão apurados os outros componentes da fórmula.

O WACC é de suma importância para a correta mensuração do valor a ser aferido como Remuneração de Capital (RC), parcela integrante do reposicionamento tarifário a ser deliberado pelo regulador.

Um índice de WACC elevado pode levar a superestimação da parcela de RC e conseqüentemente, de forma escalonada, a uma tarifa maior para o consumidor.

O inverso irá beneficiar uma redução do índice de reposicionamento tarifário, mas por outro lado, conforme já foi citado nesse trabalho, irá fazer com que os investimentos sejam menos remunerados.

Além disso, os componentes que integram o cálculo da Parcela B são, em sua maioria, oriundos das informações contábeis e financeiras da própria distribuidora que está sendo submetida ao processo de revisão tarifária. Embora haja regras para aferimento desses componentes, tais como: quais os custos operacionais e quais as receitas que serão consideradas no cálculo, quais os ativos que serão valorados e/ou considerados para fins de depreciação, etc., esses valores refletem a realidade financeira e contábil da concessionária e são resultado da sua prática de gestão.

Já o WACC é dado através de uma metodologia que leva em consideração os dados não só da própria distribuidora, mas do conjunto de distribuidoras que atuam no setor. Portanto ele não é individualizado, conforme as regras do regulador.

Logo, cada empresa, individualmente, pode não ter tanta influência na determinação do índice, independente das suas práticas de gestão. Ainda que aquelas que são de maior porte, com valores financeiros mais expressivos, provavelmente possam influenciar mais no cálculo do que as outras.

A metodologia de cálculo do WACC instituído pela agência reguladora se torna, portanto, um fator bastante relevante nos processos de revisão tarifária.

No próximo capítulo será realizada uma revisão da literatura sobre o custo médio ponderado de capital (WACC), descrevendo seus componentes, críticas ao modelo CAPM e as variadas metodologias alternativas ao CAPM tradicional, com ênfase na adaptação aos mercados emergentes.

4. CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL - WACC

Para Assaf Neto, Lima e Araújo (2008, p. 73), o termo custo de capital é expresso de diferentes formas, como sendo “a taxa mínima de atratividade, taxa de retorno requerida (mínima exigida), custo total de capital, taxa de desconto apropriada, entre outras”. Todas essas expressões refletem a função primordial do custo de capital: servir de padrão para avaliar a aceitabilidade de uma decisão financeira.

Segundo Pratt (1998), uma empresa não pode estabelecer seu próprio custo de capital, devendo analisar os fundamentos do mercado para descobri-lo, entretanto, esse custo é o critério básico do mercado financeiro para determinar se o desempenho de uma empresa é adequado.

Sanvicente e Minardi (1999, p. 2) consideram que em um mercado financeiro completo, existem oportunidades de investimento que têm risco semelhante e, portanto, “o acionista deseja ter uma expectativa de retorno pelo menos igual à oferecida por oportunidades de investimento de risco semelhante”. Isso é chamado de custo de oportunidade do capital, pois para investir em uma empresa, o acionista está abrindo mão de aplicar seu dinheiro em outras opções.

As expectativas dos investidores em relação ao custo do capital compreendem três componentes: a) a taxa de retorno "real", ou seja, o valor que os investidores esperam obter em troca de deixar o seu dinheiro ser usado sem risco; b) a inflação esperada, que significa a depreciação esperada do poder de compra enquanto o dinheiro está investido; c) o risco representado pela incerteza quanto ao momento e a quantidade de fluxo de caixa ou outros rendimentos econômicos que serão recebidos. (PRATT, 1998)

São três as premissas básicas para cálculo do custo médio ponderado de capital: o custo do capital próprio, o custo da dívida (captação financeira com agentes externos) e as ponderações entre capital de terceiros (dívida) e capital próprio (patrimônio líquido).

Para Assaf Neto, Lima e Araújo (2008), o custo de capital próprio é o que apresenta maior dificuldade de ser determinado no cálculo do WACC, já que não há uma maneira explícita de saber do acionista qual a taxa mínima de remuneração desejada para aplicação de seus recursos na empresa, mas é fato que ele deve necessariamente ser estimado de alguma forma.

Para Rocha, Camacho e Fiuza (2006), embora a determinação do custo médio ponderado de capital seja tópico consolidado em reconhecidos manuais internacionais de finanças corporativas, questões aparentemente simples como as definições sobre taxa livre de

risco, prêmio de risco, e periodicidade e intervalos de série, ou mais complexas como a estimação do WACC para países emergentes, definição do índice de mercado (global ou local), estimação do risco sistemático (beta), a adoção ou não do risco país e, inclusive, as particularidades inerentes do setor de eletricidade brasileiro, são ainda objeto de ampla discussão e pouco consenso.

A metodologia tradicional para cálculo do custo de capital é dada por:

$$WACC = \left(K_e \times \frac{PL}{PL+D} \right) + \left(K_d \times (1 - T) \times \frac{D}{PL+D} \right) \quad (4)$$

onde:

K_e = custo do capital próprio

K_d = custo do capital de terceiros

PL = patrimônio líquido

D = dívidas

T = tributos

4.1. ESTRUTURA DE CAPITAL

A estrutura de capital representa as fontes de recursos utilizadas pelas empresas no financiamento de suas atividades, através do capital próprio ou do capital de terceiros.

Os estudos sobre estrutura de capital se propagaram a partir da década de cinquenta com os estudos de Modigliani e Miller (1958).

Os autores propunham em seu estudo que o tipo de instrumento utilizado para financiar um investimento era irrelevante para determinar o valor de uma empresa, não havendo uma estrutura de capital ótima. Isso ao considerar a existência de um mercado perfeito e ausência de impostos.

Em publicação posterior, Modigliani e Miller (1963) reviram sua posição sobre a irrelevância da estrutura de capital da empresa, e passaram a considerar que, devido a incidência de impostos a que as empresas estão submetidas, a estrutura de capital se tornaria relevante, já que o uso do capital de terceiros proporciona um benefício fiscal para a empresa devido à dedução do seu custo da base tributária, o que não ocorre com o capital próprio.

Miller (1977) menciona que embora os manuais de finanças apontassem que o valor da empresa pudesse ser aumentado pelo uso da dívida (uma vez que os pagamentos de juros podem ser deduzidos da renda tributável das empresas), para usufruir desse ganho os acionistas incorriam em riscos crescentes de falência e seus custos diretos e indiretos, não sendo tão compensatória a alavancagem financeira.

Sanvicente (1991), cita que a maior parte dos modelos da teoria de finanças para análise de investimentos baseia-se na hipótese da existência de “mercado perfeito”, tal como Modigliani e Miller (1958), desconsiderando a existência de custos de transação ou impostos, e partindo do princípio de que todos os participantes possuem as mesmas informações, obtidas a custo zero, lembrando que modelos consagrados, como por exemplo, o CAPM, desenvolvido por Sharpe (1964) e Lintner (1965), partem dessas condições.

Estudos mais recentes consideram que existem condições imperfeitas de mercado que podem influenciar a estratégia de financiamento adotada pelas empresas, assim, surgiram linhas de pensamento que sugerem algumas condições significativas para a determinação da estrutura de capital, tais como subsídios, custos de transação e impostos (BREALEY; MYERS, 1984)³; custos de agência, informações assimétricas, interações de mercado de produtos e insumos, e considerações de controle corporativo (HARRIS; RAVIV, 1991); e impostos, custos de agência e assimetria de informações (MYERS, 2001).

Segundo Albanez (2012), considerando a existência de mercado imperfeito, para explicar a opção pelas empresas por fontes de recursos próprios ou de terceiros para financiamento de investimentos, destacam-se, entre outras teorias, as teorias de *trade-off*, *pecking order* e *market timing*.

Com base nessas teorias, a estrutura de capital da empresa e, em consequência, o seu custo de capital e risco financeiro, podem ser alterados não apenas pelas decisões de investimentos mas também de acordo com as decisões de financiamento tomadas pelos administradores de uma empresa: opção pela utilização de fonte de recursos internos ou externos (MYERS, 1984), emissão de títulos de dívida ou emissão de ações ao se optar por recursos financeiros externos (MYERS; MAJLUF, 1984; MYERS, 1984) e pela prática de utilização de janelas de oportunidade para emissão de ações (BARKER; WURGLES, 2002).

De acordo com o estudo de Doege e Matos (2011), existe um padrão comum de estrutura de capital das distribuidoras de energia elétrica, tendo o setor por característica o alto nível de alavancagem, fato corroborado pelo estudo de Silva e Schnorrenberger (2015).

³ BREALEY, R.A. & MYERS, S.C. *Principles of Corporate Finance*. 2ª edição. New York, McGraw-Hill, 1984 apud SANVICENTE, A. Z. 1991, p. 16.

O fato de uma empresa utilizar dívida para financiar seus investimentos pode fazer com que aumente o seu risco de falência e o custo para o acionista, já que este irá requerer um retorno maior, além de também aumentar o seu custo de capital próprio, à medida que a relação capital de terceiros/ capital próprio aumente (MINARDI et al., 2007).

A necessidade de manutenção de uma estrutura de capital ótima, denominada *trade-off*, surge dessa questão de equilíbrio entre os custos de falência e os ganhos fiscais do financiamento da dívida (uso de capital de terceiros) tendo como objetivo maximizar o valor da empresa (FAMA; FRENCH, 2002).

4.2. CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

Apesar de não haver consenso nos meios acadêmicos, governamentais e empresariais quanto aos critérios e premissas que fundamentam o custo de capital próprio (ZENNER; AKAYDIM, 2002), o *Capital Asset Pricing Model* -CAPM, desenvolvido a partir da teoria de portfólio de Markowitz (1959), é o modelo mais utilizado para a precificação de ativos, tendo como característica a instituição de uma relação linear entre o retorno de um ativo e o retorno de mercado (ASSAF NETO, 2003; CUNHA, 2011). Sua ampla adesão pelo meio acadêmico e mercado financeiro se deve às intuitivas e poderosas previsões sobre a medida do risco e a relação entre risco e retorno (FAMA; FRENCH, 2007).

Segundo Megna, Campanhã e Rochman (2006), o CAPM tem uma grande aceitabilidade no mercado brasileiro, onde é comum que o modelo seja ajustado de acordo com as premissas dos analistas e pesquisadores. Também é o modelo mais utilizado para apuração do custo de capital próprio em empresas de setores regulados (Rocha, Camacho e Bragança, 2007).

A fórmula tradicional do CAPM é dada por:

$$Ke_i = RF + \beta_i (RM - RF) \quad (5)$$

onde:

Ke_i = custo de capital próprio

RF = taxa de retorno de um ativo livre de risco

β_i = medida de risco do ativo em relação à uma carteira padrão

RM = taxa de retorno de mercado

$(RM - RF)$ = prêmio pelo risco de mercado

4.3. PREMISSAS DO MODELO CLÁSSICO DO CAPM

Como citado anteriormente, o CAPM apura a medida de risco e a relação entre risco e retorno de um investimento.

O risco decorre da variância entre os retornos financeiros reais e os retornos financeiros esperados, dividindo-se entre aqueles que são específicos para um determinado investimento (diversificável) e aqueles que são conjunturais (sistemáticos), chamado de risco de mercado, com a inferência de que quanto maior a variância maior o risco. (DAMODARAN, 2010)

Os riscos sistemáticos podem ser exemplificados como crises cambiais e políticas, inflação, etc. que atingem todos os investimentos de uma carteira, enquanto o risco diversificável ocorre num contexto específico da empresa tais como endividamento, concorrência no mercado, greves, etc., podendo ser eliminado pela diversificação de uma carteira de mercado, assim, a carteira como um todo não seria afetada (ASSAF NETO; LIMA; ARAUJO, 2008).

A hipótese fundamental do CAPM pressupõe que o prêmio pelo risco do investidor seja determinado pelo risco sistemático (ASSAF NETO; LIMA; ARAUJO, 2008), imputando que todos os investidores mantêm portfólios bem diversificados, nos quais se eliminou totalmente o risco diversificável (DAMODARAN, 1999; ASSAF NETO; LIMA; ARAUJO, 2008).

4.3.1. Taxa de retorno do ativo livre de risco

A taxa de retorno do ativo livre de risco deve expressar o correto cumprimento da obrigação de pagamento, por parte do devedor, do principal e dos encargos financeiros de títulos emitidos (ASSAF NETO; LIMA; ARAUJO, 2008).

Para Damodaran (2007), um ativo é livre de risco se conhecemos seu retorno esperado com certeza, logo, o ativo não deve possuir nenhum risco de inadimplência e nenhuma incerteza sobre as taxas de reinvestimento. A característica fundamental do ativo livre de risco é que o retorno esperado será sempre igual ao retorno real (DAMODORAN, 2010).

Para Barro et al. (2012, p.7), trata-se da “[...]remuneração exigida pelo investidor por abrir mão da liquidez corrente em troca de liquidez futura, ou seja, é o retorno esperado pelo investidor em manter um ativo que não apresenta qualquer risco associado”.

A taxa livre de risco é geralmente calculada como uma média das taxas de juros históricas dos títulos públicos, porém, ao levar-se em conta que nem todo título público pode ser considerado como sem risco, definir a taxa livre de risco em algumas economias, principalmente nas economias classificadas como emergentes, pode tornar-se problemática (ASSAF NETO; LIMA; ARAUJO, 2008).

4.3.2. Beta

Representa a medida de risco do ativo em relação à uma carteira padrão de mercado (COPELAND et al., 2002).

Segundo Damodaran (2007), a abordagem convencional para estimar o beta é a utilização de dados históricos dos preços de mercado para ativos individuais.

O beta de mercado do ativo é a inclinação da regressão de seu retorno sobre o retorno do mercado, levando a uma interpretação comum do beta de que ele mede a sensibilidade do retorno do ativo à variação do retorno do mercado (FAMA; FRENCH, 2007).

A equação que resulta no beta de mercado do ativo, é a covariância do retorno do ativo e do retorno do mercado dividida pela variância do retorno do mercado:

$$\beta_{iM} = \frac{cov(R_i, R_M)}{\sigma^2(R_M)} \quad (6)$$

De acordo com Copeland et al. (2002), os valores dos betas dependem do intervalo de tempo e da frequência dos dados adotados nos cálculos, sendo que a teoria não determina um intervalo ideal a ser utilizado.

4.3.3. Prêmio pelo risco de mercado

Na fórmula original do CAPM, o prêmio relativo ao risco de mercado é a diferença entre a taxa de retorno sobre a carteira de mercado e a taxa livre de risco (títulos públicos).

A carteira de mercado é representada por todas as ações negociadas, sendo seu desempenho formal representado pelo índice de mercado de bolsa de valores, assim, o prêmio pelo risco de mercado quantifica o retorno adicional a um título livre de risco, devendo remunerar o investidor em aplicações em condições de risco (ASSAF NETO; LIMA; ARAUJO, 2008).

Para Damodaran (1999), na prática, não existem índices capazes de medir ou até mesmo se aproximar da carteira de mercado, já que índices de mercado de ações e índices de mercado de renda fixa, que são utilizados, não são abrangentes.

Espera-se que os índices que incluem mais títulos devem fornecer melhores estimativas do que os índices que incluem menos, assim como os índices que são ponderados pelo mercado devem render melhores estimativas (DAMODARAN, 1999).

Uma das alternativas sugeridas por Damodaran (1999) para escolha da carteira de mercados utilizada com referência é saber quem é o investidor marginal do negócio, através da observação dos maiores detentores de estoque na empresa e os mercados onde o volume de negociação é mais pesado.

O autor exemplifica que, se o investidor marginal é um investidor global, uma medida mais relevante de risco pode surgir usando o índice global, se o investidor marginal é um investidor dos EUA, o índice certo pode ser o S & P 500, se é brasileiro, é razoável usar um índice brasileiro bem-construído, e assim por diante.

4.4. CRÍTICAS AO MODELO CLÁSSICO DO CAPM

Apesar da sua imponência no mercado financeiro, modelos de precificação de ativos surgiram como alternativa ao CAPM, devido à manifestação de algumas críticas ao modelo tradicional, a exemplo de: Modelo Arbitrage Pricing Theory - ATP (ROSS, 1976), Modelo de três fatores de Fama e French (1993, 1996), Modelo de Ohlson e Juettner-Nauroth (2005).

Entre as críticas ao CAPM, está a sua simplicidade, ao girar em torno de um único fator de risco de um ativo, o beta (VASCONCELOS; PEROBELLI; TOLEDO VIEIRA, 2014).

Isso leva ao questionamento do quanto ele se ajusta a realidade e se o Beta seria suficiente para explicar os retornos esperados (VASCONCELOS; PEROBELLI; TOLEDO VIEIRA, 2014).

Outra crítica é quanto a validade dos testes empíricos do modelo, por ser testada apenas uma *proxy* específica da carteira de mercado. Roll (1977) questiona que não seria possível incluir na carteira de mercado todos os ativos que podem ser negociados e essa seria a verdadeira carteira de mercado de referência.

Entretanto, a maior limitação do modelo está nas premissas advindas de países desenvolvidos serem adotadas para mensuração do custo de capital próprio em mercados

emergentes, com a alegação de que elas têm pouca aplicabilidade nesses mercados (ESTRADA, 2000; CUNHA, 2011).

Essa questão dos mercados emergentes passou a ser bastante discutida, com trabalhos empíricos surgidos mais fortemente a partir de 1996, conforme discorrido no capítulo a seguir.

4.5. ADAPTAÇÃO DO CAPM AOS MERCADOS EMERGENTES

Estrada (2000) explica que, nos mercados emergentes, betas e o retorno de ações são, em grande parte, não correlacionados. Em seu estudo, o autor conclui que os betas com base em informações financeiras de países desenvolvidos não evidenciam efetivamente os retornos esperados dos ativos em mercados emergentes.

Segundo Pereiro (2001), os métodos baseados no CAPM tradicional não foram estruturados para lidar com o risco não sistemático, decorrente da diversificação imperfeita de investimentos.

Nos mercados desenvolvidos, considerados eficientes, é possível diversificar o risco não sistemático investindo em uma grande carteira de ativos, pois há a ocorrência de transações múltiplas e frequentes que geram preços equilibrados de ações, além de um fluxo livre de informações entre um grande número de compradores e vendedores (PEREIRO, 2001).

Segundo o mesmo autor, a diversificação é imperfeita quando se realiza uma ou poucas aquisições, num mercado em que apenas poucos compradores e vendedores interessados operam, gerando um risco idiossincrático que o CAPM tradicional não é capaz de captar, sendo esse o caso da grande maioria dos negócios em economias emergentes.

Entre as deficiências encontradas nos mercados emergentes para cálculo do CAPM tradicional citadas por Pereiro (2001) estão:

- a. As informações de mercado e custo de capital são consideradas escassas e pouco confiáveis, com requisitos de divulgação menos rigorosos;
- b. O desempenho das ações é volátil: inflação, risco cambial, a possibilidade de expropriação, governos instáveis, mudanças nas leis, bancos centrais fracos que permitem manipulações cambiais, restrições a entradas ou saídas de capitais, corrupção nos setores privado e público, todos esses fatores prejudicam a confiabilidade dos dados;
- c. As séries de dados são normalmente curtas e sua significância estatística é conseqüentemente prejudicada.

- d. Poucas empresas comparáveis estão disponíveis, por exemplo, para estimar betas, com muitos setores ainda não representados na bolsa de valores.

Torna-se substancial a necessidade de ajustes com a finalidade de adequar o modelo à realidade econômica dos países emergentes, expressivamente divergente de uma economia desenvolvida (DAMODARAN, 2010).

Para solucionar essa dificuldade do uso do modelo tradicional do CAPM, surgiram abordagens com adaptação do modelo aos países emergentes, a exemplo de: Modelo G-E (GODFREY; ESPINOSA, 1996), Modelo de Lessard (1996), CAPM Global (O'BRIEN et al., 1999), Modelo Goldman Sachs (MARISCAL; HARGIS, 1999), CAPM Local e CAPM Local Ajustado (PEREIRO, 2001), Modelo de Damodaran (2002).

Entre os ajustes sugeridos nos modelos adaptados ao CAPM tradicional, evidencia-se a inclusão de um prêmio pelo risco-país, que pode ser conceituado como um agregado de componentes de risco idiossincráticos (PEREIRO, 2001).

Exemplo de riscos idiossincráticos que podem afetar o desempenho da empresa: risco decorrente de distúrbios sociais e / ou políticos, chance de expropriação de ativos privados pelo governo, possibilidade do surgimento de barreiras ao livre fluxo de capitais entre fronteiras, risco cambial, risco soberano ou risco de inadimplência e inflação (PEREIRO, 2001).

O risco país é geralmente apurado pelo excesso de remuneração que os títulos públicos de um país pagam em relação a títulos similares emitidos pelo Departamento do Tesouro dos Estados Unidos (Treasury Bonds — T-Bonds). (ASSAF NETO; LIMA; ARAÚJO, 2008)

Há controvérsia sobre a utilização de um risco país adicional no cálculo do CAPM, como argumenta Sanvicente (2015, p. 41) “há apenas um fator de risco, proporcional à quantidade de risco não diversificável do ativo, e esse fator é o risco da carteira de mercado”. Para o autor, a adição de prêmio por outro risco que não o da carteira de mercado consiste em um procedimento inteiramente *ad hoc*.

Há estudos como o de Keck, Levengood e Longfield (1998) que constataram que o uso *ad hoc* de prêmios por risco, não previstos no CAPM e não necessariamente validados do ponto de vista empírico, é recorrente, sendo o prêmio por risco soberano (risco país) um dos mais recorrentes.

No quadro 6 são descritos os componentes dos modelos de precificação de ativos derivados do CAPM e o modelo tradicional de Sharpe (1964) e Lintner (1965) para comparação:

Quadro 6 – CAPM clássico de Sharpe (1964) e Lintner (1965) e derivados do modelo.

Modelo	Equação
CAPM (SHARPE, 1964; LITNER, 1965)	$Ke_i = RF + \beta_i (RM - RF), \text{ onde:}$ <p>Ke_i = custo de capital próprio RF = taxa de retorno de um ativo livre de risco local β_i = medida de risco do ativo em relação à uma carteira padrão local RM = taxa de retorno de mercado local</p>
Modelo G-E (GODFREY; ESPINOSA, 1996)	$Ke = Rf,US + RC + BA (Rm,US - Rf,US), \text{ onde:}$ <p>Rf,US = Taxa livre de risco dos EUA; RC = Prêmio de risco-país; BA = Beta ajustado = $(\sigma L / \sigma US) \cdot 0,60$ Rm,US = Taxa de retorno do mercado dos EUA; σL = Desvio padrão do retorno do mercado local; σUS = Desvio padrão do retorno do mercado dos EUA</p>
Modelo de Lessard (1996)	$Ke = (Rf,US + RC + \beta_{CL,US} \cdot \beta_{US} (Rm,US - Rf,US)), \text{ onde:}$ <p>Rf,US = Taxa livre de risco dos EUA; RC = Prêmio de risco-país; $\beta_{CL,US}$ = Beta do país (sensibilidade relativa dos retornos do mercado de ações local aos retornos do mercado dos EUA) β_{US} = Beta dos EUA. Rm,US = Taxa de retorno do mercado dos EUA;</p>
CAPM Global (O'BRIEN et al., 1999)	$Ke = RfG + \beta_{LG} (RmG - RfG), \text{ onde:}$ <p>RfG = Taxa livre de risco global; β_{LG} = Beta local em relação ao índice do mercado global; RmG = Retorno de mercado global.</p>
Modelo Goldman Sachs (MARISCAL; HARGIS, 1999)	$Ke = Rf,US + RC + [(\sigma L / \sigma US) \cdot \beta_{LL} \cdot (Rm,US - Rf,US) \cdot (1-R)] + RId, \text{ onde:}$ <p>Rf,US = Taxa livre de risco dos EUA; RC = Prêmio de risco-país; σL = Desvio padrão do retorno do mercado local; σUS = Desvio padrão do retorno do mercado dos EUA; β_{LL} = Beta local em relação ao índice do mercado local; Rm,US = Taxa de retorno do mercado dos EUA;</p>

	<p>R = é a correlação do retorno entre o mercado local e o título de dívida do governo usado para medir o risco-país;</p> <p>R_{Id} = é o prêmio de risco exclusivo da empresa-alvo.</p>
CAPM Local (PEREIRO, 2001)	<p>$K_e = RfG + RC + \beta_{LL} (R_{mL} - R_{fL})$, onde:</p> <p>$RfG$ = Taxa livre de risco global;</p> <p>RC = Prêmio de risco-país;</p> <p>β_{LL} = Beta local em relação ao índice do mercado local;</p> <p>R_{mL} = Retorno do mercado local;</p> <p>R_{fL} = Taxa livre de risco local ($RfG + RC$).</p>
CAPM Local Ajustado (PEREIRO, 2001)	<p>$K_e = RfG + RC + \beta_{LL} (R_{mL} - R_{fL}) (1 - R_i^2)$, onde:</p> <p>$R_i^2$ = pode ser o quanto a volatilidade da empresa i é explicada pelo risco país.</p>
CAPM Híbrido Ajustado (PEREIRO, 2001)	<p>$K_e = RfG + RC + \beta_{CLG} \cdot [\beta_{GG} \cdot (RMG - RfG)] \cdot (1 - R^2)$, onde:</p> <p>$RfG$ = Taxa livre de risco global;</p> <p>RC = Prêmio de risco-país;</p> <p>β_{CLG} = é o beta país (coeficiente angular da regressão entre o índice de mercado local e o índice de mercado global);</p> <p>β_{GG} = o beta não alavancado médio de empresas comparáveis no mercado global;</p> <p>RMG = Retorno de mercado global.</p> <p>R^2 = é o coeficiente de determinação da regressão entre a volatilidade do mercado local em relação à variação do risco-país.</p>
Modelo de Damodaran (2002).	<p>$K_e = R_{f,US} + RC\gamma + \beta_{LL} (R_{M,US} - R_{f,US})$, onde:</p> <p>$\gamma$ = é a exposição específica da empresa ao risco-país com escala de 0 a 1;</p> <p>β_{LL} = é o beta da empresa local em relação ao índice do mercado local.</p>

Fonte: Adaptado de Pereiro (2001, 2006) e Roggi, Giannozzi e Baglioni (2015).

Verifica-se que entre os modelos derivados do CAPM clássico, exceto o CAPM global, todos consideram um prêmio de risco país em sua fórmula, sendo que Damodaran (2002) utiliza o prêmio pelo risco país ajustado pela volatilidade média do mercado acionário em relação ao mercado de dívida para países emergentes.

O CAPM Global (O'BRIEN et al., 1999) utiliza taxas de retorno do ativo livre de risco e de mercado e beta do mercado global enquanto os modelos Godfrey e Espinosa (1996),

Lessard (1996), Goldman Sachs (MARISCAL; HARGIS, 1999) e Damodaran (2002) utilizam a taxa de retorno livre de risco e taxa de retorno do mercado dos EUA.

Os modelos de Pereiro (2011) utilizam em alguns dos seus modelos a taxa de retorno livre de risco global e, também, local. A taxa de retorno de mercado local prevalece entre os três modelos.

Metade dos modelos utilizam o beta local em relação ao índice de mercado local enquanto os outros utilizam alguma combinação entre dados locais e globais ou algum tipo de ajuste no índice beta.

Por fim, o modelo Goldman Sachs (MARISCAL; HARGIS, 1999), CAPM Local Ajustado e CAPM Híbrido Ajustado (PEREIRO, 2001) utilizam ainda outros ajustes em seus cálculos.

Segundo Pereiro (2002), mesmo com as limitações do CAPM em países emergentes, ele continua sendo muito utilizado pelos especialistas de mercado pois há motivos de custo-benefício significativos por ampliar o CAPM, ainda por ele ser o ponto de referência para as concorrentes e a corporação, e porque algumas das deficiências apontadas podem ser parcialmente suavizadas por ajustes *ad hoc* (ainda que sem fundamento teórico).

Uma informação que pode auxiliar na escolha do modelo de custo de capital a ser utilizado se refere ao nível de integração de mercado. Segundo Harvey (2005), é possível estabelecer um paralelo entre as metodologias de cálculo do custo de capital próprio e o grau de integração de uma economia, que será explicado a seguir.

4.5.1. Nível de integração de mercado

Podem ser classificados em três os níveis de integração de mercado quando se trata de precificação de ativos: mercados segmentados, totalmente integrados e parcialmente integrados (BEKAERT; HARVEY, 1995).

Os fatores que podem determinar a integração do mercado de capitais são restrições a propriedade ou capital estrangeiro, impostos, regulamentações, acesso à informação, divulgação e previsão de normas contábeis, riscos específicos de mercados emergentes, etc. (CUNHA, 2011).

Para Keck, Levengood, & Longfield (1998), os investidores tendem a ajustar a metodologia de avaliação de acordo com a percepção do grau de integração dos mercados em que investem, sendo que a maioria parece usar um modelo diferente de custo de capital ao

investir internacionalmente do que aquele que usa para avaliar projetos domésticos, pois intuem que os riscos no exterior são diferentes, de algum modo, dos riscos em casa.

Em sua concepção original, o CAPM considerava o mercado como não integrado aos mercados mundiais (segmentado) (BEKAERT; HARVEY, 1995).

Em outro extremo, o modelo CAPM Global baseia-se na ideia de integração completa entre os mercados, pensando em termos de risco e retorno como um *trade-off* de todos os ativos, independentemente da sua nacionalidade (O'BRIEN, 2005).

Keck, Levensgood, & Longfield (1998) considera que a integração global dos mercados implica que os investidores, sejam eles domésticos ou internacionais, devem calcular o custo de capital próprio a partir do CAPM Global e para Harvey (2005), em mercados totalmente integrados, o risco-país seria irrelevante na estimativa do custo do capital próprio, uma vez que o risco pode ser eliminado por meio da diversificação.

Para aqueles que permanecem em mercados relativamente segmentados, entretanto, justificar-se-ia a utilização do CAPM Local (KECK; LEVENGOOD; LONGFIELD, 1998), já que a diversificação de investimentos nem sempre é possível, visto que geralmente possuem um mercado de ações altamente concentrado (TEIXEIRA; CUNHA, 2017).

Para Rocha, Camacho e Fiuza (2006), a abordagem local pressupõe que a empresa analisada é relativamente isolada e que suas transações são subordinadas ao mercado financeiro do local em que ela atua, se valendo de variáveis extraídas do próprio local de atuação da empresa. Para esses autores, a recomendação para empresas reguladas em países emergentes é a utilização do mercado global como referência, porém com ajustes para o mercado local.

Harvey (2005) considera que em mercados emergentes deve ser ter em vista o quão segmentado ele é a fim de escolher o modelo de CAPM e para Damodaran (2003), para fins de análise da inclusão de um risco-país ao cálculo do CAPM, deve-se olhar para o investidor marginal: sendo esse globalmente diversificado, há o potencial para a diversificação global, já se o investidor marginal não possuir um portfólio global, a probabilidade de diversificar o risco-país diminui substancialmente, logo, deve-se medir e estimar os prêmios de risco-país.

Sanvicente, Sheng e Guanais (2017) testaram o nível de integração do mercado brasileiro, usando a medida de risco incremental proposto por Keck, Levensgood, & Longfield (1998), a fim de verificar a necessidade do uso do prêmio de risco país. Utilizando o modelo Goldman Sachs de Mariscal e Lee (1993), a aplicação foi realizada em 57 empresas brasileiras não financeiras mais negociadas, durante o período de 2004 a 2014.

Como resultado, não foi rejeitada a hipótese de integração do mercado brasileiro e verificou-se que o risco país não era considerado relevante.

Camacho e Lemme (2004) aplicaram o cálculo do CAPM global e CAPM local em 22 empresas brasileiras com investimentos no exterior. Concluíram que não é correto adicionar quaisquer prêmios de risco no custo de capital local.

Com o intuito de conhecer as principais características metodológicas e constatações nos estudos abordando o CAPM e variantes no país, Araújo, Oliveira e Silva (2012) fizeram um levantamento dos artigos acadêmicos apresentados entre 1997 e 2008 em congresso e periódicos nacionais. Constataram que no Brasil as proxies mais utilizadas para os componentes do CAPM são o Ibovespa como a carteira de mercado e o CDI ou a SELIC como proxy do ativo livre de risco, ou seja, predominou o uso do CAPM Local.

Os autores salientaram que a maior parte dos trabalhos da amostra não apresentou um embasamento para a utilização de determinada taxa, o que talvez comprometeria sua aplicação.

Fellet, Cunha e Iara (2014) analisaram o custo de capital próprio estimado através das adaptações do modelo CAPM aos mercados emergentes, comparando cinco modelos contendo representantes de mercado integrado, parcialmente integrado e segmentado. Como resultado, verificou-se a existência de diferença significativa entre as médias estimadas pelos modelos,

Teixeira e Cunha (2017) estimaram o custo de capital próprio das 94 empresas mais líquidas do mercado brasileiro utilizando os modelos de Pereiro (2001) CAPM Local, CAPM Local Ajustado e CAPM Ajustado Híbrido. Em comparação, houve diferenças estatísticas significativas entre os modelos. Como um ponto de destaque, o Ibovespa apresentou correlação positiva com o MSCI ACWI e com o S&P 500, o que evidencia a correlação entre os retornos de mercado local e global.

Estudos como o de Fellet, Cunha e Iara (2014) e Teixeira e Cunha (2017), além de outros que estudaram as diferenças entre os modelos de CAPM aplicados no mercado brasileiro, apontam que a escolha do modelo é extremamente significativa e interfere no custo de capital próprio estimado.

Isso reforça os questionamentos acerca da mensuração do custo de capital próprio através da adoção do modelo CAPM e suas variações em mercados emergentes, se mostrando uma discussão ainda bem atual.

4.5.2. Premissas dos modelos brasileiros do CAPM

O modelo de Assaf Neto, Lima e Araújo (2008), sugere a apuração do custo de capital dos investimentos brasileiros a partir de uma metodologia mais ajustada à realidade do país,

assim como argumentam outros autores, tais como Godfrey e Espinosa (1996), Lessard (1996), Mariscal e Hargis (1999), Pereiro (2001) e Damodaran (2003).

Assaf Neto, Lima e Araújo (2008) propõem, para isso, o *benchmark* de uma economia mais estável em combinação com um CAPM que considere, além do risco-país, a volatilidade do mercado acionário brasileiro.

Nesse modelo, a determinação do prêmio pelo risco-país é dada pela soma do spread de risco de default do país mais a volatilidade adicional do mercado brasileiro.

Para os autores, é reconhecido na literatura financeira que um título de renda variável (ação) apresenta risco superior ao de um título de renda fixa e, no modelo tradicional, o spread do risco-país é determinado a partir de títulos de renda fixa, não sendo coerente com o que se procura determinar, que é a expectativa de retorno mínimo do acionista, definido a partir do risco apresentado pela ação. Desta forma, a volatilidade adicional do mercado brasileiro é dada pela relação entre o desvio-padrão da carteira de mercado de ações e o desvio-padrão do mercado de títulos de renda fixa. (ASSAF NETO; LIMA; ARAÚJO, 2008)

Uma das peculiaridades do método é que o valor apurado do risco-país ajustado é considerado no cômputo do prêmio pelo risco de mercado e não somado ao final da fórmula do CAPM.

Sobre a taxa livre de risco, a taxa de retorno de mercado e o Beta utilizados no cálculo do custo de capital próprio, os autores sugerem que estas são mais bem mensuradas utilizando-se o *benchmark* de uma economia mais estável, como o EUA, ao invés de dados da economia local, considerada de alta volatilidade.

Salienta-se que para definição do Beta, é utilizado o valor desalavancado do setor de referência norte americano e realizada a “realavancagem” pelo nível de endividamento da empresa brasileira.

Em uma premissa oposta, Sanvicente (2012, 2015) se posiciona favorável ao uso de dados do mercado local para cálculo do CAPM no lugar do uso de dados do mercado norte-americano, justificando que o mercado local já é suficientemente bem desenvolvido para que os preços correntes das ações incorporem informação a respeito de riscos relevantes.

Sanvicente (2012, 2013, 2015) desenvolveu pesquisas sobre o uso do CAPM em mercados emergentes, incluindo a análise das metodologias usadas por algumas agências reguladoras brasileiras, a exemplo da ANEEL e ANTT, para determinação da remuneração de capital dos investimentos.

Para Sanvicente (2015), o CAPM desenvolvido por Sharpe (1964) pressupõe a utilização de apenas um fator de risco no cálculo, proporcional à quantidade de risco não

diversificável do ativo (beta), sendo que a inclusão de um prêmio além daquele da carteira de mercado consiste em procedimento *ad hoc* e sem comprovação teórica.

Analisando uma amostra de 204 empresas diversas no mercado brasileiro, o autor testou a significância do risco país em relação aos retornos de ações observados, constatando que o comportamento da carteira de mercado já é influenciado pelo risco país, já que em apenas 17 títulos da amostra o prêmio por risco Brasil não estava completamente refletido no comportamento do Ibovespa. Concluiu que caso se opte por usar o índice de mercado local no CAPM, não se deve acrescentar o prêmio por risco Brasil, pois esse já estaria implícito no índice de mercado local.

Sanvicente (2008) afirma que, em um cenário em que o mercado local de ações é fortemente afetado pelo mercado internacional e pela percepção de risco que os investidores internacionais têm de um país, o efeito dessas variáveis já estaria refletido no comportamento da carteira de mercado local, tornando apto o uso do CAPM Local para cálculo do custo de capital próprio no Brasil, mesmo sob a perspectiva de investidores internacionais.

Além da questão do uso de dados do mercado norte-americano e da adição do prêmio de risco país, o autor também questiona o uso pelas agências reguladoras brasileiras de taxas médias históricas para obtenção dos prêmios de risco, argumentando que quando os investidores tomam suas decisões de investimentos, eles consideram qual é o custo de oportunidade do capital em vista das condições correntes de mercado, desta forma, é possível e mais correto utilizar-se de taxas correntes e não históricas (SANVICENTE, 2013, 2015).

Damodaran (2003) sugere a estimação de prêmios de risco que não sejam via dados históricos ou correções de risco-país, mas cita que, para o uso correto desse modelo, deve-se supor que o mercado, no dado momento, está precificando corretamente as ações.

Vê-se que as premissas para cálculo do CAPM em mercados emergentes, a constar o Brasil, são bastante variadas entre autores internacionais e, também, brasileiros, provando que não há um consenso sobre a metodologia mais adequada, pois todas parecem estar bem fundamentadas, mas também com críticas significativas.

4.6. CUSTO DE CAPITAL DE TERCEIROS

Os recursos para investimento das empresas são oriundos ou dos acionistas, representado o capital próprio, ou dos credores que financiam a empresa, sendo então o capital de terceiros.

Em relação aos credores, as empresas destinam parte de seus fluxos na forma de pagamento de juros e, aos acionistas, as empresas devem remunerar através dos lucros residuais gerados. (PEROBELLI; FAMÁ, 2002)

Os riscos são diferentes para cada fonte de capital, devendo a metodologia de cálculo usada para estimar o custo de capital de terceiros diferir da utilizada para o custo de capital próprio, sendo que a primeira utiliza menos variáveis, já que o custo do capital de terceiros é mais fácil de ser estimado.

Segundo Cunha (2011) e Albanez (2012) são algumas das formas de se calcular o custo de capital terceiros: estimar a razão das despesas financeiras em relação ao passivo oneroso - PO das empresas (custo *ex-post*, pois representa eventos passados); se basear no risco de crédito da empresa, dado por um *rating* de agências especializadas (custo *ex-ante*, pois representa as expectativas de mercado).

Para Cunha (2011), no Brasil o cálculo do capital de terceiros a partir dos dados financeiros e do passivo oneroso possui limitações, pois em muitos casos as empresas não segregam as despesas financeiras do PO de outras oriundas dos passivos em funcionamento.

Por outro lado, nem todas as companhias abertas brasileiras configuram nos *ratings* de crédito das agências de classificação de riscos de destaque no mercado financeiro (ALBANEZ, 2012).

Segundo Minardi et al. (2007), as avaliações de crédito atribuídas por agências de classificação de risco são largamente utilizadas no meio financeiro como medida de risco de títulos privados.

Para atribuir um *rating* de crédito, as agências de classificação de risco (como Moody's e Standard & Poor's) baseiam-se em informações correntes quantitativas e qualitativas disponibilizadas pelos emissores de títulos ou obtidas junto a fontes consideradas confiáveis para determinar a capacidade de pagamento da empresa (ROCHA; BRAGANÇA; CAMACHO, 2006; MINARDI et al., 2007).

Quanto melhor a escala de classificação de risco, menor a probabilidade de inadimplência da empresa e menor o spread, ou seja, o prêmio de inadimplência requerido pelo mercado para fornecer o empréstimo (ROCHA; BRAGANÇA; CAMACHO, 2006).

Damodaran (2009) sugere que o custo de capital de terceiros (K_i) deve ser determinado através das variáveis: taxa de ativo livre de risco, risco de inadimplência da empresa e benefício fiscal da dívida.

No escopo das empresas reguladas, Rocha, Camacho e Fiuza (2006) argumentam a necessidade da adição de um prêmio pelo risco país ao cálculo do custo de capital.

Quanto ao modelo utilizado nesse trabalho, Assaf Neto, Lima e Araújo (2008) consideram que o K_i seja formado pela prime rate do mercado financeiro norte-americano acrescida do prêmio pelo risco-país, líquido do benefício fiscal.

Apesar do custo de capital de terceiros ser tão importante quanto o custo de capital próprio para composição do custo médio ponderado de capital, a literatura e discussão quanto ao primeiro se mostra menos extensa e difundida, já que o custo de capital de terceiros é uma taxa explícita, o que não impede que se busque aplicar e comparar as premissas de cálculo existentes mais consolidadas em busca de resultados mais precisos.

Adentrando no escopo do custo de capital regulatório, no capítulo 5 será mostrado o método de cálculo do *Weighted Average Cost of Capital* – WACC utilizado pela ANEEL, explicando os componentes de sua fórmula e os principais índices utilizados, e verificado o respaldo nos métodos existentes na literatura. Também será discorrido brevemente sobre a exigência da contabilidade regulatória às concessionárias do setor para compreensão do método utilizado.

5. CUSTO DE CAPITAL ADOTADO PELA ANEEL

O modelo de regulação adotado para o setor elétrico brasileiro, conforme já citado, é o “*price-cap*”. Esse modelo também é utilizado na Inglaterra e em outros países da América do Sul, promovendo o incentivo à eficiência dos custos para maximização dos resultados, enquanto há outros países que consideram um outro modelo, o “*rate-of-return*”, em que a taxa de retorno é pré-fixada e definida pelo órgão regulador, apresentando menos risco para o investidor, porém sem estímulo a otimização dos custos e eficiência operacional (GUIMARÃES; GONÇALVES, 2014).

Para Rocha, Camacho e Fiuza (2006) o regime de regulação por incentivos adotado pelo regulador brasileiro pode ser considerado um *price-cap* híbrido, isto porque uma parte da tarifa correspondente à parcela A é repassada aos consumidores na data dos reajustes anuais, enquanto a parcela B é reposicionada nos períodos de revisão tarifária e reajustada anualmente.

Rocha, Bragança e Camacho (2006) salientam que o retorno financeiro obtido pelas concessionárias passa por questões específicas relacionadas à eficiência operacional e às práticas de boa governança, e que a correta remuneração do capital privado é crucial para a atração e viabilidade econômica dos novos investimentos, especialmente em modelos regulatórios do tipo *price-cap*, o mesmo adotado pelo setor.

Como foi visto no item 3.3.1.1., para se chegar ao valor da Remuneração de Capital (RC) a ser considerado para cálculo do reposicionamento tarifário, é aplicada uma taxa de retorno (custo de capital) à Base Regulatória de Remuneração Líquida (investimos da concessionária a serem remunerados) definida por metodologia da ANEEL.

A metodologia utilizada pela agência para apurar o custo de capital é o Weighted Average Cost Of Capital (WACC), combinada com o Capital Asset Pricing Model (CAPM), conforme Nota Técnica nº 22 (ANEEL, 2015a).

Rocha, Camacho e Fiuza (2006) citam que esta tem sido a metodologia-padrão para se estimar o custo de capital, especialmente de setores regulados, sendo utilizada pela quase totalidade de agências reguladoras na Inglaterra, Austrália, Nova Zelândia, Estados Unidos, Espanha, Argentina e Chile.

A agência reguladora extrai os dados necessários para o cálculo da BRRl e do WACC do Balancete Mensal Padronizado – BMP que, segundo o item 6.2.1 do MCSE, as concessionárias e permissionárias de distribuição, transmissão e geração, devem elaborar e encaminhar à ANEEL. O BPM, com exceções do mês de dezembro a fevereiro, deve ser

enviado pelas concessionárias no prazo máximo de 40 (quarenta) dias após o mês de competência.

Assim, as empresas que atuam no setor elétrico precisam, além da contabilidade societária, que deve ser publicada oficialmente, fazer uma escrituração paralela para atender à contabilidade regulatória exigida pela ANEEL.

De acordo com Pardina, Rapti e Groom (2008), a contabilidade regulatória é considerada um conjunto de princípios e regras de apresentação de informações para empresas reguladas, cujo objetivo é facilitar o atendimento aos objetivos regulatórios, ou seja, das agências reguladoras.

Através da Resolução Normativa nº 396 de 23 de fevereiro de 2010, foi instituída pela ANEEL a contabilidade regulatória do setor, passando o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, estabelecido pela resolução ANEEL nº 444/2011, a ter por finalidade estabelecer as práticas e orientações contábeis necessárias às concessionárias e permissionárias de serviço público de transmissão e de distribuição de energia elétrica para registro contábil de suas respectivas operações e elaboração de demonstrações contábeis, de forma a atender as necessidades regulatórias.

A seguir, é descrito o cálculo da estrutura de capital para aplicação nas revisões tarifárias.

5.1. ESTRUTURA DE CAPITAL

Pelas regras da ANEEL, a estrutura de capital das empresas brasileiras é utilizada no cálculo do beta e para ponderar os custos de capital na fórmula do WACC.

Por se tratar de um setor regulado, a NT nº 22 (ANEEL, 2015a) estabelece em seu cálculo o uso da média aritmética da estrutura de capital de todas as empresas distribuidoras do setor de um determinado período.

Para cálculo da última estrutura de capital vigente, a agência se baseou nas demonstrações contábeis regulatórias das empresas distribuidoras elétricas brasileiras dos anos de 2011, 2012 e 2013, com as seguintes especificações:

Para realização do cálculo da estrutura de capital, foram excluídas empresas que em qualquer ano da amostra apresentaram PL negativo, estrutura negativa ou endividamento zero. Para empresas com estruturas superiores a 100%, o valor foi travado neste patamar. Foi calculada uma estrutura de capital por ano e por empresa e depois foi obtida a média aritmética de todas as estruturas calculadas [...]. (ANEEL, 2015a, fls. 37)

Como a metodologia da ANEEL vem sendo aperfeiçoada, nos ciclos anteriores foram utilizados base de dados diferentes, sendo que no 1º e 2º CRTP para a determinação da estrutura ótima de capital foram utilizados os dados empíricos de empresas de distribuição de energia elétrica da Argentina, Chile, Brasil, Austrália e Grã-Bretanha.

Foi a partir do 3º ciclo que a agência passou a utilizar uma base de dados construída com informações sobre as próprias empresas sujeitas à aplicação do método.

De acordo com a metodologia estabelecida pela ANEEL, a participação da dívida (capital de terceiros) é definida a partir da média da proporção dos passivos onerosos em relação ao valor de mercado dos ativos, conforme a seguinte equação:

$$\frac{PO}{(AIS_{Líquido} + AIC - OE)} \quad (7)$$

Onde:

PO = Passivo Oneroso

$AIS_{Líquido}$ = Ativo Imobilizado em Serviço Líquido;

AIC = Ativo Imobilizado em Curso

OE = Obrigações Especiais

A ANEEL explica que o valor de mercado dos ativos é estipulado a partir do Ativo Imobilizado em Serviço Líquido – AIS acrescido do Ativo Imobilizado em Curso – AIC.

Ainda, segundo a ANEEL, os Passivos Onerosos - PO correspondem a dívida bruta das empresas, composta pelas contas contábeis de curto e longo prazo de financiamentos, empréstimos, debêntures e outros, e são obtidos através dos registros constantes no Balancete Mensal Padronizado – BMP, que são encaminhados pelas distribuidoras à ANEEL, obrigação necessária das empresas que será explicado no subcapítulo sobre contabilidade regulatória do setor.

As contas que são utilizadas para o cálculo da estrutura de capital do setor, compreendendo as contas do Ativo e do Passivo Oneroso das empresas, são mostradas a seguir.

Quadro 7 – Contas utilizadas para o cálculo da estrutura de capital brasileira

Conta	Descrição
13201	Ativo Imobilizado -G
3203	Ativo Imobilizado - D
13204	Ativo Imobilizado - ADM

13205	Ativo Imobilizado - COM
21121	Encargos de dívida Curto Prazo
21151	Empréstimos Curto Prazo
21152	Debêntures Curto Prazo
21161	Financiamentos Curto Prazo
21162	Outras Captações Curto Prazo
22121	Encargos de dívida Longo Prazo
22152	Debêntures Longo Prazo
22161	Financiamentos Longo Prazo
22162	Outras Captações Longo Prazo
RGR	Saldo devedor de RGR (Eletrobras)
22301	Obrigações Especiais - G
22303	Obrigações Especiais - D
22304	Obrigações Especiais - ADM
22305	Obrigações Especiais - COM

Fonte: ANEEL (2015a)

5.2. CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO

A ANEEL utiliza-se de um modelo de CAPM que considera premissas do mercado global como referência, porém com ajustes para o mercado local.

Assim, segundo a NT n° 22 (ANEEL, 2015a), o CAPM do custo de capital próprio é dado por:

$$k_p = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_s \quad (8)$$

onde:

k_p = custo de capital próprio;

r_f = taxa de retorno do ativo livre de risco;

β = beta da ação;

r_m = taxa de retorno do mercado;

r_s = prêmio de risco soberano em relação ao mercado de referência.

Desde o 1° CRTP até a metodologia atual, ocorreram mudanças na fórmula do CAPM do capital próprio em relação aos prêmios de risco, que consistem no ajuste ao mercado local conforme explicado.

No 1° e 2° CRTP a fórmula do CAPM considerava em seu cálculo dois prêmios de risco que não constam no método atual: um prêmio de risco cambial e um prêmio de risco do regime regulatório.

No 3º CRTTP foram desconsiderados o prêmio de risco cambial e o prêmio de risco do regime regulatório e mantido apenas o prêmio de risco país. No atual modelo, o prêmio de risco país passou a ser denominado “prêmio de risco soberano em relação ao mercado de referência”.

A retirada do prêmio de risco do regime regulatório é justificada pela ANEEL “dada a consideração desse risco na medida do risco país e as abordagens empíricas inconclusivas a respeito de um adicional específico do setor elétrico não capturado pelo indicador soberano” e a desconsideração do risco cambial é justificada:

[...] tendo em vista que o comportamento sistemático deste risco já estaria implícito no risco país e no diferencial de inflação, ambos assegurados pelo modelo, além do fato de as concessionárias de distribuição terem baixa exposição a passivos denominados em dólar e disporem de mecanismos de proteção no mercado financeiro para administrar essa exposição. (ANEEL, 2015a, fls. 2)

5.2.1. Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco e Taxa de Retorno do Mercado

Como taxa de retorno do ativo livre de risco a ANEEL utiliza em seu cálculo o rendimento anual do bônus do governo dos EUA com vencimento de 10 anos (USTB10).

Quanto a taxa de retorno de mercado, esta é calculada pela ANEEL a partir da média do rendimento anual histórico do índice Standard & Poor's 500 (S&P500), que consiste num índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque.

A ANEEL utilizou como referência o período de 1º de outubro de 1984 a 30 de setembro de 2014.

5.2.2. Beta da Ação

A agência explica que para calcular o beta médio alavancado do setor, nos Estados Unidos, foram utilizadas empresas norte-americanas do setor de energia elétrica que atuam predominantemente no segmento de distribuição de energia elétrica, que fazem parte do Edison Electric Institute (EEI) e que possuem ações negociadas na bolsa de valores com adequada liquidez. Foram consideradas, ao todo, 27 empresas e um período de 5 anos para cálculo da estrutura de capital média americana. Chegou-se, então, no beta médio alavancado de 0,65.

Posteriormente, esse beta precisa ser desalavancado pela estrutura de capital americana e “realavancado” novamente utilizando-se a estrutura de capital média das empresas brasileiras, conforme as fórmulas a seguir:

$$\beta_{EUA\text{desalavancado}} = \beta_{EUA} \cdot \left(\frac{E_1}{1 - D_1 \times T_1} \right) \quad (9)$$

$$\beta_{BR\text{realavancado}} = \beta_{EUA\text{desalavancado}} \cdot \left(\frac{1 - D_2 \times T_2}{E_2} \right) \quad (10)$$

onde:

E: Capital Próprio (1 para EUA e 2 para Brasil);

D: Capital de Terceiros (1 para EUA e 2 para Brasil);

T: Alíquota tributária (1 para EUA e 2 para Brasil).

O resultado do beta desalavancado foi de 0,43 e, realizados os ajustes para aplicação às distribuidoras no Brasil, o beta alavancado resultou em 0,70.

5.2.3. Prêmio de Risco Soberano em relação ao mercado de referência

Segundo a ANEEL (2015b), o risco país é medido pelo diferencial (spread) das taxas de juros dos títulos públicos brasileiros em relação aos títulos americanos de duração equivalente, conforme calculado pelo JP Morgan no Emerging Market Bonds Index + Brazil (EMBI+BR).

Foi utilizada uma janela de 15 anos, considerada pela agência adequada e apta a promover resultados consistentes.

5.3. CUSTO DE CAPITAL DE TERCEIROS

A ANEEL, estabeleceu na metodologia vigente a denominação de “prêmio de risco soberano em relação ao mercado de referência” ao invés de “prêmio de risco do país”. Sua fórmula é dada por:

$$k_D = r_f + r_C + r_S \quad (11)$$

onde:

k_D = custo de capital de terceiros;

r_f = taxa de retorno do ativo livre de risco;

r_C = risco de crédito da empresa;

r_S = prêmio de risco soberano em relação ao mercado de referência.

A taxa de retorno do ativo livre de risco (r_f) e o prêmio de risco soberano em relação ao mercado de referência (r_S) são os mesmos índices calculados no momento do CAPM do capital próprio, se diferenciando apenas o risco de crédito da empresa (r_C).

5.3.1. Risco de crédito da empresa

A metodologia adotada pela ANEEL foi utilizar os dados da agência Moody's, a partir da média dos últimos 15 anos dos prêmios associados aos ratings das empresas brasileiras do setor elétrico que atuam no segmento de distribuição.

Segundo a agência “evitou-se a inclusão de empresas que não atuam no segmento de distribuição, não obstante, holdings tenham sido consideradas”. (ANEEL, 2015a)

As empresas utilizadas na aferição do risco de crédito médio foram: Bandeirante, Celesc D, Cemig D, Eletrobras (moeda estrangeira), Celesc, Cemat, Celtins, Coelba, Cemig, EDP, Eletropaulo, Energisa, Escelsa, Light, Light SESA.

5.4. WACC REGULATÓRIO DEPOIS DE IMPOSTOS

O cálculo e divulgação do custo de capital regulatório pela ANEEL contempla dois valores, um denominado “depois de impostos” e um resultado “antes de impostos”.

Primeiramente a agência reguladora calcula o WACC “depois dos impostos”. Esse modelo de cálculo se assemelha ao custo de capital comumente aferido com base na teoria de finanças.

Assim, definidas as taxas de custo de capital próprio e de terceiros e a estrutura de capital, o cálculo do custo médio ponderado de capital é aplicado da seguinte forma pela ANEEL:

$$r_{WACC} = \frac{P}{P+D} \cdot k_p + \frac{D}{P+D} \cdot k_D \quad (12)$$

onde:

r_{WACC} = custo médio ponderado de capital depois de impostos, em termos reais;

k_p = custo do capital próprio real depois de impostos;

k_D = custo da dívida real depois de impostos;

P = capital próprio;

D = capital de terceiros ou dívida.

Salienta-se que a ANEEL aplica o desconto da inflação americana medida para o período nos resultados do custo de capital próprio e de terceiros para então aplica-los no cálculo do WACC e obter o resultado em termos reais.

O resultado do WACC real depois de impostos divulgado pela ANEEL (2015a) para o período de 2015 a 2017 foi de 8,09% a.a. A agência reguladora cita que esse resultado de 8,09% foi consistido com taxas de mercado e resultados da regulação praticada em outros países.

A ANEEL (2015a) explica que apesar da metodologia de custo de capital estabelecer uma taxa de retorno justa líquida de impostos, como é sabido que as empresas têm obrigação tributária de recolher os impostos IRPJ e CSLL sobre o lucro, gera-se a necessidade de majorar a taxa de retorno líquida de impostos de forma que, após o pagamento dos mesmos, o concessionário alcance o equilíbrio econômico-financeiro à taxa de retorno regulatória.

Dessa forma, para aplicação na revisão tarifária, a ANEEL realiza mais um ajuste em seu custo de capital, incluindo ao resultado do WACC depois de impostos o percentual de impostos a serem pagos pelas concessionárias a título de IRPJ e CSLL, que pode chegar até 34%, como será visto a seguir.

Assim, o resultado do WACC real depois de impostos é considerado uma taxa de remuneração líquida que irá permanecer para a distribuidora após ela pagar suas despesas com os tributos, e, assim, satisfazer o custo do risco do negócio.

5.5. WACC REGULATÓRIO ANTES DE IMPOSTOS

O índice que é aplicado no cálculo da parcela de remuneração de capital das revisões tarifárias de energia elétrica é composto, além da dedutibilidade das despesas financeiras com os tributos que é usualmente utilizada no cálculo do custo de capital, também de uma parcela correspondente a previsão dos custos com tributação direta a que as distribuidoras estão sujeitas.

Segundo Camacho (2004), a determinação do WACC “antes de impostos” pelas agências reguladoras considera a remuneração dos impostos devidos pelas concessionárias

como parte do custo de capital e, dessa forma, o fluxo de caixa utilizado não inclui o pagamento de impostos. Caso utilizassem uma abordagem “após impostos”, estes seriam incluídos como gastos no fluxo de caixa, ao invés de serem incluídos na taxa de remuneração (CAMACHO, 2004).

Isso corresponde dizer que a ANEEL, ao remunerar as distribuidoras, opta por considerar a carga tributária como um custo vinculado ao cálculo do custo médio ponderado de capital ao invés de incorporá-la como uma despesa em algum outro momento da apuração da receita requerida pelas concessionárias.

Caso fosse utilizado o WACC depois de impostos, então, a provisão para pagamento de impostos diretos durante o ciclo regulatório deveria ser incluída nas **receitas** associadas ao custo de capital.

Ainda, segundo Camacho (2004), ocorre que o custo de capital antes de impostos não é comparável a *benchmarks* de mercado, que são expressos considerando o pagamento de impostos, entretanto, para fins regulatórios de determinação de tarifas de serviço público, grande parte das agências reguladoras considera o custo de capital nesse formato.

A equação do WACC antes de impostos é aplicada pela ANEEL da seguinte forma:

$$r_{WACC \text{ pré}} = \frac{P/(P+D).k_p + D/(P+D).k_D}{(1-t)} \quad (13)$$

Onde:

$r_{WACC \text{ pré}}$ = custo médio ponderado de capital antes de impostos, em termos reais

T = alíquota tributária marginal efetiva.

A ANEEL (2015a) menciona que o adicional de receita para o pagamento dos impostos deve ser diretamente relacionado a real carga tributária incorrida pela concessionária, ainda que não seja o objetivo da agência acompanhar alterações na carga tributária efetiva.

Segundo a NT nº 22 (ANEEL, 2015a), tendo em vista que as alíquotas de IRPJ e CSLL estão sujeitas a tratamento legal diferenciado, a depender das especificidades da distribuidora, são consideradas as seguintes alíquotas para aplicação no cálculo do custo médio ponderado de capital antes dos impostos, em termos reais: a) para concessionárias isentas, imunes ou não sujeitas à tributação da renda, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 0,00% (zero); b) para as concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 15,25%, proporcionalmente à receita faturada na área de concessão sujeita ao benefício fiscal; c) para as concessionárias com remuneração regulatória inferior a R\$

240.000,00, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 24%; d) para os demais casos, considera-se as alíquotas de 25% e 9%, totalizando 34%.

5.6. RESULTADOS WACC REGULATÓRIO

Os parâmetros e períodos considerados pela ANEEL no cálculo do WACC vigente para as revisões tarifárias compreendidas no período de março/2015 a dezembro/2017 e os resultados obtidos são apresentados no quadro a seguir:

Quadro 8 – Períodos considerados e valores dos parâmetros

Série	Fonte	Prazo (anos)	Medida	Início	Fim	Valor
Risk Free	10YUSTB	30	média	01/10/84	30/09/14	5,64%
Retorno de Mercado	SPXTR	30	média	out/84	set/14	13,20%
Inflação Americana	USCPI	15	média	set/99	ago/14	2,41%
Risco País	JP Morgan EMBI+ BR	15	mediana	01/10/99	30/09/14	2,62%
Risco de Crédito	Moody's Ratings	15	média	out/99	set/14	3,37%
Beta Americano	Cotações Ações	5	média	01/10/09	30/09/14	0,65
Estr. Americana	Rel. Trimestrais	5	média	01/10/09	30/09/14	45,20%
Estrutura Brasileira	BMP	3	média	2011	2013	48,76%

Fonte: ANEEL (2015a)

O custo do capital próprio nominal resultou em 13,57% a.a. e o custo do capital de terceiros nominal em 11,62% a.a. Em termos reais, os valores corresponderam às taxas de 10,90% a.a. e 5,14%, respectivamente.

A ANEEL aplica o desconto da inflação americana, medida em 2,41% para o período de 1999 a 2014, nos resultados do custo de capital próprio e de terceiros para então aplicar as taxas em termos reais no cálculo do WACC.

Embora não detalhado na NT n° 22 (ANEEL, 2015a), o valor correspondente ao custo de capital de terceiros real (5,14%), após os impostos, já considera a ponderação pela alíquota tributária marginal efetiva brasileira de 34%.

Os custos finais do capital próprio, capital de terceiros, da estrutura de capital e do WACC calculados pela ANEEL para o período de 2015-2017 foram:

Quadro 9 – Resultados do cálculo do WACC

Definição	Valor
Custo do Capital Próprio Real Depois de Impostos	10,90%
Custo do Capital de Terceiros Real Depois de Impostos	5,14%
Alíquota de Impostos do Brasil	34%
Estrutura Regulatória do Brasil (Terceiros)	48,76%
WACC Real Depois de Impostos	8,09%
WACC Real Antes de Impostos*	12,26%

* Para empresas com alíquota de IRPJ/CSLL de 34%

Fonte: ANEEL (2015a)

Desta forma, as empresas com alíquota de 34% de IRPJ e CSLL chegarão ao percentual de 12,26 aplicado à sua base de remuneração no processo de RTP.

A título de comparação, o quadro 10 apresenta a evolução do WACC aplicado nas revisões tarifárias desde o primeiro ciclo até o período atual vigente:

Quadro 10 – Evolução do WACC Regulatório

Período	WACC (depois de impostos)	WACC (antes de impostos)
1º CRTP (2002-2005)	11,26%	17,07%
2º CRTP (2007-2010)	9,95%	15,07%
3º CRTP (2011-2014)	7,50%	11,37%
Vigente (2015-2017)	8,09%	12,26%

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANEEL.

Vê-se que houve uma redução sequencial do índice do WACC ao longo dos 3 primeiros ciclos e, contrariando essa premissa, o índice vigente foi mais elevado que o resultado do ciclo anterior.

No próximo capítulo serão apresentados os aspectos metodológicos dessa pesquisa com o intuito de comparar se o custo de capital regulatório estimado pela ANEEL através das duas abordagens (“depois dos impostos” e “antes dos impostos”) se mostra semelhante ao custo de capital calculado a partir dos 6 modelos alternativos.

6. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Este capítulo traz a descrição dos procedimentos metodológicos quanto à classificação da pesquisa, a definição da amostra e a seleção e coleta de dados.

6.1. CARACTERIZAÇÃO DA PESQUISA

Segundo Gil (2010), a tendência à classificação é uma característica da racionalidade humana, sendo que ela possibilita melhor organização e entendimento dos fatos. Para o autor, classificar as pesquisas torna-se uma atividade importante, pois, assim, é possível reconhecer as semelhanças e diferenças entre as diversas modalidades de pesquisa.

As pesquisas podem ser classificadas de diferentes maneiras, tais como segundo a área de conhecimento, a finalidade, nível de explicação e os métodos adotados. (GIL, 2010)

Em relação à área de conhecimento, essa pesquisa é classificada na grande área de Ciências Sociais Aplicadas segundo a classificação do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq.

Quanto à finalidade, a pesquisa é caracterizada como uma pesquisa aplicada, que tem como característica fundamental o interesse na aplicação, utilização e consequências práticas dos conhecimentos (GIL, 2008).

Com o objetivo de apurar se o custo de capital fixado pela ANEEL para as revisões tarifárias é semelhante ao custo de capital com base nos 6 modelos alternativos de cálculo, a pesquisa pode ser classificada como descritiva, pois busca descrever o comportamento de certo fenômeno (GIL, 2010), neste caso, a remuneração de investimentos no setor de energia elétrica; e explicativa, pois busca identificar os fatores que determinam ou que contribuem para a ocorrência de fenômenos (GIL, 2008), ou seja, os métodos atualmente utilizados pela agência reguladora em relação à existência de métodos alternativos

Quanto à natureza do problema, a pesquisa é classificada como quantitativa, que se caracteriza pelo emprego da quantificação tanto nas modalidades de coleta de informações, quanto no tratamento delas por meio de técnicas estatísticas, desde as mais simples às mais complexas. (RICHARDSON, 2015)

Quanto aos procedimentos técnicos de coleta de informações, a pesquisa pode ser classificada como: a) bibliográfica, onde busca-se fornecer fundamentação teórica ao trabalho através da coleta de informações em materiais já publicados, tais como revistas, livros, teses,

dissertações, entre outros (GIL, 2010); b) *ex-post-facto*, que tem por objetivo investigar possíveis relações de causa e efeito entre um determinado fato identificado pelo pesquisador e um fenômeno que ocorre posteriormente (FONSECA, 2002).

6.2. POPULAÇÃO E AMOSTRA

Nesta pesquisa foram utilizadas as empresas distribuidoras de energia elétrica que tiveram seu processo de revisão tarifária concluído de forma definitiva de acordo com a metodologia e índice vigente de WACC nos anos de 2015 a 2017. Essas constituíram um total de 43 empresas, distribuídas conforme os processos de RTP:

Quadro 11 - Relação de distribuidoras de energia elétrica com processo de revisão tarifária definitivo.

DISTRIBUIDORAS ELÉTRICAS	Data de homologação da RTP definitiva		
	2015	2016	2017
AES Eletropaulo	4/7		
Centrais Elétricas do Pará S.A. (Celpa)	7/8		
Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	27/8		
CPFL Piratininga	23/10		
EDP Distribuição São Paulo	23/10		
DME Distribuição S.A. (DMED)	30/10		
CPFL Santa Cruz		22/3	
CPFL Sul Paulista		22/3	
CPFL Jaguari		22/3	
CPFL Leste Paulista		22/3	
CPFL Mococa		22/3	
Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE)		10/5	
Emp. de Distr. V. Paranapanema S.A. (EDEVPA)		10/5	
Caiuá Distribuição de Energia S.A. (Caiuá-D)/		10/5	
Empresa Elétrica Bragantina S.A. (EEB)		10/5	
Energisa Minas Gerais – Distr. de En. S.A.(EMG)		22/6	
Energisa Nova Friburgo-Distr. de Energia S.A. (ENF)		22/6	
Copel Distribuição S.A. (Copel-Dis)		24/6	
Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO)		29/6	
Companhia Campolarguense de Energia (Cocel)		29/6	
Energisa Tocantins-Distr. de Energia S.A. (ETO)		4/7	
EDP Distribuição Espírito Santo		7/8	
Celesc Distribuição S.A. (Celesc-Dis)		22/8	

Força e Luz Coronel Vivida Ltda (Forcel)		26/8	
Iguaçu Distr. de Energia Elétrica Ltda. (Ienergia)		29/8	
Empresa Força e Luz de Urussanga Ltda. (Eflul)		29/8	
Empresa Força e Luz João Cesa Ltda (EFLJC)		29/8	
Empresa Luz e Força Santa Maria S.A. (ELFSM)		22/8	
CEB Distribuição S.A. (CEB-Dis)		22/10	
Cia. Estadual de Distr. de Energia Elétrica (CEEE-D)		25/10	
Companhia Hidroelétrica São Patrício (Chesp)		22/11	
Energisa Borborema-Distr. de Energia S.A. (EBO)			4/2
Light Serviços de Eletricidade S.A.			15/3
Companhia Energética de Pernambuco (Celpe)			29/4
Nova Palma Energia			22/5
Companhia Sul Sergipana de Eletricidade (Sulgipe)			22/5
Hidroelétrica Panambi S.A. (Hidropan)			22/7
Departamento Mun. de En. Elétrica de Ijuí (Demei)			22/7
Centrais Elétricas de Carazinho S.A. (Eletrocar)			22/7
Mux Energia			22/7
Energisa Paraíba-Distr. de Energia S.A. (EPB)			28/8
Cooperativa Aliança (Cooperaliança)			29/8
Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA			30/11

Fonte: Elaboração própria com base nas informações ANEEL (2017d). Base: mês de maio/2018

Devido à necessidade de obter os dados financeiros e contábeis das distribuidoras para cálculo do WACC, a pesquisa se limita às empresas de capital aberto, ou seja, que comercializam suas ações na Bolsa de Valores de São Paulo - B3 e, portanto, têm seus demonstrativos financeiros divulgados.

Desta forma, as distribuidoras de energia elétrica de capital aberto que tiveram seus processos de RTP concluídos de forma definitiva no período de 2015-2017 se reduziram a 11 empresas que estão listadas no quadro 12.

Juntas, essas 11 empresas tiveram participação média de 35% no total de unidades consumidoras entre as 63 distribuidoras de energia elétrica nos anos de 2015 a 2017, e de 37% no consumo total de GWh no mesmo período (ABRADEE, 2018).

Quadro 12 - Relação de distribuidoras de capital aberto com processo de RTP concluído entre os anos de 2015 a 2017.

DISTRIBUIDORAS ELÉTRICAS	Data de homologação da RTP		
	2015	2016	2017
AES Eletropaulo	04/07		
Centrais Elétricas do Pará S.A. (Celpa)	07/08		
Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	27/08		
CPFL Piratininga	23/10		
EDP Distribuição São Paulo	23/10		
Energisa Minas Gerais – Distr. de En. S.A.(EMG)		22/06	
EDP Distribuição Espírito Santo		07/08	
Cia. Estadual de Distr. de Energia Elétrica (CEEE-D)		25/10	
Light Serviços de Eletricidade S.A.			15/03
Companhia Energética de Pernambuco (Celpe)			29/04
Energisa Paraíba-Distr. de Energia S.A. (EPB)			28/08

Fonte: Elaboração própria com base nas informações ANEEL (2017d). Base: mês de maio/2018

Após a triagem das empresas de capital aberto, foram observadas as demonstrações financeiras individuais dos anos de 2015, 2016 e 2017 das 11 distribuidoras de energia elétrica restantes, quanto a existência de empresas com Patrimônio Líquido negativo.

Nesse momento, a empresa Cia. Estadual de Distribuidora de Energia Elétrica (CEEE-D) foi excluída por apresentar o valor de PL negativo nos três anos da amostra, fazendo com que sobrassem 10 empresas a terem o custo de capital calculado de forma alternativa ao método da ANEEL.

6.3. COLETA DE DADOS

Primeiramente, é utilizado para comparação nesse trabalho o custo de capital regulatório “antes de impostos” divulgado pela ANEEL para aplicação nas RTP do período compreendido entre março/2015 a dezembro/2018.

Isso porque, o índice de 12,26% é aquele que é efetivamente aplicado no cálculo da remuneração de capital e da parcela B durante a RTP das distribuidoras.

Porém, conforme explicitado no item 5.5, a diferença no formato do custo de capital apresentado pela ANEEL pode levar a diferenças significativas quando comparada a taxas

obtidas pelos modelos tradicionais, já que a taxa regulatória é majorada em até 34%⁴, o que não ocorre no cálculo do custo de capital.

Assim, julgou-se importante realizar a comparação também em relação ao WACC regulatório “depois de impostos”, de 8,09%, visto que esse é definido pela agência reguladora como uma taxa de retorno justa líquida de impostos, ou seja, que irá permanecer para a distribuidora após ela pagar suas despesas com os tributos diretos, e, assim, satisfazer o custo do risco do negócio.

Para cálculo do custo de capital neste trabalho, foram utilizadas como base de dados os sites da Bolsa de Valores de São Paulo – B3 e Comissão de Valores Mobiliários - CVM para coleta das demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica.

Primeiramente, esses demonstrativos foram utilizados para determinar a estrutura de capital das empresas de forma individualizada para os anos de 2015, 2016 e 2017.

O nível de endividamento das empresas foi dado pela relação entre o valor do Passivo Oneroso e o valor do Patrimônio líquido. Foram consideradas as contas de empréstimos e financiamentos, debêntures e arrendamentos financeiros de curto e longo prazo para determinação do PO.

Posteriormente, conforme exposto no item 4.5.2, o nível de endividamento compôs o cálculo do Beta alavancado dos modelos de WACC aplicados nesse trabalho.

Foram utilizados, ainda, os valores das despesas financeiras das companhias para cálculo do custo de capital de terceiros de modo *ex-post* que será mais detalhado nos capítulos específicos de cada modelo.

A seguir, é descrita a construção dos parâmetros e séries que compõe os cálculos do WACC em cada modelo adotado nesse trabalho.

6.3.1. Custo de capital próprio – Modelo Ke_1

Segundo Assaf Neto, Lima e Araújo (2008), as premissas em que se baseia o método de apuração do custo de capital devem ser corretamente aplicadas para garantir resultados precisos sobre os riscos dos investimentos, e que representem a realidade econômico-financeira do local em que estes estão inseridos.

⁴ Para empresas com alíquota de IRPJ/CSLL de 34%, sendo o caso das 10 empresas utilizadas na amostra.

Olhando para o contexto dos mercados emergentes, Assaf Neto, Lima e Araújo (2008) buscaram adaptar um modelo de avaliação do custo de capital próprio que pudesse suprir as dificuldades de cálculo desses mercados e refletir todas as condições de incerteza associadas ao investimento.

A equação do CAPM estabelecida por Assaf Neto, Lima e Araújo (2008) se dá por:

$$K_e = R_F + \beta [(R_M - R_F) + \alpha_{BR}] \quad (14)$$

onde:

K_e = custo de capital próprio;

R_F = taxa de retorno do ativo livre de risco dos EUA;

B = Beta médio desalavancado de empresas do mesmo setor dos EUA, alavancado com a estrutura de capital média do setor no Brasil;

R_M = taxa de retorno da carteira de mercado dos EUA;

α_{BR} = risco país.

Os componentes do CAPM são assim definidos por esses autores:

- Taxa livre de risco: Tem-se como referência as taxas de juros pagas pelos títulos de dívida dos Estados Unidos. Nesse *benchmark*, destacam-se os papéis emitidos pelo Tesouro do Governo dos Estados Unidos, considerados como de risco zero (ASSAF NETO; LIMA; ARAÚJO, 2008, p.77).
- Taxa de retorno do mercado: Devido à elevada volatilidade entre os diversos índices financeiros do mercado brasileiro, utiliza-se o prêmio pelo risco de mercado verificado na economia dos Estados Unidos, por essa ser mais estável e admitida como a de mais baixo risco, acrescida de uma medida do risco país (ASSAF NETO; LIMA; ARAÚJO, 2008, p.79).
- Coeficiente beta: É obtido por benchmark, a partir das seguintes etapas: identificação do(s) setor(es) de atividade em que a empresa brasileira atua; levantamento do beta não-alavancado médio das empresas identificadas com a empresa (ou setor) em avaliação; cálculo do índice médio de endividamento do setor empresarial brasileiro para o qual se deseja apurar o custo de capital; cálculo do beta alavancado (ASSAF NETO; LIMA; ARAÚJO, 2008, p.81).

- Prêmio pelo risco país ajustado: A determinação do prêmio pelo risco-país ajustado é dada pela remuneração adicional paga pelos títulos públicos brasileiros em relação ao T-Bonds (*spread* de risco de *default* do país) mais a volatilidade adicional do mercado brasileiro. O risco-país é considerado no cômputo do prêmio pelo risco de mercado ($RM - RF$) (ASSAF NETO; LIMA; ARAÚJO, 2008, p.79).
- Volatilidade adicional do mercado brasileiro: É uma medida relativa de risco, determinada pela relação entre o desvio-padrão da carteira de mercado de ações e o desvio-padrão do mercado de títulos de renda fixa (ASSAF NETO; LIMA; ARAÚJO, 2008, p.80).

O beta alavancado é dado pela seguinte formulação:

$$\beta_L = \beta_U \times [1 + (P/PL) \times (1 - IR)] \quad (15)$$

onde:

β_L = beta alavancado, o qual inclui o risco econômico (risco do negócio) e o risco financeiro, determinado pelo nível de endividamento (P/PL);

β_U = beta não-alavancado, do qual foi excluído o risco financeiro, representa somente o risco do negócio da empresa;

P/PL = quociente passivo oneroso/patrimônio líquido;

IR = alíquota de imposto de renda praticada pelas empresas brasileiras.

A seguir, são descritos os parâmetros e dados coletados para cálculo do custo de capital próprio através do CAPM com base no modelo de Assaf Neto, Lima e Araújo (2008):

a) Taxa de retorno de ativo livre de risco: Foi utilizada a média de 10 anos do retorno do título do governo norte-americano T-Bond com maturidade de 10 anos para três períodos: “2006 a 2015”, “2007 a 2016” e “2008 a 2017”. Fonte de dados: Damodaran (2018);

b) Taxa de retorno de mercado: Foi utilizada a média histórica de 10 anos do índice S&P 500 para três períodos: “2006 a 2015”, “2007 a 2016” e “2008 a 2017”. Fonte de dados: Damodaran (2018);

c) Coeficiente Beta: Foram realizadas as seguintes etapas:

1. Obtenção do beta desalavancado do setor de energia elétrica americano “Green & Renewable Energy” divulgado por Damodaran (2018) para os anos de 2015, 2016 e 2017.

2. Alavancagem do beta pelo nível de endividamento de cada distribuidora para cada ano da amostra estudada.

d) Risco país ajustado: Foram coletadas as estimativas de risco país ajustado divulgadas por Damodaran (2018) em “Risk Premiums for Other Markets”, que compreendem o *spread* por risco *default* do país multiplicado pela volatilidade média do mercado acionário sobre a volatilidade do mercado de títulos públicos de países emergentes. Foram calculadas as médias do RP ajustado para os períodos de “2006 a 2015”, “2007 a 2016” e “2008 a 2017”.

Damodaran (2018) utiliza o rating soberano em moeda local da Moody's para estimar o spread padrão do rating (baseado em títulos do país negociados) sobre uma taxa de títulos públicos livres de risco padrão. Para obter os spreads padrão por rating soberano, utiliza os spreads de CDS e calcula o spread médio de CDS por classificação. Com o spread do CDS para o país, subtrai o spread do CDS dos EUA, já que o prêmio de mercado maduro é derivado do mercado dos EUA, sendo essa diferença o spread do país.

Damodaran (2018) informa que, no curto prazo, especialmente, o prêmio de risco país é provável que seja maior do que o spread padrão do país, assim, o prêmio de risco país pode ser ajustado multiplicando-se o spread padrão pela volatilidade relativa do mercado de ações sobre a volatilidade do mercado de títulos públicos para esse mercado. Esse autor calcula e publica a volatilidade média de mercados emergentes, que será o índice utilizado nesse trabalho.

Para melhor organização do trabalho, esse modelo será definido como Modelo Ke_1 .

Quadro 13 – Parâmetros – Modelo Ke_1

	Série	Fonte	Período	Modelo para cálculo	Data de cálculo
Custo de Capital Próprio	Retorno do Ativo Livre de Risco US	10YUSTB	Taxa histórica 10 anos	média	31/12/2015 31/12/2016 31/12/2017
	Retorno de Mercado US	S&P 500	Taxa histórica 10 anos	Média	
	Beta US	S&P 500	Taxa histórica 5 anos	Média betas desalavancado das empresas americanas do setor elétrico	
	Risco País	Moody's	Taxa histórica 10 anos	<i>Spread</i> risco <i>default</i> sobre T bonds + volatilidade do mercado brasileiro	

Fonte: Elaboração própria com base em Assaf Neto, Lima e Araújo (2008)

6.3.2. Custo de capital próprio - Modelo Ke₂

Para aumentar o escopo de resultados para comparação com o custo de capital regulado pela ANEEL, o trabalho irá apurar o custo de capital próprio com uma variação do parâmetro prêmio de risco de mercado, utilizando o retorno de mercado esperado ao invés das taxas de retorno históricas, sendo esta considerada uma medida *ex-ante*.

Damodaran (2018) coloca que o problema com qualquer abordagem de prêmio histórico, mesmo com modificações, é que ele está olhando para trás e, visto que o objetivo ao estimar retornos financeiros de investimentos é estimar um prêmio atualizado e voltado para o futuro, parece imprudente se basear em dados passados.

Damodaran (2018) calcula o retorno esperado das ações da carteira de mercado da S&P 500 através de um modelo de desconto de dividendos, em que os dividendos são assumidos para crescer a uma taxa constante. Esse modelo de crescimento estável é conhecido como Modelo de Gordon.

Obtendo-se o retorno esperado implícito em ações, subtrai-se a taxa livre de risco (T-Bonds) para resultar no prêmio de risco de mercado implícito (esperado).

Damodaran (2018) calcula e publica os prêmios de retorno de mercado esperados “Implied Equity Risk Premiums” dos EUA, em taxas anuais, do ano de 1960 em diante, e, também, em taxas mensais, de 2008 em diante.

Foi utilizada a média de 10 anos do prêmio de retorno de mercado esperado para três períodos: “2006 a 2015”, “2007 a 2016” e “2008 a 2017”. Fonte de dados: Damodaran (2018).

Quadro 14 – Parâmetros – Modelo Ke₂

	Série	Fonte	Período	Modelo para cálculo	Data de cálculo
Custo de Capital Próprio	Retorno do Ativo Livre de Risco US	10YUSTB	Taxa histórica 10 anos	média	31/12/2015 31/12/2016 31/12/2017
	Prêmio de Risco de Mercado US	S&P 500 esperado – taxa 10YUSTB	10 anos	média	
	Beta US	S&P 500	Taxa histórica 5 anos	Média beta desalavancado setor elétrico US	
	Risco País	EMBI +	Taxa histórica 10 anos	média	

Fonte: Elaboração própria com adaptação ao trabalho de Assaf Neto, Lima e Araújo (2008)

6.3.3. Custo de capital próprio - Modelo Ke3

Optou-se, nesse trabalho, por apurar o custo de capital próprio também com uma variação do parâmetro risco país (RP), utilizando como referência o índice EMBI+.

Este índice é mensurado pelo banco norte-americano JP Morgan e avalia o comportamento dos títulos da dívida externa brasileira, onde, a cada 100 pontos expressos pelo EMBI +, é pago uma sobretaxa (que funciona como um prêmio de risco) de 1% sobre os papéis dos EUA (TEIXEIRA; CUNHA, 2017).

O spread do EMBI+ é o valor normalmente utilizado pelos investidores e público em geral como medida do risco Brasil (CUNHA et al., 2014), sendo o índice utilizado na metodologia da ANEEL.

Foram calculadas as médias anuais do EMBI+ e depois por períodos para “2006 a 2015”, “2007 a 2016” e “2008 a 2017”. Fonte de dados: IPEADATA (2018).

As taxas de retorno de ativo livre de risco e de retorno de mercado, e o coeficiente Beta são os mesmos parâmetros utilizados no cálculo do modelo Ke₁.

A seguir, são descritos os parâmetros e dados coletados para o cálculo do CAPM de forma adaptada. Esse modelo será definido neste trabalho como Modelo Ke₃:

Quadro 15 – Parâmetros – Modelo Ke₃

	Série	Fonte	Período	Modelo para cálculo	Data de cálculo
Custo de Capital Próprio	Retorno do Ativo Livre de Risco US	10YUSTB	Taxa histórica 10 anos	média	31/12/2015 31/12/2016 31/12/2017
	Retorno de Mercado US	S&P 500	Taxa histórica 10 anos	média	
	Beta US	S&P 500	Taxa histórica 5 anos	Média beta desalavancado setor elétrico US	
	Risco País	EMBI +	Taxa histórica 10 anos	média	

Fonte: Elaboração própria com adaptação ao trabalho de Assaf Neto, Lima e Araújo (2008)

6.3.4. Custo de capital de terceiros - Modelo K_i

Para cálculo do custo do capital de terceiros (K_i), o trabalho de Assaf Neto, Lima e Araújo (2008) sugere que este seja formado pela prime rate do mercado financeiro norte-americano acrescida do prêmio pelo risco-país, líquido do benefício fiscal, calculado pela alíquota de imposto de renda de 34%.

$$K_i = (\text{Prime Rate} + \text{Prêmio pelo Risco-País}) \times (1 - 0,34) \quad (16)$$

Esse modelo de cálculo de custo de capital de terceiros é denominado *ex-ante* pois apura a expectativa de mercado quanto a capacidade de pagamento das empresas.

Para apuração do custo de capital de terceiros, foram coletados os seguintes dados:

a) Risco país ajustado: Foram coletadas as estimativas de risco país ajustado divulgadas por Damodaran (2018) em “Risk Premiums for Other Markets”, que compreendem o *spread* por risco *default* do país multiplicado pela volatilidade média do mercado acionário sobre a volatilidade do mercado de títulos públicos de países emergentes. Foram calculadas as médias do RP ajustado para os períodos de “2006 a 2015”, “2007 a 2016” e “2008 a 2017”.

b) Risco de crédito: Foram coletadas as taxas históricas mensais da prime rate US para cálculo das médias dos períodos “2006 a 2015”, “2007 a 2016” e “2008 a 2017”. Fonte de dados: Federal Reserve (2018).

O modelo será denominado K_{i1} neste trabalho.

Quadro 16 – Parâmetros – Modelo K_{i1}

	Série	Fonte	Período	Modelo para cálculo	Data de cálculo
Custo de Capital de Terceiros	Risco País	Moody's	Taxa histórica 10 anos	<i>Spread</i> risco <i>default</i> sobre T bonds + a volatilidade do mercado brasileiro	31/12/2015 31/12/2016
	Risco de Crédito US	Federal Reserve <i>Prime Rate</i>	Taxa histórica 10 anos	média	31/12/2017

Fonte: Elaboração própria com base em Assaf Neto, Lima e Araújo (2008)

6.3.5. Custo de capital de terceiros - Modelo Ki2

Embora a metodologia descrita no trabalho de Assaf Neto, Lima e Araújo (2008) sugira apurar o custo de capital de terceiros por meio do modelo *ex-ante*, como visto no subtópico anterior, como forma de aumentar o escopo de resultados para comparação com o custo de capital regulado pela ANEEL, o trabalho irá apurar o custo de capital de terceiros também por meio do modelo *ex-post*, ou seja, por meio de dados históricos das empresas.

Para cálculo do custo de capital de terceiros líquidos de impostos de forma *ex-post* foram realizadas as seguintes etapas:

- a) Extração das despesas financeiras presentes nos Demonstrativos de Resultados (DRE) das companhias da amostra dos anos de 2015, 2016 e 2017;
- b) Coleta dos passivos onerosos presentes nos Balanços Patrimoniais (BP) das companhias da amostra dos anos de 2015, 2016 e 2017;
- c) Cálculo do custo de capital de terceiros por empresa e por ano da amostra conforme a equação abaixo:

$$\frac{DF \times 0,66}{PO} \quad (17)$$

onde:

DF = Despesas financeiras

0,66= Considerando alíquota brasileira de 34% referente a IRPJ e CSLL

PO = Passivos onerosos

Observou-se durante o cálculo do custo de capital de terceiros de forma *ex-post* que alguns índices apresentavam resultados muito dispare e elevados para a maioria das distribuidoras.

Dessa forma, foram analisadas as Notas Explicativas das empresas para verificar a composição das Despesas Financeiras apresentadas em seus Demonstrativos de Resultados e quais os componentes que tinham relação com o passivo oneroso (Empréstimos e Financiamentos, Debêntures, Arrendamentos financeiros).

Foram observados entre os valores que compunham as despesas financeiras das distribuidoras, uma variedade de componentes que envolvem as especificidades do setor elétrico, assim como termos genéricos em que não é possível identificar (nem é discriminado

na NT) se há relação com o passivo oneroso, tais como: Operações de derivativos; Variação monetária e cambial; Atualização de contingências; Multas regulatórias; Multa moratória e compensatória; Juros, multas e atualizações s/ operações com energia; Despesa financeira de AVP; Encargos com partes relacionadas; Encargos P&D/PEE; Atualização do passivo financeiro setorial; Descontos concedidos; Outras despesas financeiras, etc.

Segundo Silva, Porto e Bezerra (2011), para aferir de forma satisfatória o custo incorrido com a contratação de crédito oneroso exige a apuração da despesa onerosa (DO), composta por desembolsos derivados direta e indiretamente da contratação desses créditos, como por exemplo, juros, comissões de intermediação financeira, encargos operacionais (tarifas atreladas à concessão e à manutenção do crédito oneroso) e encargos fiscais (impostos sobre operações financeiras).

Assim, optou-se por considerar como despesa financeira onerosa apenas os valores correspondentes aos termos que fossem mais específicos quanto a relação com o passivo oneroso das empresas, a exemplo de: Encargos da dívida, Variação cambial e monetária da dívida, IOF, juros passivos, juros sobre debêntures.

Com o a metodologia de custo de capital de terceiros de forma *ex-post* tem-se denominado o Modelo K_{i2} , conforme os parâmetros abaixo:

Quadro 17 – Parâmetros – Modelo K_{i2}

	Série	Fonte	Período	Modelo para cálculo	Data de cálculo
Custo de Capital de Terceiros	<i>ex-post</i>	DRE BP	Anual	(DF onerosas x 0,66) /PO	31/12/2015 31/12/2016 31/12/2017

Fonte: Elaboração própria

6.4. PROCEDIMENTOS ESTATÍSTICOS

Após apresentar os modelos e premissas de cálculo de custo de capital, são descritos os procedimentos estatísticos empregados nesse trabalho.

Primeiramente, foi utilizada a estatística descritiva para calcular as médias, desvios-padrão, medianas, valores máximos e valores mínimos de cada modelo de custo de capital, além da apresentação dos valores de desvios absolutos e desvios relativos para comparação.

Em seguida, foram realizados testes estatísticos não-paramétricos para testar a hipótese de pesquisa deste trabalho.

A escolha do teste do tipo não-paramétrico se justifica pelo número pequeno de dados dos grupos analisados.

Segundo Torman, Costa e Riboldi (2012), para amostras de tamanho menor ou igual a 10, recomenda-se não proceder ao teste de normalidade e aplicar diretamente a ferramenta não-paramétrica de análise, em função da baixa performance dos testes de aderência à normalidade.

Os testes não paramétricos, também chamados de testes de livre distribuição, não exigem que as amostras venham de populações com distribuições normais ou qualquer distribuição particular, ao contrário dos testes paramétricos (TRIOLA, 2013).

Apesar do termo não-paramétrico sugerir que os testes não se baseiem em um parâmetro, alguns deles utilizam a mediana como parâmetro (TRIOLA, 2013), sendo o caso do teste utilizado nessa pesquisa.

O modelo escolhido, de postos sinalizados de Wilcoxon para uma amostra, consiste em um teste de verificação de afirmativa sobre a mediana de uma única população, ou seja, testa a hipótese nula de que uma única população tenha certo valor alegado de mediana.

Num primeiro momento, o WACC regulatório utilizado para comparação foi o índice de 12,26%, denominado WACC real antes de tributos, divulgado pela NT nº 22 (ANEEL, 2015a) como sendo o índice que é aplicado à Base de Remuneração Regulatória líquida para determinar a remuneração do capital, e compor a reposição do nível tarifário de energia elétrica das distribuidoras.

Em seguida, também foram realizadas análises em relação ao valor do WACC regulatório depois de impostos, de 8,09%, também calculado e divulgado na NT nº 22 (ANEEL, 2015a).

No próximo capítulo são apresentados os resultados e discussões deste trabalho.

7. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesse capítulo são demonstrados os resultados obtidos nos modelos Ke_1 , Ke_2 e Ke_3 , e Ki_1 e Ki_2 , assim como as combinações de resultados para cálculo do custo médio ponderado de capital das distribuidoras de energia elétrica com processo de revisão tarifária concluído nos anos de 2015 a 2017, para comparação com o índice de custo de capital regulado pela ANEEL.

7.1. ESTRUTURA DE CAPITAL

Após aplicação dos parâmetros e séries descritos no capítulo 6.2, referente a estrutura de capital das 10 empresas da amostra, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela 1: Estrutura de capital das distribuidoras de energia elétrica

DISTRIBUIDORAS	ESTRUTURA DE CAPITAL	2017	2016	2015
AES Eletropaulo	CT	0,66	0,55	0,56
	CP	0,34	0,45	0,44
CELPA	CT	0,53	0,53	0,48
	CP	0,47	0,47	0,52
Elektro	CT	0,59	0,58	0,62
	CP	0,41	0,42	0,38
CPFL Piratininga	CT	0,79	0,83	0,79
	CP	0,21	0,17	0,21
EDP São Paulo	CT	0,49	0,45	0,47
	CP	0,51	0,55	0,53
EMG	CT	0,60	0,55	0,64
	CP	0,40	0,45	0,36
EDP Espírito Santo	CT	0,55	0,47	0,46
	CP	0,45	0,53	0,54
Light	CT	0,72	0,71	0,71
	CP	0,28	0,29	0,29
CELPE	CT	0,68	0,59	0,54
	CP	0,32	0,41	0,46
EPB	CT	0,49	0,49	0,55
	CP	0,51	0,51	0,45

Fonte: Elaboração própria com base nas DFCs das distribuidoras

Na tabela 2, observa-se pela estrutura de capital das empresas da amostra que predomina o uso de capital de terceiros na maioria das empresas nos anos analisados.

Tabela 2: Índice da dívida das distribuidoras de energia elétrica (proporção PO/PL)

DISTRIBUIDORAS	2017	2016	2015
AES Eletropaulo	1,97	1,21	1,27
CELPA	1,11	1,12	0,91
Elektro	1,47	1,37	1,65
CPFL Piratininga	3,84	4,74	3,86
EDP São Paulo	0,97	0,81	0,89
EMG	1,49	1,22	1,80
EDP Espírito Santo	1,24	0,90	0,85
Light	2,60	2,41	2,47
CELPE	2,10	1,41	1,16
EPB	0,98	0,97	1,22

Fonte: Elaboração própria com base nas DFCs das distribuidoras

7.2. CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO

Após a definição da estrutura de capital das empresas da amostra, foram coletados e observados os seguintes parâmetros para cálculo do custo de capital próprio “CAPM” que serviram de base para os modelos de cálculo Ke_1 , Ke_2 e Ke_3 :

Tabela 3: Taxa livre de risco

Início da série	2008	2007	2006
Fim da série	2017	2016	2015
Média	4,29	5,03	5,16

Fonte: Elaboração própria com base nos dados divulgados por Damodaran (2018)

Subtraindo as taxas livre de risco das taxas de retorno de mercado, chegou-se ao prêmio pelo risco de mercado histórico de 5,98, 3,62 e 3,88 para os anos de 2017, 2016 e 2015, respectivamente.

Tabela 4: Taxa histórica de retorno de mercado (*ex-post*)

Início da série	2008	2007	2006
Fim da série	2017	2016	2015
Média	10,27	8,65	9,03

Fonte: Elaboração própria com base nos dados divulgados por Damodaran (2018)

O prêmio pelo risco de mercado futuro e o beta desalavancado do setor elétrico americano é calculado e publicado por Damodaran (2018).

Tabela 5: Prêmio pelo risco de mercado futuro (*ex-ante*)

Ano	2017	2016	2015
Total	5,54	5,47	5,32

Fonte: Elaboração própria com base nos dados divulgados por Damodaran (2018)

Tabela 6: Beta desalavancado US

Ano	2017	2016	2015
SECTOR: Green & Renewable Energy	0,69	0,43	0,7

Fonte: Dados divulgados por Damodaran (2018)

Os betas americanos foram “realavancados” pela estrutura de capital das distribuidoras e resultaram na tabela abaixo.

Tabela 7: Beta alavancado

Distribuidoras	2017	2016	2015
AES Eletropaulo	1,59	0,77	1,29
CELPA	1,20	0,75	1,12
Elektro	1,36	0,82	1,46
CPFL Piratininga	2,44	1,78	2,48
EDP São Paulo	1,13	0,66	1,11
EMG	1,37	0,78	1,53
EDP Espírito Santo	1,26	0,69	1,09
Light	0,69	0,43	0,70
CELPE	1,87	1,12	1,84

EPB	1,65	0,83	1,24
AES Eletropaulo	1,13	0,70	1,26

Fonte: Elaboração própria

O prêmio pelo risco país do modelo Ke_1 foi calculado a partir dos dados divulgados por Damodaran (2018) e os do modelo Ke_2 foram colhidas as informações no site do IPEADATA(2018) e calculadas as médias para os períodos de 10 anos da amostra.

Tabela 8: Prêmio pelo risco país Ke_1 (*Spread* risco *default* + volatilidade)

Início da série	2008	2007	2006
Fim da série	2017	2016	2015
Média	3,39	3,34	3,29

Fonte: Elaboração própria com base nos dados divulgados por Damodaran (2018)

Tabela 9: Prêmio pelo risco país Ke_2 (EMBI + BR)

Início da série	2008	2007	2006
Fim da série	2017	2016	2015
Média	2,62	2,53	2,38

Fonte: Elaboração própria com base nos dados divulgados em IPEADATA (2018)

Por último, foram calculadas as médias históricas da inflação americana para os períodos de 10 anos da amostra.

Tabela 10: Inflação média histórica US

Início da série	2008	2007	2006
Fim da série	2017	2016	2015
Média	1,70	1,77	1,97

Fonte: Elaboração própria com base nos dados divulgados em Global-rates (2018)

Todos os resultados de WACC foram deflacionados pelos índices médios históricos da inflação americana medido pelo IPC – Índice de Preços ao Consumidor.

Na prática regulatória de serviços públicos, utiliza-se usualmente a taxa de custo de capital real, pois a aplicação de uma taxa nominal à base de remuneração regulatória inflacionada pode levar a uma consideração dupla da inflação, entretanto, a taxa de

remuneração real não encontra respaldo nas práticas de mercado, pois relatórios financeiros são geralmente apresentados em termos nominais (CAMACHO, 2004).

Devido a divulgação pela ANEEL do WACC em termos reais, os índices calculados neste trabalho também são apresentados em termos reais para possibilitar a comparação.

7.2.1. Ke₁

Com base nos parâmetros obtidos, foi calculado o custo de capital próprio Ke₁:

$$Ke_1 = RF + \beta [(Prêmio de risco de mercado histórico) + RP ajustado] \quad (18)$$

Tabela 11: Custo de Capital Próprio Ke₁ (*ex-post*)

DISTRIBUIDORAS	2017	2016	2015
AES Eletropaulo	17,18	8,50	12,17
CELPA	13,56	8,31	11,01
Elektro	15,05	8,80	13,41
CPFL Piratininga	25,01	15,35	20,59
EDP São Paulo	12,96	7,71	10,92
EMG	15,16	8,52	13,89
EDP Espírito Santo	14,11	7,89	10,82
Light	19,81	10,83	16,07
CELPE	17,71	8,89	11,83
EPB	13,00	8,02	12,01

Fonte: Elaboração própria

7.2.2. Ke₂

A variável entre os modelos Ke₁ e Ke₂ neste trabalho é a utilização do prêmio pelo risco de mercado esperado, ou seja, uma variável *ex-ante*. Abaixo são apresentados resultados do custo de capital próprio do modelo Ke₂ das 10 distribuidoras de energia elétrica:

$$Ke_2 = RF + \beta [(Prêmio de risco de mercado esperado) + RP ajustado] \quad (19)$$

Tabela 12: Custo de Capital Próprio Ke_2 (*ex-ante*)

DISTRIBUIDORAS	2017	2016	2015
AES Eletropaulo	16,50	9,91	13,99
CELPA	13,04	9,67	12,59
Elektro	14,47	10,29	15,47
CPFL Piratininga	23,96	18,58	24,09
EDP São Paulo	12,48	8,91	12,49
EMG	14,57	9,93	16,05
EDP Espírito Santo	13,57	9,14	12,36
Light	19,00	12,86	18,66
CELPE	17,01	10,40	13,58
EPB	12,51	9,30	13,80

Fonte: Elaboração própria

7.2.3. Ke_3

Aqui, a variável entre os modelos é o prêmio pelo risco país. Abaixo são apresentados os resultados do custo de capital próprio do modelo Ke_3 das 10 distribuidoras de energia elétrica, a partir da variação do risco país obtido pelo índice EMBI+ BR:

$$Ke_3 = RF + \beta [(Prêmio\ de\ risco\ de\ mercado\ histórico) + Embi+] \quad (20)$$

Tabela 13: Custo de Capital Próprio Ke_3 (*ex-post*)

DISTRIBUIDORAS	2017	2016	2015
AES Eletropaulo	15,97	7,88	11,02
CELPA	12,65	7,71	10,01
Elektro	14,02	8,14	12,10
CPFL Piratininga	23,15	13,93	18,37
EDP São Paulo	12,10	7,18	9,93
EMG	14,11	7,90	12,53
EDP Espírito Santo	13,16	7,34	9,85
Light	18,38	9,94	14,43
CELPE	16,46	8,22	10,73

EPB	12,14	7,46	10,89
-----	-------	------	-------

Fonte: Elaboração própria

7.3. CUSTO DE CAPITAL DE TERCEIROS

7.3.1. K_i

Para o cálculo do custo de capital de terceiros foram coletados e observados os seguintes parâmetros que serviram de base para o modelo de cálculo K_{i1} :

Tabela 14: Prime Rate US

Início da série	2008	2007	2006
Fim da série	2017	2016	2015
Média	3,55	3,94	4,39

Fonte: Elaboração própria com base nos dados divulgados pela Federal Reserve (2018)

O valor do risco país é o mesmo apurado no K_{e1} . O cálculo do custo de capital de terceiros gerou um único índice anual para todas as empresas.

$$\text{"2015"} \quad K_{i1} = (4,39 + 3,29) \times (1 - 0,34)$$

$$\text{"2016"} \quad K_{i1} = (3,94 + 3,34) \times (1 - 0,34)$$

$$\text{"2017"} \quad K_{i1} = (3,55 + 3,39) \times (1 - 0,34)$$

O resultado do custo de capital de terceiros *ex-ante* foi deflacionado pelos índices médios históricos da inflação americana medido pelo IPC – Índice de Preços ao Consumidor, conforme Tabela 10, para apresentação das taxas em termos reais.

Tabela 15: Custo de Capital de Terceiros K_{i1} (ex-ante)

Distribuidoras	2017	2016	2015
Todas	2,83	2,98	3,04

Fonte: Elaboração própria

7.3.2. Ki_2

Para o cálculo do Ki_2 , considera-se o custo de capital de terceiros pela medida *ex-post* que são apresentadas no quadro 16:

Tabela 16: Custo de capital de terceiros Ki_2 (*ex-post*)

Distribuidoras	2017	2016	2015
AES Eletropaulo	7,78	11,39	9,33
CELPA	7,72	8,36	4,44
Elektro	5,37	7,74	7,13
CPFL Piratininga	3,83	4,40	3,51
EDP São Paulo	5,65	10,00	7,03
EMG	3,08	5,21	5,70
EDP Espírito Santo	6,50	8,93	8,64
Light	5,98	4,78	11,99
CELPE	8,07	14,38	19,33
EPB	3,39	3,71	3,91

Fonte: Elaboração própria

7.4. RESULTADOS WACC

A seguir são apresentados os resultados obtidos a partir dos 6 modelos de custo de capital aplicados nesse trabalho para comparação com o índice regulatório da ANEEL.

7.4.1. $WACC_1$

O cálculo do custo médio ponderado de capital a partir do modelo $Ke_1 + Ki_1$ resultou nas taxas de retorno a seguir:

$$WACC_1 = (Ke_1 \times WPL) + (Ki_1 \times WP) \quad (21)$$

Tabela 17: WACC₁ (%)

DISTRIBUIDORAS	2017	2016	2015
AES Eletropaulo	7,66	5,48	7,06
CELPA	7,91	5,50	7,21
Elektro	7,79	5,44	6,95
CPFL Piratininga	7,41	5,14	6,65
EDP São Paulo	7,98	5,60	7,22
EMG	7,78	5,47	6,92
EDP Espírito Santo	7,86	5,57	7,24
Light	7,55	5,28	6,80
CELPE	7,63	5,43	7,10
EPB	7,97	5,55	7,08

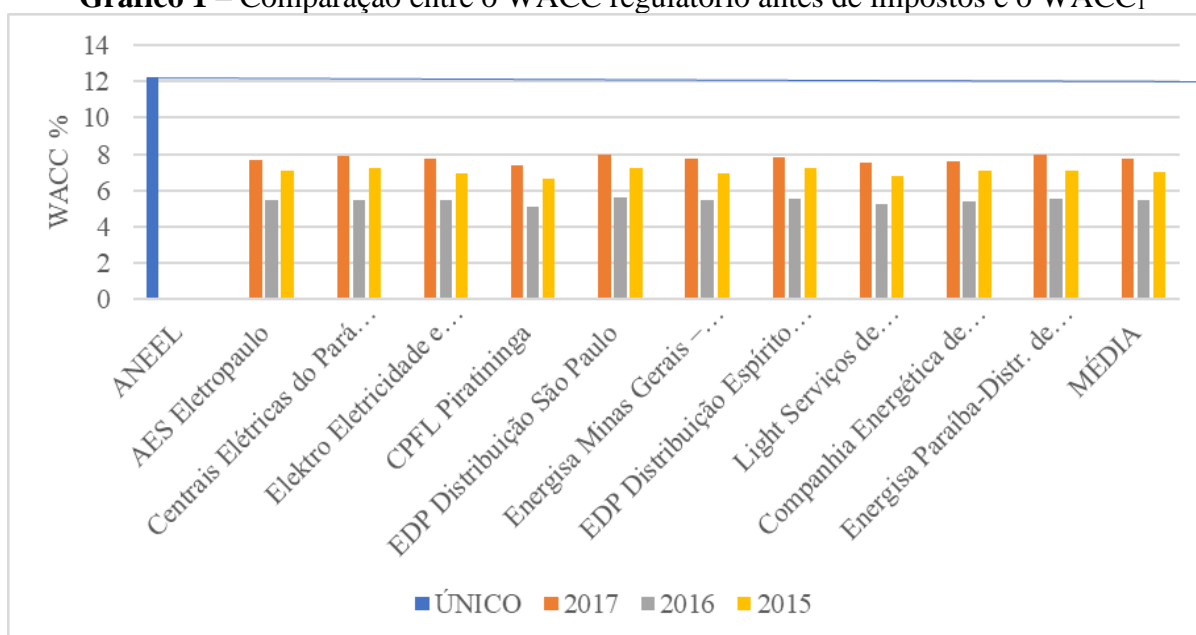
Fonte: Elaboração própria

O índice médio do custo de capital no modelo WACC₁ foi de 7,75% em 2017, 5,45% em 2016 e 7,02% em 2015. O maior índice dessa amostra foi de 7,98% para a empresa EDP Distribuidora São Paulo no ano de 2017.

Percebe-se que o modelo de cálculo WACC₁ apresentou resultados próximos para todas as distribuidoras ao analisarmos por cada ano da amostra, sendo o ano de 2016 o que apresentou os índices mais baixos, provavelmente em decorrência do índice do beta desalavancado US ter sido mais baixo nesse ano.

No gráfico 1 é possível observar a comparação entre os índices obtidos de WACC e o índice regulatório antes de impostos. Os WACC de todos os anos ficaram bem abaixo do regulatório, sendo as maiores diferenças em relação ao ano de 2016.

Gráfico 1 – Comparação entre o WACC regulatório antes de impostos e o WACC₁



Fonte: Elaboração própria

7.4.2. WACC₂

O cálculo do custo médio ponderado de capital a partir do modelo $Ke_2 + Ki_1$ resultou nas taxas de retorno a seguir:

$$WACC_2 = (Ke_2 \times WPL) + (Ki_1 \times WP) \quad (22)$$

Tabela 18: WACC₂ (%)

DISTRIBUIDORAS	2017	2016	2015
AES Eletropaulo	7,43	6,11	7,86
CELPA	7,67	6,14	8,04
Elektro	7,55	6,07	7,73
CPFL Piratininga	7,20	5,70	7,37
EDP São Paulo	7,73	6,26	8,05
EMG	7,54	6,11	7,69
EDP Espírito Santo	7,62	6,22	8,07
Light	7,32	5,88	7,54
CELPE	7,40	6,06	7,91
EPB	7,73	6,20	7,88

Fonte: Elaboração própria

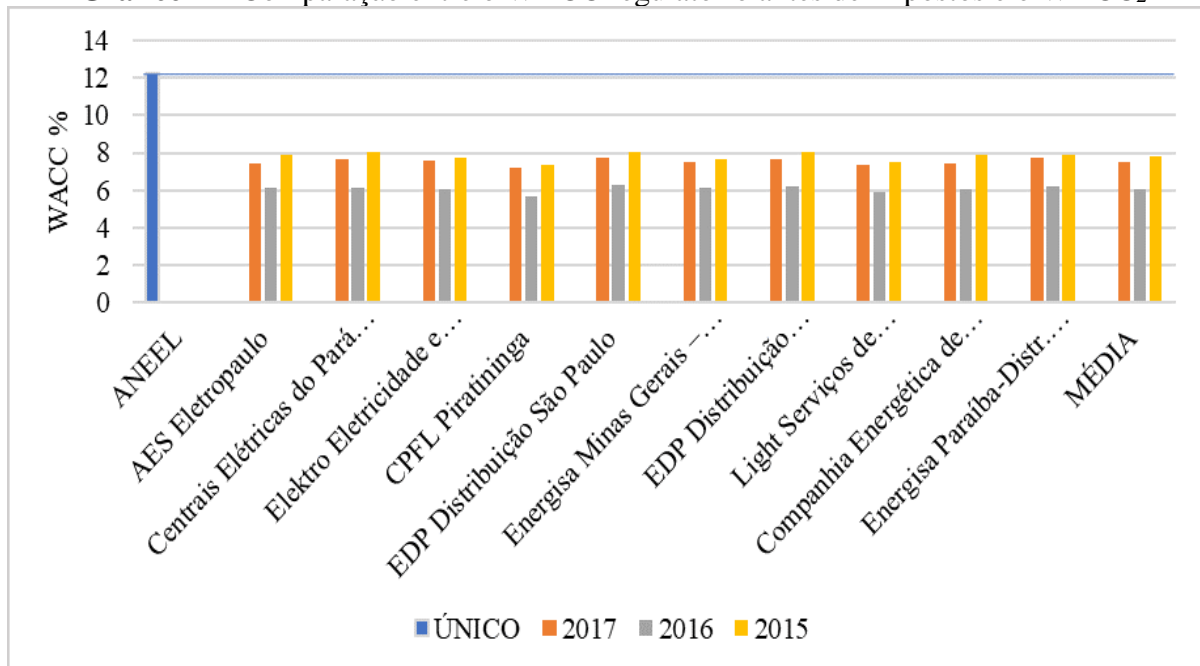
O índice médio do custo de capital no modelo WACC₂ foi de 7,52% em 2017, 6,08% em 2016 e 7,81% em 2015. O maior índice foi o da EDP Distribuidora Espírito Santo em 2015, 8,07%, e o menor foi de 5,70% para a CPFL Piratininga em 2016.

Novamente os resultados são bem semelhantes para todas as distribuidoras, ao analisarmos ano a ano, quando utilizado o modelo de WACC₂.

Como a diferença entre o modelo de WACC₂ e WACC₁ é a utilização do prêmio de risco de mercado baseado em expectativas futuras ao invés dos dados históricos, não se verificou muita diferença entre os resultados obtidos já que os índices coletados para essa pesquisa se mostraram não muito divergentes, sendo que as diferenças maiores são no ano de 2015.

Pela análise gráfica, os valores ficaram bem abaixo do índice regulatório em todas as distribuidoras analisadas.

Gráfico 2 – Comparação entre o WACC regulatório antes de impostos e o WACC₂



Fonte: Elaboração própria

7.4.3. WACC₃

O cálculo do custo médio ponderado de capital a partir do modelo $Ke_3 + Ki_1$ resultou nas taxas de retorno a seguir:

$$WACC_3 = (Ke_3 \times WPL) + (Ki_1 \times WP) \quad (23)$$

Tabela 19: WACC₃ (%)

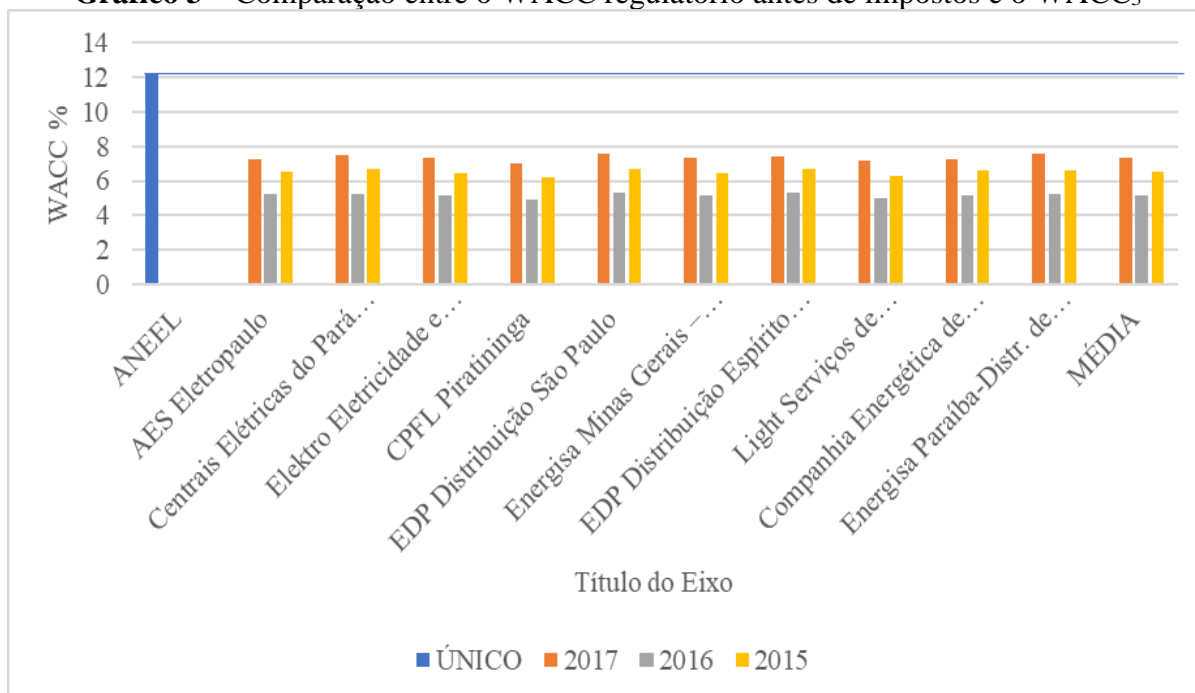
DISTRIBUIDORAS	2017	2016	2015
AES Eletropaulo	7,25	5,20	6,56
CELPA	7,48	5,22	6,69
Elektro	7,37	5,16	6,46
CPFL Piratininga	7,03	4,89	6,19
EDP São Paulo	7,54	5,31	6,70
EMG	7,36	5,19	6,43
EDP Espírito Santo	7,44	5,28	6,71
Light	7,15	5,02	6,32
CELPE	7,23	5,16	6,59
EPB	7,54	5,26	6,57

Fonte: Elaboração própria

O índice médio do custo de capital no modelo WACC₃ foi de 7,34% em 2017, 5,17% em 2016 e 6,52% em 2015, sendo, em média, os resultados mais baixos entre todos os modelos empregados no trabalho.

O menor índice foi de 4,89% para a CPFL Piratininga em 2016, sendo os índices de 2016 os mais baixos entre todos os anos e métodos.

No gráfico 3 é possível verificar a comparação entre os índices com os da ANEEL, as diferenças são grandes para todas as empresas:

Gráfico 3 – Comparação entre o WACC regulatório antes de impostos e o WACC₃

Fonte: Elaboração própria

7.4.4. WACC₄

O cálculo do custo médio ponderado de capital a partir do modelo $Ke_1 + Ki_2$ resultou nas taxas de retorno a seguir:

$$WACC_4 = (Ke_1 \times WPL) + (Ki_2 \times WP) \quad (24)$$

Tabela 20: WACC₄

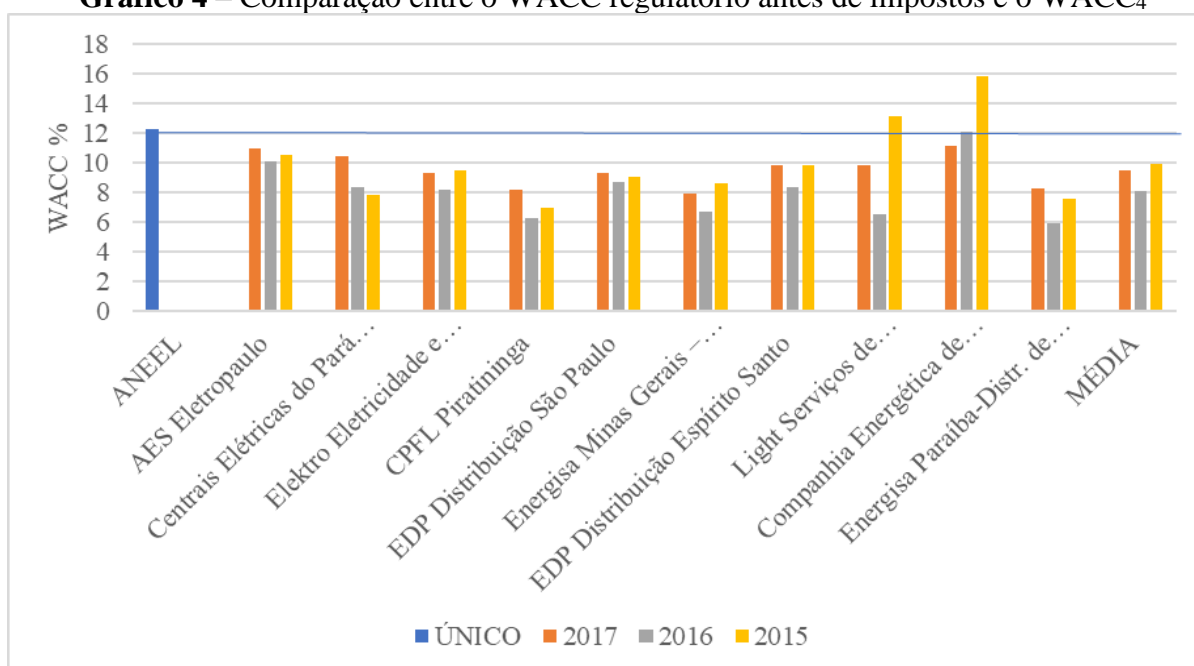
DISTRIBUIDORAS	2017	2016	2015
AES Eletropaulo	10,94	10,08	10,58
CELPA	10,49	8,34	7,88
Elektro	9,29	8,19	9,50
CPFL Piratininga	8,21	6,31	7,02
EDP São Paulo	9,37	8,73	9,10
EMG	7,93	6,70	8,63
EDP Espírito Santo	9,89	8,38	9,82
Light	9,82	6,55	13,17
CELPE	11,18	12,10	15,87
EPB	8,25	5,90	7,56

Fonte: Elaboração própria

O índice médio do custo de capital no modelo WACC₄ foi de 9,54% em 2017, 8,13% em 2016 e 9,91% em 2015.

Aqui os resultados divergem mais se comparados aos obtidos pelo modelo anteriores. Isso porque com a utilização do Ki a partir da abordagem *ex-post* os valores oscilam mais de empresa para empresa de acordo com a composição das despesas onerosas delas.

Aqui é possível observar que alguns índices ultrapassam os valores do WACC regulatório e outros estão mais próximos que os resultados anteriores:

Gráfico 4 – Comparação entre o WACC regulatório antes de impostos e o WACC₄

Fonte: Elaboração própria

7.4.5. WACC₅

O cálculo do custo médio ponderado de capital a partir do modelo $Ke_2 + Ki_2$ resultou nas taxas de retorno a seguir:

$$WACC_5 = (Ke_2 \times WPL) + (Ki_2 \times WP) \quad (25)$$

Tabela 21: WACC₅ (%)

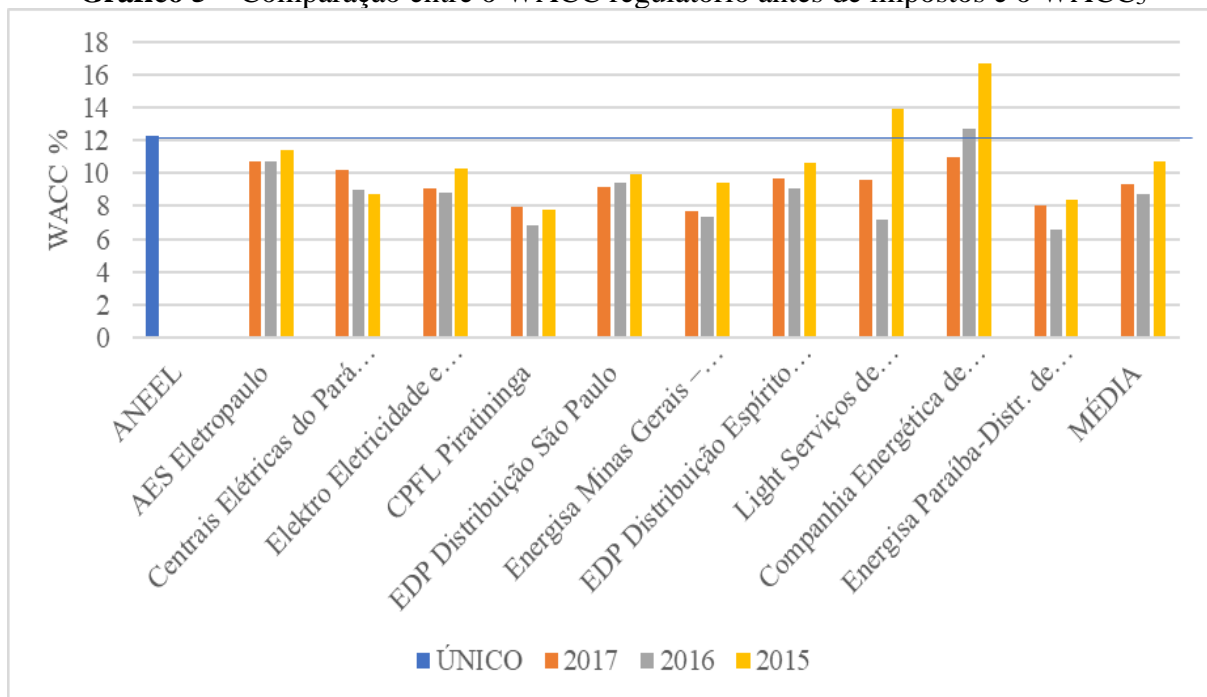
DISTRIBUIDORAS	2017	2016	2015
AES Eletropaulo	10,71	10,72	11,38
CELPA	10,24	8,98	8,70
Elektro	9,06	8,81	10,28
CPFL Piratininga	7,99	6,87	7,74
EDP São Paulo	9,12	9,40	9,93
EMG	7,69	7,33	9,40
EDP Espírito Santo	9,65	9,04	10,65
Light	9,60	7,15	13,92
CELPE	10,96	12,73	16,67
EPB	8,01	6,55	8,36

Fonte: Elaboração própria

O índice médio do custo de capital no modelo WACC₅ foi de 9,3% em 2017, 8,76% em 2016 e 10,7% em 2015.

Esse modelo de cálculo foi o que apresentou o índice mais alto, individualmente, entre os seis modelos de WACC utilizados nesse trabalho, para a empresa CELPE no ano de 2015.

Novamente, os resultados divergem mais entre em si se comparados aos obtidos pelos modelos que utilizam o Ki pela abordagem *ex-ante*.

Gráfico 5 – Comparação entre o WACC regulatório antes de impostos e o WACC₅

Fonte: Elaboração própria

7.4.6. WACC₆

O cálculo do custo médio ponderado de capital a partir do modelo $Ke_3 + Ki_2$ resultou nas taxas de retorno a seguir:

$$WACC_6 = (Ke_3 \times WPL) + (Ki_2 \times WP) \quad (26)$$

Tabela 22: WACC₆ (%)

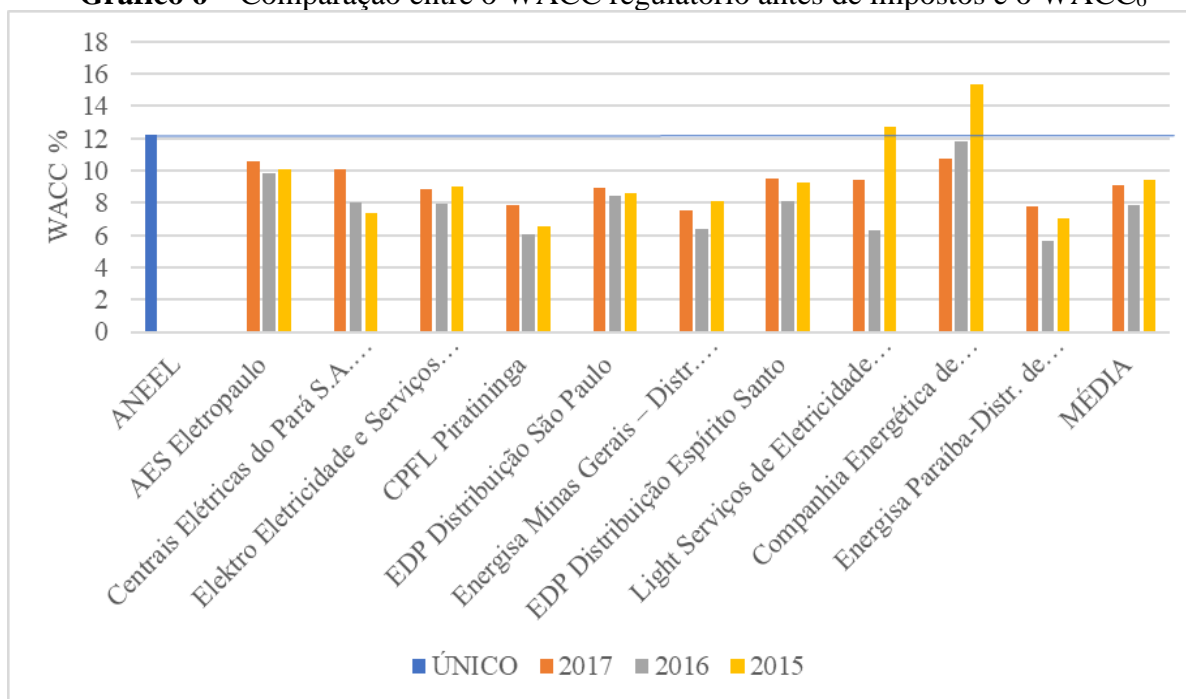
DISTRIBUIDORAS	2017	2016	2015
AES Eletropaulo	10,54	9,80	10,08
CELPA	10,05	8,06	7,35
Elektro	8,87	7,91	9,01
CPFL Piratininga	7,83	6,06	6,57
EDP São Paulo	8,93	8,44	8,57
EMG	7,51	6,42	8,14
EDP Espírito Santo	9,47	8,09	9,29
Light	9,42	6,29	12,69
CELPE	10,78	11,83	15,36
EPB	7,81	5,62	7,05

Fonte: Elaboração própria

O índice médio do custo de capital no modelo WACC₆ foi de 9,12% em 2017, 7,85% em 2016 e 9,41% em 2015.

Aqui, o menor valor registrado de 5,62% para EPB em 2016 e o maior de 15,36% para a CELPE em 2015.

Os valores oscilam bastante em relação ao WACC regulatório.

Gráfico 6 – Comparação entre o WACC regulatório antes de impostos e o WACC₆

Fonte: Elaboração própria

7.5. COMPARAÇÃO ENTRE O WACC REGULATÓRIO ANTES DE IMPOSTOS E O WACC CALCULADO

A partir dos modelos de apuração, observa-se neste capítulo quais resultados individuais são iguais ao WACC regulatório antes de tributos e quais não são semelhantes, demonstrando se o índice regulatório pode estar sobrevalorizado/subestimado.


Na tabela 23 é possível observar, a partir dos dados consolidados dos 6 modelos de custo de capital aplicados neste trabalho, quais resultados individuais se mostram ou não semelhantes com o índice regulatório de 12,26%. Como resultado, a maioria dos resultados individuais são menores que o WACC regulatório, chegando a 95% das análises, e apenas 6 resultados se apresentaram maiores.


Há resultados em que o WACC regulatório é mais que o dobro do WACC calculado, como por exemplo em relação aos índices apurados pelos modelos de $WACC_1$, $WACC_2$ e $WACC_3$ para o ano de 2016.

Tabela 23 - WACC calculado em relação ao WACC regulatório antes de impostos

DISTRIBUIDORAS	2017						2016						2015					
	WACC ₁	WACC ₂	WACC ₃	WACC ₄	WACC ₅	WACC ₆	WACC ₁	WACC ₂	WACC ₃	WACC ₄	WACC ₅	WACC ₆	WACC ₁	WACC ₂	WACC ₃	WACC ₄	WACC ₅	WACC ₆
AES Eletropaulo	7,66	7,43	7,25	10,94	10,71	10,54	5,48	6,11	5,20	10,08	10,72	9,80	7,06	7,86	6,56	10,58	11,38	10,08
CELPA	7,91	7,67	7,48	10,49	10,24	10,05	5,50	6,14	5,22	8,34	8,98	8,06	7,21	8,04	6,69	7,88	8,70	7,35
Elektro	7,79	7,55	7,37	9,29	9,06	8,87	5,44	6,07	5,16	8,19	8,81	7,91	6,95	7,73	6,46	9,50	10,28	9,01
CPFL Piratininga	7,41	7,20	7,03	8,21	7,99	7,83	5,14	5,70	4,89	6,31	6,87	6,06	6,65	7,37	6,19	7,02	7,74	6,57
EDP São Paulo	7,98	7,73	7,54	9,37	9,12	8,93	5,60	6,26	5,31	8,73	9,40	8,44	7,22	8,05	6,70	9,10	9,93	8,57
EMG	7,78	7,54	7,36	7,93	7,69	7,51	5,47	6,11	5,19	6,70	7,33	6,42	6,92	7,69	6,43	8,63	9,40	8,14
EDP Espírito Santo	7,86	7,62	7,44	9,89	9,65	9,47	5,57	6,22	5,28	8,38	9,04	8,09	7,24	8,07	6,71	9,82	10,65	9,29
Light	7,55	7,32	7,15	9,82	9,60	9,42	5,28	5,88	5,02	6,55	7,15	6,29	6,80	7,54	6,32	13,17	13,92	12,69
CELPE	7,63	7,40	7,23	11,18	10,96	10,78	5,43	6,06	5,16	12,10	12,73	11,83	7,10	7,91	6,59	15,87	16,67	15,36
EPB	7,97	7,73	7,54	8,25	8,01	7,81	5,55	6,20	5,26	5,90	6,55	5,62	7,08	7,88	6,57	7,56	8,36	7,05
MÉDIA	7,75	7,52	7,34	9,54	9,30	9,12	5,45	6,08	5,17	8,13	8,76	7,85	7,02	7,81	6,52	9,91	10,70	9,41

 Igual a 12,26%

 Menor que 12,26%

 Maior que 12,26%

Fonte: Elaboração própria

Na tabela 24, são apresentados os desvios absolutos apurados entre o custo de capital regulatório da ANEEL antes de impostos e o custo de capital a partir dos diferentes modelos.

O maior desvio absoluto médio foi de 7,09 entre o índice regulatório e o modelo de WACC₃ no ano de 2016, e a menor diferença foi para o ano de 2015, onde o índice regulatório ficou 1,56 maior que a média de resultados do modelo WACC₅.

Na média geral, o WACC regulatório antes de impostos está superestimado em 4,29 pontos percentuais, o que é uma variação bastante elevada.

Isso significa que os investidores podem estar sendo remunerados a uma taxa de juros de até 4,29 a.a. maior que o custo de capital adequado, incorrendo em uma distorção dos preços praticados nas revisões tarifárias.

O resultado converge em partes com o trabalho de Sanvicente (2013), que prevê o custo de capital próprio regulado pela ANEEL superestimado para o período de 2007 a 2012 em relação ao custo de capital próprio calculado com taxas de prêmios de mercado implícitas (preços correntes). O autor menciona a estimação de uma taxa de retorno indevidamente alta pela agência reguladora, onde as diferenças não podem ser consideradas insignificantes, já que as taxas valem para a determinação de receitas teto por períodos de vários anos (SANVICENTE, 2013).

Tabela 24 – Desvios absolutos entre o WACC regulatório antes de impostos e o WACC calculado

DISTRIBUIDORAS	2017						2016						2015					
	WACC ₁	WACC ₂	WACC ₃	WACC ₄	WACC ₅	WACC ₆	WACC ₁	WACC ₂	WACC ₃	WACC ₄	WACC ₅	WACC ₆	WACC ₁	WACC ₂	WACC ₃	WACC ₄	WACC ₅	WACC ₆
AES Eletropaulo	4,60	4,83	5,01	1,32	1,55	1,72	6,78	6,15	7,06	2,18	1,54	2,46	5,20	4,40	5,70	1,68	0,88	2,18
CELPA	4,35	4,59	4,78	1,77	2,02	2,21	6,76	6,12	7,04	3,92	3,28	4,20	5,05	4,22	5,57	4,38	3,56	4,91
Elektro	4,47	4,71	4,89	2,97	3,20	3,39	6,82	6,19	7,10	4,07	3,45	4,35	5,31	4,53	5,80	2,76	1,98	3,25
CPFL Piratininga	4,85	5,06	5,23	4,05	4,27	4,43	7,12	6,56	7,37	5,95	5,39	6,20	5,61	4,89	6,07	5,24	4,52	5,69
EDP São Paulo	4,28	4,53	4,72	2,89	3,14	3,33	6,66	6,00	6,95	3,53	2,86	3,82	5,04	4,21	5,56	3,16	2,33	3,69
EMG	4,48	4,72	4,90	4,33	4,57	4,75	6,79	6,15	7,07	5,56	4,93	5,84	5,34	4,57	5,83	3,63	2,86	4,12
EDP Espírito Santo	4,40	4,64	4,82	2,37	2,61	2,79	6,69	6,04	6,98	3,88	3,22	4,17	5,02	4,19	5,55	2,44	1,61	2,97
Light	4,71	4,94	5,11	2,44	2,66	2,84	6,98	6,38	7,24	5,71	5,11	5,97	5,46	4,72	5,94	-0,91	-1,66	-0,43
CELPE	4,63	4,86	5,03	1,08	1,30	1,48	6,83	6,20	7,10	0,16	-0,47	0,43	5,16	4,35	5,67	-3,61	-4,41	-3,10
EPB	4,29	4,53	4,72	4,01	4,25	4,45	6,71	6,06	7,00	6,36	5,71	6,64	5,18	4,38	5,69	4,70	3,90	5,21
MÉDIA	4,51	4,74	4,92	2,72	2,96	3,14	6,81	6,18	7,09	4,13	3,50	4,41	5,24	4,45	5,74	2,35	1,56	2,85
MÉDIA POR ANO	3,83						5,36						3,70					
MÉDIA TOTAL	4,29																	

Fonte: Elaboração própria

Na tabela 25, são apresentados os desvios relativos entre o custo de capital regulatório da ANEEL antes de impostos e o custo de capital a partir dos diferentes modelos.

Os desvios relativos médios variaram de 20,35% a 137,32%, o que significa que o índice regulatório é mais que o dobro do resultado de alguns modelos de WACC calculados.

Ao analisar cada ano da amostra, a maior variância se dá no ano de 2016, onde o valor do desvio relativo médio entre o WACC regulatório e o WACC calculado ficou em 88%. E a menor variância em 2017, com 48,12%.

Na análise geral, o índice regulatório se mostra sobrestimado em relação ao custo de capital, em média, 62%.

Esse resultado converge com os resultados dos desvios absolutos observados e indica que há uma remuneração bem maior para os investidores que o adequado e, conseqüentemente, uma majoração no reposicionamento tarifário devido, ou seja, maior oneração para os consumidores.

Conforme Coutinho e Oliveira (2002), qualquer erro na mensuração do índice pode gerar grandes perdas ou lucros excessivos. Nesse caso, pode-se considerar que a distorção do índice regulatório fixado pela ANEEL está gerando lucros excessivos aos investidores.

Tabela 25 – Desvios relativos entre o WACC regulatório antes de impostos e o WACC calculado (%)

DISTRIBUIDO RAS	2017						2016						2015					
	WACC ₁	WACC ₂	WACC ₃	WACC ₄	WACC ₅	WACC ₆	WACC ₁	WACC ₂	WACC ₃	WACC ₄	WACC ₅	WACC ₆	WACC ₁	WACC ₂	WACC ₃	WACC ₄	WACC ₅	WACC ₆
AES Eletropaulo	60,11	65,07	69,10	12,02	14,42	16,34	123,84	100,58	135,93	21,57	14,37	25,05	73,55	55,90	86,93	15,86	7,72	21,68
CELPA	54,90	59,82	63,83	16,91	19,69	21,93	122,80	99,56	134,88	47,01	36,52	52,17	70,09	52,58	83,39	55,64	40,85	66,71
Elektro	57,45	62,39	66,41	31,92	35,36	38,15	125,31	102,02	137,40	49,78	39,12	55,03	76,34	58,58	89,77	29,05	19,28	36,10
CPFL Piratininga	65,35	70,33	74,38	49,32	53,36	56,64	138,57	115,07	150,66	94,44	78,54	102,4	84,36	66,34	97,92	74,62	58,36	86,73
EDP São Paulo	53,64	58,55	62,56	30,90	34,45	37,32	118,90	95,75	130,96	40,36	30,46	45,22	69,77	52,27	83,06	34,79	23,52	43,03
EMG	57,61	62,54	66,57	54,66	59,41	63,28	123,94	100,67	136,02	83,03	67,19	91,03	77,24	59,45	90,69	42,10	30,44	50,62
EDP Espírito Santo	55,92	60,84	64,86	23,91	27,00	29,49	120,19	97,01	132,25	46,26	35,66	51,49	69,39	51,91	82,68	24,88	15,12	31,96
Light	62,44	67,40	71,44	24,85	27,77	30,11	132,03	108,61	144,13	87,04	71,52	94,83	80,42	62,52	93,92	-6,89	-11,90	-3,42
CELPE	60,64	65,60	69,63	9,63	11,91	13,74	125,71	102,41	137,80	1,31	-3,67	3,67	72,64	55,03	85,99	-22,73	-26,47	-20,16
EPB	53,73	58,64	62,65	48,57	53,15	56,88	121,07	97,87	133,14	107,64	87,04	118,3	73,14	55,51	86,51	62,15	46,58	73,82
MÉDIA	58,18	63,12	67,14	30,27	33,65	36,39	125,24	101,95	137,32	57,85	45,68	63,91	74,69	57,01	88,09	30,95	20,35	38,71
MÉDIA POR ANO	48,12						88,66						51,63					
MÉDIA TOTAL	62,80																	

Fonte: Elaboração própria

Na tabela 26 constam os desvios médios observados para cada modelo de WACC calculado, ordenados de forma crescente dos desvios menores aos maiores.

Na análise dos desvios por modelo, a menor variação foi para o WACC₅ e a maior para o WACC₃, com 97,52% de desvio relativo médio, ou seja, o resultado apurado pela ANEEL é praticamente o dobro em relação ao resultado médio aferido por esse modelo.

A importância de se observar qual o modelo que apresenta maior semelhança com os resultados obtidos pelo modelo adotado pelo regulador é que isso pode ajudar a entender em que variáveis podem estar as possíveis causas das distorções.

Tabela 26 – Desvios médios entre o WACC regulatório antes de impostos e o WACC calculado (%)

TIPO DE DESVIO	DESVIO ABSOLUTO MÉDIO						DESVIO RELATIVO MÉDIO					
	WACC5	WACC4	WACC6	WACC2	WACC1	WACC3	WACC5	WACC4	WACC6	WACC2	WACC1	WACC3
Modelo												
Índice crescente	2,67	3,07	3,47	5,12	5,52	5,92	33,23	39,69	46,34	74,03	86,04	97,52

Fonte: Elaboração própria

7.5.1. Análise estatística

Após a apresentação e comparação dos resultados individuais de custo de capital das distribuidoras em relação ao custo de capital regulatório, a seguir são apresentadas as análises estatísticas aplicadas no trabalho para comprovar se as diferenças observadas nos resultados individuais são significativas em termos estatísticos.

Abaixo, é apresentada a estatística descritiva contendo as médias, desvios-padrão, medianas, valores máximos e valores mínimos de cada modelo de WACC calculado:

Tabela 27: Estatística descritiva dos índices de WACC

MODELO	Ano	Média	Mediana	Mínimo	Máximo	Desvio-padrão
WACC ₁	2015	7,02	7,07	6,65	7,24	0,19
	2016	5,45	5,48	5,14	5,60	0,14
	2017	7,75	7,78	7,41	7,98	0,19
WACC ₂	2015	7,81	7,87	7,37	8,07	0,23
	2016	6,08	6,11	5,70	6,26	0,17

	2017	7,52	7,55	7,20	7,73	0,18
	2015	6,52	6,57	6,19	6,71	0,17
WACC ₃	2016	5,17	5,20	4,89	5,31	0,13
	2017	7,34	7,36	7,03	7,54	0,17
	2015	9,91	9,30	7,02	15,87	2,73
WACC ₄	2016	8,13	8,26	5,90	12,10	1,91
	2017	9,54	9,59	7,93	11,18	1,15
	2015	10,70	10,10	7,74	16,67	2,73
WACC ₅	2016	8,76	8,90	6,55	12,73	1,92
	2017	9,30	9,36	7,69	10,96	1,15
	2015	9,41	8,79	6,57	15,36	2,73
WACC ₆	2016	7,85	7,98	5,62	11,83	1,91
	2017	9,12	9,18	7,51	10,78	1,15

Fonte: Elaboração própria

Observa-se que os maiores desvios-padrão se encontram nos modelos de WACC₄, WACC₅ e WACC₆, já que foram os modelos que mais ofereceram diferenças nos resultados entre as distribuidoras por conta do custo de capital de terceiros se basear no valor da dívida onerosa das mesmas e este não apresentar uma uniformidade.

O maior valor médio e de mediana se encontra no ano de 2015 para o modelo WACC₅, enquanto as menores medianas são dos modelos de WACC₁, WACC₂ e WACC₃.

Em seguida, são realizados testes estatísticos não-paramétricos para amostras pareadas para testar a hipótese estatística:

H₀: O custo de capital regulatório é **estatisticamente semelhante** ao custo de capital das distribuidoras de energia elétrica para os anos de 2015 a 2017.

H₁: O custo de capital regulatório **não é estatisticamente semelhante** ao custo de capital das distribuidoras de energia elétrica para os anos de 2015 a 2017.

O modelo utilizado, de postos sinalizados de Wilcoxon, consiste em um teste de hipótese de verificação de mediana em um único grupo, dessa forma, será testada a mediana de 12,26% para as amostras, ao nível de significância de 5%.

Se o p-value dos testes for menor que 0,05, rejeita-se H₀, ou seja, rejeita-se que o custo de capital regulatório é **estatisticamente semelhante** ao custo de capital das distribuidoras de energia elétrica.

São realizados 18 testes, sendo um para cada ano e modelo de WACC calculados neste trabalho, utilizando o software de teste estatísticos Action.

Tabela 28: Teste de Wilcoxon para WACC regulatório antes de impostos

MODELO	Ano	P-value	Hipótese $\alpha = 0,05$
WACC ₁ - ANEEL	2015	0,005	Rejeita H ₀
	2016	0,005	Rejeita H ₀
	2017	0,005	Rejeita H ₀
WACC ₂ - ANEEL	2015	0,005	Rejeita H ₀
	2016	0,005	Rejeita H ₀
	2017	0,005	Rejeita H ₀
WACC ₃ - ANEEL	2015	0,005	Rejeita H ₀
	2016	0,005	Rejeita H ₀
	2017	0,005	Rejeita H ₀
WACC ₄ - ANEEL	2015	0,037	Rejeita H ₀
	2016	0,005	Rejeita H ₀
	2017	0,005	Rejeita H ₀
WACC ₅ - ANEEL	2015	0,114	Aceita H₀
	2016	0,007	Rejeita H ₀
	2017	0,005	Rejeita H ₀
WACC ₆ - ANEEL	2015	0,203	Aceita H₀
	2016	0,005	Rejeita H ₀
	2017	0,005	Rejeita H ₀

Fonte: Elaboração própria

Os resultados obtidos no teste de Wilcoxon demonstram que não se pode rejeitar a hipótese nula H₀ para os resultados do custo de capital do ano de 2015 dos modelos WACC₅ e WACC₆, ou seja, não se pode rejeitar que sejam estatisticamente semelhantes ao custo de capital regulatório antes de tributos de 12,26%. Em todas as outras comparações, rejeita-se a hipótese H₀ de as medianas serem significativamente semelhantes, sendo o p-value menor que 5%.

O resultado do teste estatístico demonstra que das 18 análises realizadas neste trabalho, em apenas 11% dos casos os resultados do custo de capital calculado e o regulatório são estatisticamente equivalentes.

Importante ressaltar que apenas modelos que utilizam o K_i de forma *ex-post* apresentaram igualdade de resultados com o WACC regulatório, sendo que a abordagem utilizada pela ANEEL para o K_i é a abordagem *ex-ante*.

Portanto, ao testar a hipótese estatística, tem-se que:

O custo de capital regulatório antes de impostos **não é estatisticamente semelhante** ao custo de capital das distribuidoras de energia elétrica para os anos de 2015 a 2017 em 89% das análises, ao nível de significância de 95%.

Como pode ser observado, os resultados do custo de capital apresentaram bastante discrepância em relação ao índice regulatório para todas as distribuidoras e todos os anos da amostra, sendo possivelmente a causa dessa variação tão elevada o fato da ANEEL majorar o resultado do WACC “antes de impostos” com a alíquota de IRPJ e CSLL a que as distribuidoras são submetidas.

A fim de sanar essa questão, a seguir são realizadas as comparações a partir do WACC regulatório líquido de impostos.

7.6. COMPARAÇÃO ENTRE O WACC REGULATÓRIO DEPOIS DE IMPOSTOS E O WACC CALCULADO

A partir dos modelos de apuração, observa-se nesse capítulo quais resultados individuais são iguais ao WACC regulatório depois de impostos e quais não são semelhantes, demonstrando se o índice regulatório pode estar sobrevalorizado/subestimado.

Na tabela 29 é possível observar, a partir dos dados consolidados dos 6 modelos de custo de capital aplicados nesse trabalho, quais resultados individuais se mostram semelhantes e quais não se mostram semelhantes ao índice de WACC regulatório depois de impostos.

É possível observar que a maioria dos resultados individuais são menores que o WACC regulatório, assim como no primeiro modelo, mas em 34% das análises individuais ocorre o posto, sendo o WACC regulatório menor.

Vê-se que há um equilíbrio entre os resultados do custo de capital maiores e menores que o índice regulatório.

Tabela 29 - WACC calculado em relação ao WACC regulatório depois de impostos

DISTRIBUIDORAS	2017						2016						2015					
	WACC ₁	WACC ₂	WACC ₃	WACC ₄	WACC ₅	WACC ₆	WACC ₁	WACC ₂	WACC ₃	WACC ₄	WACC ₅	WACC ₆	WACC ₁	WACC ₂	WACC ₃	WACC ₄	WACC ₅	WACC ₆
AES Eletropaulo	7,66	7,43	7,25	10,94	10,71	10,54	5,48	6,11	5,20	10,08	10,72	9,80	7,06	7,86	6,56	10,58	11,38	10,08
CELPA	7,91	7,67	7,48	10,49	10,24	10,05	5,50	6,14	5,22	8,34	8,98	8,06	7,21	8,04	6,69	7,88	8,70	7,35
Elektro	7,79	7,55	7,37	9,29	9,06	8,87	5,44	6,07	5,16	8,19	8,81	7,91	6,95	7,73	6,46	9,50	10,28	9,01
CPFL Piratininga	7,41	7,20	7,03	8,21	7,99	7,83	5,14	5,70	4,89	6,31	6,87	6,06	6,65	7,37	6,19	7,02	7,74	6,57
EDP São Paulo	7,98	7,73	7,54	9,37	9,12	8,93	5,60	6,26	5,31	8,73	9,40	8,44	7,22	8,05	6,70	9,10	9,93	8,57
EMG	7,78	7,54	7,36	7,93	7,69	7,51	5,47	6,11	5,19	6,70	7,33	6,42	6,92	7,69	6,43	8,63	9,40	8,14
EDP Espírito Santo	7,86	7,62	7,44	9,89	9,65	9,47	5,57	6,22	5,28	8,38	9,04	8,09	7,24	8,07	6,71	9,82	10,65	9,29
Light	7,55	7,32	7,15	9,82	9,60	9,42	5,28	5,88	5,02	6,55	7,15	6,29	6,80	7,54	6,32	13,17	13,92	12,69
CELPE	7,63	7,40	7,23	11,18	10,96	10,78	5,43	6,06	5,16	12,10	12,73	11,83	7,10	7,91	6,59	15,87	16,67	15,36
EPB	7,97	7,73	7,54	8,25	8,01	7,81	5,55	6,20	5,26	5,90	6,55	5,62	7,08	7,88	6,57	7,56	8,36	7,05
MÉDIA	7,75	7,52	7,34	9,54	9,30	9,12	5,45	6,08	5,17	8,13	8,76	7,85	7,02	7,81	6,52	9,91	10,70	9,41

 Igual a 8,09%

 Menor que 8,09%

 Maior que 8,09%

Fonte: Elaboração própria

Na tabela 30, são apresentados os desvios absolutos apurados entre o custo de capital regulatório da ANEEL depois de impostos e o custo de capital a partir dos diferentes modelos.

O maior desvio absoluto médio positivo foi de 2,92 entre o índice regulatório e o modelo de WACC₃ no ano de 2016, e a maior diferença negativa foi para o ano de 2015, onde o índice regulatório ficou 2,61 menor que a média de resultados do modelo WACC₅.

O desvio absoluto médio geral foi de 0,12, bem abaixo dos 4,29 resultantes da comparação com o índice regulatório antes de impostos.

Isso mostra que o WACC considerado líquido de impostos, ou seja, a taxa de remuneração que ficará com as distribuidoras após o pagamento dos impostos diretos, se mostra, em média, mais similar ao custo de capital medido pelos modelos alternativos.

Tabela 30 – Desvios absolutos entre o WACC regulatório depois de impostos e o WACC calculado

DISTRIBUIDORAS	2017						2016						2015					
	WACC ₁	WACC ₂	WACC ₃	WACC ₄	WACC ₅	WACC ₆	WACC ₁	WACC ₂	WACC ₃	WACC ₄	WACC ₅	WACC ₆	WACC ₁	WACC ₂	WACC ₃	WACC ₄	WACC ₅	WACC ₆
AES Eletropaulo	0,43	0,66	0,84	-2,85	-2,62	-2,45	2,61	1,98	2,89	-1,99	-2,63	-1,71	1,03	0,23	1,53	-2,49	-3,29	-1,99
CELPA	0,18	0,42	0,61	-2,40	-2,15	-1,96	2,59	1,95	2,87	-0,25	-0,89	0,03	0,88	0,05	1,40	0,21	-0,61	0,74
Elektro	0,30	0,54	0,72	-1,20	-0,97	-0,78	2,65	2,02	2,93	-0,10	-0,72	0,18	1,14	0,36	1,63	-1,41	-2,19	-0,92
CPFL Piratininga	0,68	0,89	1,06	-0,12	0,10	0,26	2,95	2,39	3,20	1,78	1,22	2,03	1,44	0,72	1,90	1,07	0,35	1,52
EDP São Paulo	0,11	0,36	0,55	-1,28	-1,03	-0,84	2,49	1,83	2,78	-0,64	-1,31	-0,35	0,87	0,04	1,39	-1,01	-1,84	-0,48
EMG	0,31	0,55	0,73	0,16	0,40	0,58	2,62	1,98	2,90	1,39	0,76	1,67	1,17	0,40	1,66	-0,54	-1,31	-0,05
EDP Espírito Santo	0,23	0,47	0,65	-1,80	-1,56	-1,38	2,52	1,87	2,81	-0,29	-0,95	0,00	0,85	0,02	1,38	-1,73	-2,56	-1,20
Light	0,54	0,77	0,94	-1,73	-1,51	-1,33	2,81	2,21	3,07	1,54	0,94	1,80	1,29	0,55	1,77	-5,08	-5,83	-4,60
CELPE	0,46	0,69	0,86	-3,09	-2,87	-2,69	2,66	2,03	2,93	-4,01	-4,64	-3,74	0,99	0,18	1,50	-7,78	-8,58	-7,27
EPB	0,12	0,36	0,55	-0,16	0,08	0,28	2,54	1,89	2,83	2,19	1,54	2,47	1,01	0,21	1,52	0,53	-0,27	1,04
MÉDIA	0,34	0,57	0,75	-1,45	-1,21	-1,03	2,64	2,01	2,92	-0,04	-0,67	0,24	1,07	0,28	1,57	-1,82	-2,61	-1,32
MÉDIA POR ANO	-0,34						1,19						-0,47					
MÉDIA TOTAL	0,12																	

Fonte: Elaboração própria

Na tabela 31, são apresentados os desvios relativos apurados entre o custo de capital regulatório da ANEEL depois de impostos e o custo de capital a partir dos diferentes modelos.

Os desvios relativos médios variaram de -20,58% a 56,6%, o que significa, por exemplo, que o índice regulatório de 8,09% está sobrestimado em 56,6% em relação aos resultados apurados pelo modelo WACC₅ em 2016.

Ao analisar cada ano da amostra, a menor variância se dá no ano de 2015, onde o valor do desvio relativo médio entre o WACC regulatório e o WACC calculado ficou em -0,06%. Pode-se considerar que neste ano o índice regulatório líquido de impostos captou praticamente o mesmo risco de oportunidade de negócio que a média dos seis modelos de custo de capital.

O índice regulatório se mostra sobrestimado em relação ao custo de capital calculado, em média, 7,4% considerando todos os resultados. É uma diferença muito menor do que a calculada em relação ao WACC antes de impostos, que ficou em 62%.

Ainda assim, os resultados demonstram que mesmo o custo de capital regulatório líquido de impostos se mostra sobrestimado em relação ao apurado por modelos tradicionais de custo de capital.

Isso significa que a superioridade do índice estimado pela ANEEL não se justifica apenas pela majoração do WACC antes de impostos, mas também pela definição de outras variáveis envolvidas no cálculo.

Tabela 31 – Desvios relativos entre o WACC regulatório depois de impostos e o WACC calculado (%)

DISTRIBUIDORAS	2017						2016						2015					
	WACC ₁	WACC ₂	WACC ₃	WACC ₄	WACC ₅	WACC ₆	WACC ₁	WACC ₂	WACC ₃	WACC ₄	WACC ₅	WACC ₆	WACC ₁	WACC ₂	WACC ₃	WACC ₄	WACC ₅	WACC ₆
AES Eletropaulo	5,65	8,92	11,58	-26,08	-24,50	-23,23	47,71	32,36	55,68	-19,78	-24,53	-17,48	14,52	2,88	23,35	-23,54	-28,92	-19,71
CELPA	2,21	5,46	8,11	-22,85	-21,02	-19,54	47,02	31,69	54,99	-2,99	-9,92	0,41	12,23	0,68	21,01	2,70	-7,06	10,00
Elektro	3,90	7,16	9,81	-12,95	-10,68	-8,84	48,68	33,31	56,65	-1,16	-8,20	2,30	16,36	4,64	25,22	-14,84	-21,29	-10,19
CPFL Piratininga	9,11	12,39	15,07	-1,47	1,20	3,36	57,42	41,92	65,40	28,31	17,82	33,56	21,66	9,76	30,60	15,22	4,50	23,22
EDP São Paulo	1,38	4,62	7,27	-13,62	-11,28	-9,39	44,44	29,17	52,40	-7,38	-13,91	-4,17	12,02	0,48	20,80	-11,06	-18,49	-5,62
EMG	4,00	7,26	9,91	2,05	5,19	7,74	47,77	32,42	55,74	20,78	10,32	26,05	16,96	5,22	25,83	-6,23	-13,93	-0,61
EDP Espírito Santo	2,89	6,14	8,79	-18,24	-16,20	-14,55	45,29	30,00	53,26	-3,48	-10,48	-0,03	11,78	0,24	20,54	-17,59	-24,04	-12,93
Light	7,19	10,46	13,13	-17,61	-15,69	-14,15	53,11	37,66	61,09	23,42	13,18	28,56	19,05	7,24	27,96	-38,56	-41,86	-36,27
CELPE	6,00	9,27	11,94	-27,66	-26,15	-24,95	48,94	33,56	56,92	-33,15	-36,44	-31,59	13,92	2,30	22,73	-49,01	-51,48	-47,32
EPB	1,44	4,68	7,33	-1,96	1,06	3,52	45,88	30,57	53,84	37,01	23,42	44,02	14,25	2,61	23,07	7,00	-3,27	14,70
MÉDIA	4,38	7,64	10,29	-14,04	-11,81	-10,00	48,63	33,26	56,60	4,16	-3,87	8,16	15,28	3,61	24,11	-13,59	-20,58	-8,47
MÉDIA POR ANO				-2,26						24,49						0,06		
MÉDIA TOTAL										7,43								

Fonte: Elaboração própria

Na tabela 32, ao observar por modelo, o menor desvio médio tanto absoluto como relativo foi para o modelo de WACC₅ e o maior para o WACC₃, assim como na observação em relação ao WACC regulatório antes de impostos.

Tabela 32 – Desvios médios entre o WACC regulatório depois de impostos e o WACC calculado

TIPO DE DESVIO	DESVIO ABSOLUTO MÉDIO						DESVIO RELATIVO MÉDIO					
	WACC5	WACC4	WACC6	WACC2	WACC1	WACC3	WACC5	WACC4	WACC6	WACC2	WACC1	WACC3
Modelo												
Índice crescente	-1,50	-1,10	-0,70	0,95	1,35	1,75	-12,09	-7,83	-3,44	14,84	22,76	30,33

Fonte: Elaboração própria

7.6.1. Análise estatística

Após a apresentação dos resultados individuais, a seguir são apresentadas as análises estatísticas aplicadas para comparar se há diferenças significativas entre o custo de capital das distribuidoras em relação ao custo de capital regulatório depois de impostos.

Foi aplicado o teste de Wilcoxon para cada ano e modelo de WACC calculados nesse trabalho, utilizando o software de testes estatísticos Action, ao nível de significância de 0,05.

Tabela 33: Teste de Wilcoxon para WACC regulatório depois de impostos

MODELO	Ano	P-value	Hipótese $\alpha = 0,05$
WACC ₁ – ANEEL	2015	0,005	Rejeita H ₀
	2016	0,005	Rejeita H ₀
	2017	0,005	Rejeita H ₀
WACC ₂ – ANEEL	2015	0,005	Rejeita H ₀
	2016	0,005	Rejeita H ₀
	2017	0,005	Rejeita H ₀
WACC ₃ – ANEEL	2015	0,005	Rejeita H ₀
	2016	0,005	Rejeita H ₀
	2017	0,005	Rejeita H ₀
WACC ₄ – ANEEL	2015	0,047	Rejeita H ₀
	2016	0,959	Aceita H₀

	2017	0,011	Rejeita H_0
	2015	0,009	Rejeita H_0
WACC ₅ – ANEEL	2016	0,445	Aceita H_0
	2017	0,028	Rejeita H_0
	2015	0,203	Aceita H_0
WACC ₆ – ANEEL	2016	0,515	Aceita H_0
	2017	0,028	Rejeita H_0

Fonte: Elaboração própria

Os resultados obtidos no teste estatístico ao nível de significância de 95%, demonstram que não se pode rejeitar a hipótese nula H_0 para os resultados do custo de capital do ano de 2015 do modelo WACC₆ e dos anos de 2016 para o WACC₄, WACC₅ e WACC₆, ou seja, não se pode rejeitar que sejam estatisticamente semelhantes ao custo de capital regulatório depois de impostos de 8,09%.

Em todas as outras comparações para $\alpha = 0,05$, rejeita-se a hipótese H_0 de as medianas serem significativamente semelhantes, sendo o *p-value* menor que 5%.

Os testes com o custo de capital regulatório depois de impostos apresentaram mais resultados aceitando a hipótese nula de semelhança com o custo de capital calculado do que o teste anterior realizado com as taxas regulatórias antes de impostos.

Novamente, apenas modelos que utilizam o K_i de forma *ex-post* apresentaram igualdade de resultados com o WACC regulatório.

Ao testar a segunda hipótese estatística, tem-se que:

O custo de capital regulatório depois de impostos não é estatisticamente semelhante ao custo de capital das distribuidoras de energia elétrica para os anos de 2015 a 2017 em 78% das análises, ao nível de significância de 95%.

Esses resultados convergem com os dos trabalhos de Rocha, Camacho e Fiuza (2006) e Barros et al. (2012) que utilizaram como comparação o índice de WACC regulatório líquido de impostos e obtiveram resultados divergentes quando comparados a resultados obtidos por métodos alternativos de cálculo existentes na teoria de finanças.

Os testes estatísticos corroboram os resultados observados na apuração dos desvios absolutos e relativos, assim como nas observações dos índices individuais.

7.7. DISCUSSÕES SOBRE OS RESULTADOS

A partir das análises realizadas, fica visível que a apresentação de duas taxas de custo de capital pela ANEEL, uma antes e uma depois de impostos, conforme explicado nos capítulos anteriores, influencia na escolha do método de comparação.

Isso porque, no cálculo do WACC “antes de impostos” é praticado pela agência reguladora a incorporação de um custo a mais, relativo a carga tributária da empresa analisada, que não é um procedimento usual do cálculo do custo de capital.

Dessa forma, o índice regulatório que de fato determina a remuneração dos investimentos das distribuidoras, prática na revisão tarifária, fica muito acima do custo de capital analisado pela ótica do mercado financeiro.

Considerando o WACC “depois de impostos”, a comparação com os índices calculados neste trabalho se mostra mais precisa pois ambos compreendem as premissas básicas do cálculo do WACC, fundamentadas na teoria de finanças.

Outras possíveis causas das variações entre o custo de capital calculado pela ANEEL e o custo de capital das distribuidoras de energia elétrica foram observadas:

- a) O beta desalavancado US do setor elétrico, em 2016, foi abaixo da média de 0,69 utilizada pela ANEEL, ficando em 0,43. Assim, o regulador ao definir as taxas de custo de capital com grande antecedência, acaba não contemplando essas oscilações no cálculo. O beta menor influenciou diretamente no custo de capital próprio menor para o ano de 2016 para todas as empresas da amostra e, em consequência, num custo médio de capital menor, independente do modelo de WACC utilizado;
- b) No quesito taxa de retorno de mercado, a ANEEL utiliza a média de uma janela temporal de 30 anos divulgada pela S&P500 que resultou numa taxa bem elevada de risco, maior que a média do resultado de séries de 10, 50 ou 86 anos (considerando desde 1928), por exemplo. Assim, observa-se que o tamanho das séries utilizadas pode ter influenciado significativamente para os resultados da ANEEL terem sido mais elevados;
- c) Outro ponto é a estrutura de capital que foi utilizada pela ANEEL, de 48,76%, enquanto a análise neste trabalho apurou o uso de capital de terceiros na proporção de 60%, em média, entre as empresas, nos três anos da amostra. O fato de terem sido utilizadas apenas empresas de capital aberto neste trabalho

pode indicar que empresas que não abrem seu capital, geralmente empresas pequenas, podem ter um grande peso na composição da estrutura de capital média calculada pela agência reguladora. As empresas pequenas podem ser caracterizadas por uma menor utilização de capital de terceiros no financiamento de suas atividades. Segundo Brito, Corrar e Batistella (2007), de acordo com a teoria dos custos de falência, empresas grandes estão menos sujeitas a dificuldades financeiras e possuem custos de falência menores, fazendo com que sua capacidade de endividamento seja maior do que a das empresas pequenas, além de que, no Brasil, as grandes empresas têm maior acesso a crédito de longo prazo do que as pequenas empresas, sobretudo por meio de Bancos de Desenvolvimento. Consultando a NT 95/2011/SER/ANEEL, referente ao 3º ciclo de RTP, a ANEEL se mostra ciente da diferença na participação de capital de terceiros entre as empresas pequenas e grandes utilizadas no cálculo da estrutura de capital, mas reafirma a forma de cálculo da média de forma não ponderada, optando por não diferenciar as empresas por tamanho;

- d) Recomenda-se que os parâmetros envolvidos no custo de capital próprio e de terceiros sejam estimados por meio de séries históricas com o mesmo intervalo de tempo ou, ao menos, similares (CAMACHO, 2004). Assim, a utilização pela ANEEL de séries com diferentes intervalos de tempo pode incorrer em inconsistências na fórmula do WACC. Camacho (2004) explica que as séries maiores (de 30 anos, por exemplo, para a Taxa livre de risco utilizada pela ANEEL) carregam informações que não estão contidas nas séries menores (de 15 anos, por exemplo, dos índices históricos da inflação americana). Quando se tem conversão de valores nominais em reais (como é o caso do WACC regulatório), um problema adicional ocorre, pois é fundamental para essa conversão que as séries sejam construídas no mesmo intervalo de tempo ou que a taxa de inflação seja aproximadamente constante ao longo da série (CAMACHO, 2004).

Outra observação é que o uso de abordagem *ex-post* para cálculo do K_i no trabalho resultou em índices de custo de capital mais elevados que os apurados pela abordagem *ex-ante*. Isso porque, as empresas estudadas apresentaram valores altos de despesas onerosas juntamente com a predominância da utilização de fonte de recursos de terceiros em suas demonstrações

financeiras, em alinhamento com os resultados dos trabalhos de Doege e Matos (2011) e Silva e Schnorrenberger (2015).

Considerando que essa não é a abordagem da ANEEL, que utiliza uma medida *ex-ante*, era esperado que os resultados vindos dos modelos de WACC₄, WACC₅ e WACC₆ pudessem apresentar índices mais elevados que o da ANEEL.

Esses modelos apresentaram os resultados mais próximos ao da agência reguladora, em média, ao contrário dos modelos utilizando o K_i pela medida *ex-ante*.

O modelo que mais se aproxima do modelo utilizado pela ANEEL é o WACC₃, que utiliza o K_e *ex-post* com dados históricos do mercado americano e o RP medido pelo EMBI+, em combinação com o K_i *ex-ante*. Ao contrário do que se esperava, esse foi o modelo que apresentou a maior variação em relação ao resultado da ANEEL, com um desvio relativo médio de 97% na primeira análise e 30% na segunda.

Sobre a questão de qual modelo utilizado nesse trabalho se mostrou mais satisfatório e condizente com a realidade do mercado, tem-se que os modelos que utilizam a abordagem do K_i *ex-ante* alcançaram uma média de WACC de 6,74% considerando os três anos da amostra, mas também os menores desvios-padrão, o que significa que os resultados foram mais constantes entre as 10 distribuidoras analisadas.

Já os modelos utilizando o K_i *ex-post* (WACC₄, WACC₅, WACC₆) tem um WACC médio de 9,19% entre 2015 e 2017, porém os maiores desvios-padrão observados, ou seja, os resultados apresentam mais variações entre as distribuidoras.

Para comparação, pode-se observar as taxas básicas de juros brasileira e as taxas de inflação, que foram demasiadamente atípicas no ano de 2015, e voltaram a decrescer a partir do ano de 2016, onde a média de juros reais para o período dos três anos ficou estimada em torno de 5%. Considerando apenas o ano de 2015, a taxa média de juros reais ficou em 3,2%. Para os anos de 2016 e 2017, a taxa média de juros reais ficou em 7% e 4% respectivamente.

Assim, qualquer modelo utilizados nesse trabalho estaria remunerando, considerando a média dos três anos observados, pelo menos acima da taxa livre de risco brasileira, porém, como a expectativa do investidor é receber uma remuneração maior por conta do risco, os resultados dos modelos WACC₄, WACC₅, WACC₆ se mostram mais satisfatórios, já que para os anos de 2016, por exemplo, o retorno financeiro medido pelos modelos que utilizam a abordagem de K_i *ex-ante* ficariam praticamente iguais à taxa de retorno mínimo livre de risco praticada no país no mesmo período.

Trabalhos como os de Rocha, Camacho e Fiuza (2006), Barros et al. (2012) e Carvalhaes, Albuquerque e Silva (2014), apontam como resultados que a taxa de WACC da

ANEEL poderia ser mais elevada que a estimada, estando, assim, subestimado o retorno financeiro aos investidores.

Ao contrário, nesse trabalho observou-se que o WACC aplicado diretamente na remuneração de capital das concessionárias, estaria sobrestimado em relação ao custo de capital das distribuidoras de energia elétrica (12,26% versus 7,97%, em média), assim como em relação às taxas de juros reais médias praticadas no mercado no período.

Pelas regras da ANEEL, em 2015 as distribuidoras receberam uma remuneração muito acima da taxa livre de risco real (12,26% versus 3,2% de taxa básica de juros reais brasileira) e para os dois anos seguintes, a diferença se mostra menor (12,26% versus 7% e 4%) mas ainda bastante satisfatória para a remuneração de um setor com baixo risco, como é o caso do setor elétrico brasileiro e, especificadamente o de distribuição, caracterizado como um monopólio.

Quando considerada a taxa líquida de tributos (8,09%), os resultados da ANEEL se mostram mais condizentes com a realidade do setor (utilizando como parâmetro o custo de capital calculado nesse trabalho), e ainda estaria remunerando acima das taxas básicas de juros do período.

Entre os motivos para a divergência dos resultados em relação aos trabalhos de Rocha, Camacho e Fiuza (2006) e Barros et al. (2012), tem-se que esses autores utilizaram como base de comparação apenas o valor do WACC líquido de tributos, enquanto nessa pesquisa destaca-se o índice que de fato é contemplado na composição da parcela de remuneração de capital da tarifa, que é o valor “antes de impostos”.

O fato de terem sido utilizadas nessa pesquisa mais variações no cálculo do WACC e um maior número de empresas na amostra pode ser o motivo do resultado oposto ao de Carvalhaes, Albuquerque e Silva (2014), que utilizaram um único modelo de WACC e um número menor de empresas.

8. CONCLUSÃO

O segmento de distribuição de energia elétrica é considerado um monopólio e, por isso, o Estado deve proporcionar mecanismos para regular as atividades, sendo a permissão para revisão das tarifas pelas concessionárias uma de suas responsabilidades.

Pela legislação das concessões públicas, na ocasião das revisões tarifárias, a ANEEL deve proporcionar uma remuneração ao capital dos investidores de acordo com as expectativas mínimas de retorno exigidas pelo risco do negócio, procurando manter a metodologia de cálculo do custo de capital regulatório atualizada com as práticas da teoria de finanças.

Os índices de WACC vigentes divulgados pela agência reguladora através de notas técnicas são expressos nas formas “antes de impostos” e “depois de impostos”, sendo o primeiro aplicado efetivamente no cálculo da parcela de remuneração de capital das distribuidoras e o segundo considerado uma taxa de retorno líquida de impostos.

O WACC “antes de impostos” se mostrou relativamente alto ao ser comparado com o custo de capital calculado de forma alternativa. Para as 10 distribuidoras de capital aberto selecionadas para amostra, o WACC “antes de impostos” apresentou superioridade em mais de 90% dos resultados do custo de capital calculado para os anos de 2015 a 2017, considerando o uso de seis modelos diferentes de cálculo do WACC. Os testes estatísticos de comparabilidade através das medianas apontaram a rejeição da hipótese nula de semelhança entre os índices em 16 das 18 análises.

Uma das justificativas da sobrevalorização do WACC está na forma de cálculo adotada pelo regulador que contempla, além do custo de capital próprio, do custo de capital de terceiros, da ponderação pela estrutura de capital, e da dedutibilidade das despesas financeiras, também uma parcela de custo relativa à carga de tributos diretos das concessionárias.

Numa segunda análise, utilizando para comparação o valor do WACC “depois de impostos”, os testes estatísticos apontaram a rejeição da semelhança entre o índice regulatório e os calculados de forma alternativa em 14 dos 18 testes, obtendo, assim, um nível de semelhança maior que o primeiro teste.

Ainda assim, os resultados do WACC depois de impostos se mostram um pouco mais elevados que os apurados pelos modelos tradicionais, o que mostra que a elevação na taxa remuneratória não está apenas no fato da majoração da parcela referente ao IRPJ e CSLL das distribuidoras.

Como consequência dessa inconsistência no valor do custo de capital regulatório, pode estar ocorrendo uma remuneração excessiva aos investidores nas distribuidoras de energia elétrica, não condizente com o real custo de oportunidade do negócio e, conseqüentemente, uma indevida oneração aos consumidores.

Tem-se, também, que o fato da ANEEL determinar o custo de capital para até 3 anos seguintes faz com que variações econômicas ao longo desse período dificilmente sejam captadas pela agência, possibilitando que um ou outro, investidor ou consumidor, seja prejudicado ou beneficiado durante os anos em que o WACC está vigente.

Sobre os modelos de custo de capital que mais se mostraram satisfatórios para aferir os retornos financeiros esperados, aqueles que se utilizam de uma abordagem *ex-post* tanto para o K_e como para o K_i se sobressaem, mostrando uma maior consonância com a realidade econômica do período.

Como contribuições dessa pesquisa, podem ser destacadas:

a) proporcionar aos consumidores a compreensão de algumas metodologias envolvidas na precificação das tarifas: foi verificado que a metodologia atual utilizada pela ANEEL tem onerado os consumidores de forma mais elevada em comparação à apuração do custo de capital através de outros modelos;

b) identificar as metodologias atualmente utilizadas pela ANEEL para remuneração dos investimentos no setor de distribuição de energia elétrica e sua eficácia: observou-se que a escolha do índice divulgado pela agência para remunerar os investimentos do setor não é tão óbvia, num primeiro momento, e que o regulador utiliza como equação principal um modelo com uma variável não usualmente utilizada na teoria de finanças, o que dificulta comparações;

c) evidenciar o impacto que erros na mensuração dos índices podem causar, tanto para o consumidor quanto para o investidor e a atratividade do setor: constatou-se a aferição de um índice bastante elevado em relação ao obtido por modelos tradicionais e às taxas de juros reais do período, o que incorre na possibilidade de uma remuneração excessiva para os investidores nas distribuidoras de energia elétrica e maior oneração para os consumidores;

d) expor os modelos de cálculo de custo de capital que são passíveis de serem aplicados e suas competências e limitações: os diferentes modelos aplicados no trabalho se limitaram a modificações em variáveis utilizadas no método abordado no trabalho de Assaf Neto, Lima e Araújo (2008), sendo que aqueles que utilizaram uma abordagem *ex-post* demonstraram um aferição mais adequada do custo de oportunidade nos distribuidores de energia elétrica para o período e os outros se mostraram não tão precisos, evidenciando a limitação de alguns modelos.

Entre outras limitações encontradas no desenvolvimento da pesquisa, está o fato de terem sido utilizadas como amostra apenas empresas de capital aberto, onde, apesar da significância econômica destas, a maior parte das empresas sujeitas à revisão tarifária não foram consideradas, reduzindo o escopo de análises. Pode-se citar também o uso de apenas uma vertente de cálculo do custo de capital, onde outros métodos reconhecidos na literatura financeira poderiam ser testados para contribuir com o propósito desse trabalho. Finalmente, consiste o fato de o WACC regulatório “antes de impostos” não ser passível de uma comparação fidedigna com *benchmarks* de mercado devido às formas diferentes de composição dos cálculos, porém, este é o índice efetivamente utilizado na parcela da remuneração de capital que compõe as tarifas e que se entende como sendo o parâmetro principal para confrontação.

Sobre a escolha do regulador em majorar a taxa de WACC com os custos tributários das concessionárias ao invés de considerá-los em outras etapas do processo de aferição da receita requerida, não é o objetivo desse trabalho questionar a utilização desse procedimento, mas apresentar as dificuldades que a escolha de um ou outro índice divulgado pela ANEEL ocasiona quando se decide confrontá-los com o custo de capital dado pela ótica do mercado financeiro.

Isto posto, sugere-se como contribuição para pesquisas futuras investigar o impacto que a ordem e local da inclusão da compensação dos tributos diretos de IRPJ e CSLL causa na receita final atribuída às distribuidoras de energia elétrica, e, conseqüentemente, nas tarifas alocadas.

REFERÊNCIAS

ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Visão geral do setor**. Brasília: 2016. Disponível em <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 27 jul. 2017.

_____. **Setor de distribuição**. Planilhas de 1996 a 2018 (ref. 2017). Brasília: 2018. Disponível em <<http://www.abradee.com.br/planilhas-de-1996-a-2011>>. Acesso em: 27 jul. 2018.

ALBANEZ, T. **Efeitos do Market Timing sobre a estrutura de capital de companhias abertas brasileiras**. 2012. Tese (Doutorado) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/12/12136/tde-01112012-195136/en.php>> Acesso em: 27 jan. 2018.

ALBUQUERQUE, A. A. **Alavancagem financeira e investimento**: um estudo nas empresas brasileiras não financeiras de capital aberto. 2013. Tese (Doutorado em Administração de Organizações) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2013.

ANDRADE, M. E. M. C. **Desafios na mensuração dos ativos para a formação das tarifas no setor de distribuição de energia elétrica**: diagnóstico e propostas de equacionamento. 2015. Tese (Doutorado em Controladoria e Contabilidade: Contabilidade) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/12/12136/tde-05022016-131325/en.php>>. Acesso em: 27 jun. 2017.

ANDRADE, M. E. M. C.; MARTINS, E. Desafios na política pública de mensuração dos ativos para a formação das tarifas no setor elétrico: alguém deve ser beneficiado e alguém deve ser sacrificado? **Revista Contabilidade & Finanças**, v. 28, n. 75, p. 344-360, 2017.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica SGT nº 22, de 29 de janeiro de 2015**. Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos investimentos efetuados pelas concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Tarifária Periódica. 2015a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/023/resultado/nt_22_2015_sgt_custo_de_capital.pdf>. Acesso em: 23 mai. 2017.

_____. **Resolução Normativa Nº 648, de 3 de fevereiro de 2015**. Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição: Submódulo 2.4 Custo de Capital. 2015b. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015648.pdf>>. Acesso em: 27 jun. 2017.

_____. **Resolução Normativa nº 686, de 23 de novembro de 2015**. Módulo 2: revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição: Submódulo 2.3 Base de remuneração regulatória. 2015c. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015686_Proret_Submod_2_3_V5.pdf>. Acesso em: 29 jun. 2017

_____. **Contratos de concessão.** 2015d. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/contratos1>> Acesso em 15 ago. 2017.

_____. **Encargos setoriais.** 2016a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/encargos-setoriais/654800?inheritRedirect=false> Acesso em 23 ago. 2017.

_____. **Despacho nº 1.646, de 21 de junho de 2016.** Módulo 2: revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição: Submódulo 2.1 Procedimentos gerais. 2016b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20161646_Proret_Subm%C3%B3dulo_2%20_1_V2_2.pdf>. Acesso em: 29 jun. 2017

_____. **Entendendo a tarifa.** 2016c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/>> Acesso em: 29 jun. 2017.

_____. **Contratos de concessão.** 2017a. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/contatos-das-distribuidoras#Concessionarias>> Acesso em 23 ago. 2017.

_____. **Regulação dos serviços de distribuição.** 2017b. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao>> Acesso em: 15 ago. 2017

_____. **Nota Técnica SGT nº 248, de 17 de agosto de 2017.** Quarta revisão tarifária periódica: Energisa Paraíba Distribuidora de Energia. 2017c. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/Nota%20T%C3%A9cnica%20N%C3%A2o%20Dvel%20Tarif%C3%A1rio%20248%20-%20EPB%202017.pdf>> Acesso em: 20 ago. 2017.

_____. **Calendário e resultado dos processos tarifários de distribuição.** 2017d. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>> Acesso em 23 ago. 2017.

_____. **Atlas de energia elétrica do Brasil.** 3.ed. Brasília: Aneel, 2008.

_____. **Perguntas e respostas sobre tarifas das distribuidoras de energia elétrica.** 2007. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876406/Perguntas_e_Respostas_2007_1.pdf/ad3cf447-af15-46d8-96b7-a088d8c37591> Acesso em: 22 ago. 2017.

_____. **Procedimentos de regulação tarifária – PRORET.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>> Acesso em 23 ago. 2017.

_____. **Resolução Normativa Nº 396, de 23 de fevereiro de 2010.** Institui a contabilidade regulatória e aprova alterações no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010396.pdf>>. Acesso em: 27 set. 2017.

_____. **Resolução Normativa Nº 444, de 26 de outubro de 2001.** Institui o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, englobando o Pano de Contas revisado, com instruções contábeis e roteiro para elaboração e divulgação de informações econômicas e financeiras. Disponível em: <

http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/leitura_arquivo/arquivos/Resolucao444.pdf>. Acesso em: 29 set. 2017.

_____. **Nota Técnica SRE nº 452, de 14 de outubro de 2013.** Aprimoramentos da metodologia de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica_452_2013_SRE%20Aprimoramentos%20da%20Metodologias%20de%20Revis%C3%A3o%20Tarif%C3%A1ria%20Discuss%C3%A3o%20Conceitual.pdf> Acesso em: 23 ago. 2017.

_____. **Nota Técnica SRE nº 95, de 13 de abril de 2011.** Metodologia e critérios para definição da estrutura de capital e do custo de capital regulatórios. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>> Acesso em: 30 jul. 2018.

ARAÚJO, E. A. T.; OLIVEIRA, V. C.; SILVA, W. A. C. CAPM em estudos brasileiros: uma análise da pesquisa. **Revista de Contabilidade e Organizações**, vol. 6 n. 15, p. 95-122, 2012.

ASSAF NETO, A. **Contribuição ao estudo da avaliação de empresas no Brasil:** uma aplicação prática. 2003. 202 f. Tese (Livre Docência) – Departamento de Contabilidade, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2003.

ASSAF NETO, A.; LIMA, F. G. **Curso de administração financeira.** 3 ed. São Paulo: Atlas, 2014.

ASSAF NETO, A.; LIMA, F. G.; DE ARAÚJO, A. M. P. Uma proposta metodológica para o cálculo do custo de capital no Brasil. **Revista de Administração - RAUSP**, vol. 43, pp. 72-83, 2008. Disponível em <<http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=223417484006>> Acesso em: 28 jun. 2017.

BAER, W.; McDONALD, C. Um retomo ao passado? A privatização de empresas de serviços públicos no Brasil: o caso do setor de energia elétrica. **Planejamento e Políticas Públicas, IPEA**, n. 16, dez. 1997. p.5-38.

BARROS, R.B. et al. Análise crítica do custo médio ponderado de capital regulatório instituído pela ANEEL para o 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE CUSTOS, 2012, Bento Gonçalves, Brasil. **Anais ...** São Leopoldo/RS: ABCustos - Associação Brasileira de Custos 2012.

BEKAERT, G., HARVEY, C.R. Time-varying world market integration. **Journal of Finance**, v. 50.2, pp. 403-409. Junho, 1995.

BRASIL. **Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.** Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8987cons.htm> Acesso em: 30 jun. 2017.

_____. **Constituição da República Federativa do Brasil.** 1988.

_____. **Análise e avaliação do papel das agências reguladoras no atual arranjo institucional brasileiro.** Relatório do Grupo de Trabalho Interministerial. Brasília: Casa Civil, 2003, p. 10. Mimeo.

_____. **Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.** Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nos 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei no 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm> Acesso em 24fev. 2018.

BRITO, G. A. S.; CORRAR, L. J.; BATISTELLA, F. D. Fatores determinantes da estrutura de capital das maiores empresas que atuam no Brasil. **Revista Contabilidade & Finanças-USP**, v. 18, n. 43, 2007.

BRUGNI, T. V. et al. IFRIC 12, ICPC 01 e contabilidade regulatória: influências na formação de tarifas do setor de energia elétrica. **Sociedade, Contabilidade e Gestão**, v. 7, n. 2, 2013.

CAMACHO, P.; LEMME, C. The cost of equity capital and the risk premium for evaluating projects of Brazilian companies abroad: A study of the period from 1997 to 2002. **Latin American Business Review**, 5(3), 1-23, 2004.

CAMACHO, P. Custo de capital de indústrias reguladas no Brasil. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 11, n. 21, p. 139-164, jun. 2004

CARVALHAES, M. V.; ALBUQUERQUE, A. A.; SILVA, D. M. Comparação de duas metodologias de apuração do custo de capital das distribuidoras de energia elétrica brasileiras. **Revista Contabilidade e Controladoria**, v. 6, n. 2, 2014.

CATAPAN, E. A.; HEIDEMANN, F. G. **Cálculo do custo de capital como método de avaliar empresas:** variáveis essenciais. XXII Encontro Nacional de Engenharia de Produção - ENEGEP, Curitiba – PR, 2002.

COPELAND, T.; KOLLER, T.; MURRIN, J. **Avaliação de empresas – valuation:** calculando e gerenciando o valor das empresas. 3. ed. São Paulo: Makron Books, 2002.

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

CUNHA, M. F. **Avaliação de empresas no Brasil pelo fluxo de caixa descontado:** evidências empíricas sob o ponto de vista do desempenho econômico-financeiro. 2011. Tese (Doutorado) – Faculdade de economia, administração e contabilidade, Universidade de São Paulo, São paulo, 2011. Disponível em: < <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/12/12136/tde-08022012-181605/pt-br.php>> Acesso em: 21 fev. 2018.

CUNHA, M. F., et al. Comparação do custo de capital do setor elétrico com base no modelo da ANEEL e do modelo com dados do mercado brasileiro. **XXXVIII Encontro da ANPAD**, Rio de Janeiro - RJ, set./2014.

CRUZ, V. Estado e regulação: fundamentos teóricos. In: RAMALHO, P. (Org.), **Regulação e agências reguladoras: governança e análise de impacto regulatório**, Brasília: Anvisa, 2009, 288 p.

DAMODARAN, A. Estimating risk parameters. **Working Paper Series**. New York: Stern School of Business, New York University, 1999.

_____. **Investment valuation: tools and techniques for determining the value of any asset**. New York: John Wiley & Sons, 2002.

_____. Measuring company exposure to country risk: theory and practice. **Working Paper Series**. New York: Stern School of Business, New York University, 2003.

_____. A new “risky” world order: unstable risk premiums implications for practice. **Working Paper Series**. New York: Stern School of Business, New York University, 2010.

_____. **Avaliação de empresas**. 2 ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007

_____. Equity risk premiums (ERP): determinants, estimation and implications – the 2018 edition. **Working Paper Series**. New York: Stern School of Business, New York University, 2018.

_____. 2018. Disponível em: < <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>. Acesso em; jun./2018.

DOEGE, R; MATOS, R. A. **Estrutura de capital: investigação de um padrão de comportamento nas distribuidoras de energia elétrica**. In: Anais do Congresso Brasileiro de Custos-ABC. 2011.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário estatístico de energia elétrica 2017**. Ano 2017. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2017vf.pdf> >. Acesso em 24 fev. 2018.

ESTRADA J. **The cost of equity in emerging markets: a downside risk approach**. Emerging Markets Quarterly: Fall, p. 1-12, 2000.

FADUL, É. M. Regulação de serviços públicos num contexto de reforma do estado e privatização no Brasil: impactos no setor de energia elétrica. **Revista Gestão e Planejamento**, Ano 5, Nº 10, Salvador, jul./dez. 2004, p. 48-62.

FAMA, E. F.; FRENCH, K. R. Common risk factors in the returns on stocks and bonds. **Journal of Financial Economics**, v. 33, n. 1, p. 3-56, 1993.

_____. Multifactor explanations of asset pricing Anomalies. **Journal of Finance**, v. 51, n. 1, p. 55-54, 1996.

_____. Testing trade-off and pecking order predictions about dividends and debt. **The review of financial studies**, v. 15, n. 1, p. 1-33, 2002.

_____. O modelo de precificação de ativos de capital: teoria e evidências. **Revista de Administração de Empresas**, v.47, n.2, p.103-118, abr/jun, 2007.

FED – Federal Reserve. **Prime rate history**. 2018. Disponível em <http://www.fedprimerate.com/prime_rate_history-monthly.htm#current-monthly-prime-rate> Acesso em 18 jul. 2018.

FELLET, B. G.; CUNHA, M. F.; IARA, R. N. Estimação do custo de capital próprio no mercado acionário brasileiro através de adaptações do modelo CAPM. **VIII Congresso ANPCONT**, Rio de Janeiro – RJ, 2014.

FERREIRA, R. M.; BERTUCCI, L. A.; PEREIRA FILHO, A. D. Relação entre estrutura de capitais e estrutura de ativos nos setores brasileiros de energia elétrica e telecomunicações. **Revista Brasileira de Gestão de Negócios**, v. 12, n. 34, 2010.

FERREIRA NETO, A.B.; CORREA, W.L.R.; PEROBELLI, F.S. Consumo de energia e crescimento econômico: uma análise do Brasil no período 1970-2009. **Análise Econômica**, Porto Alegre, ano 34, n. 65, p. 181-204, mar. 2016.

FONSECA, J. J. S. Metodologia da pesquisa científica. Fortaleza: UEC, 2002. Apostila.

GIL, A. C. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. 6.ed. São Paulo: Atlas, 2008. 200 p.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 5. ed. São Paulo: Atlas, 2010. 200 p.

GLOBAL-RATES. **Inflação Estados Unidos - índice de preços ao consumidor (IPC)**. 2018. Disponível em <<https://pt.global-rates.com/estatisticas-economicas/inflacao/indice-de-precos-ao-consumidor/ipc/estados-unidos.aspx>> Acesso em 18 jul. 2018.

GODFREY S., ESPINOSA R. (1996). A practical approach to calculating cost of equity for investments in emerging markets. **Journal of Applied Corporate Finance**, Vol. 9, N° 5, 80-89.

GUIMARÃES, C. E. A.; GONÇALVES, E. D. L. **Risco regulatório e custo de capital próprio das distribuidoras de energia elétrica no Brasil**. FGV, São Paulo, 2014.

HARRIS, M.; RAVIV, A. The theory of capital structure. **The Journal of Finance**, v. 46, n. 1, p. 297-355, 1991.

HARVEY, C. R. **12 ways to calculate the international cost of capital**. National Bureau of Economic Research, Cambridge, Massachusetts, 2005.

IPEADATA. **Series históricas**. 2018. Disponível em <<http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=40940&module=M>> Acesso em 18 jul. 2018.

- JALILVAND, A.; HARRIS, R. S. Corporate behavior in adjusting to capital structure and dividend target: an econometric study. **The Journal of Finance**, v. 39, n. 1, p. 127-145, 1984
- JEIREISSATI, T. Projeto que institui as Agências Reguladoras: diretrizes. In: SALGADO L. H. ; MOTTA, R. S. (Ed.) **Marcos regulatórios no Brasil**: incentivos ao investimento e governança regulatória. Rio de Janeiro: Ipea, 2008, 212 p.
- KECK, T.; LEVENGOOD, E.; LONGFIELD, A. L. Using discounted cash flow analysis in an international setting: a survey of issues in modeling the cost of capital. **Journal of Applied Corporate Finance**, v. 11, n. 3, p. 82-99, 1998.
- LESSARD, D. —Incorporating country risk in the valuation of offshore project. **Journal of Applied Corporate Finance**, 9(3), 1996, pp.52-63.
- LINTNER, J. Security prices, risk and maximal gains from diversification. **Journal of Finance, Columbus**, v.20, n.4, p.587- 616, Dec. 1965.
- MARISCAL, J. O.; HARGIS, K. **A long-term**: perspective on short-term risk. Goldman Sachs Investment Research, 26 out, 1999.
- MARKOWITZ, H. **Portfolio selection**: efficient diversification of investment. Cowles Foundation Monograph n. 16. New York: John Wiley E Sons, Inc, 1959.
- MEGNA, D. T. C.; CAMPANHÃ, G. G.; ROCHMAN, R. R. Taxa de desconto no Brasil: discussão sobre o uso e efeito das taxas de desconto utilizadas na avaliação de empresas no Brasil. [Workpaper FGV] – EAESP – FGV, São Paulo, 2006.
- MELLO, C. A. B. de. **Curso de direito administrativo**. 25 ed. rev. e atual. São Paulo: Malheiros, 2008.
- MILLER, M. H. Debt and taxes. **The Journal of Finance**, v. 32, n. 2, p. 261-275, 1977.
- MINARDI, A. M. A. F. et al. Estimação do custo de capital de terceiros a valor de mercado para companhias fechadas no Brasil visando uma melhor gestão estratégica de projetos. **Insper**, São Paulo-SP, 2007.
- MISSE, D. G. História e sentido da criação das agências. In: **XIV Encontro Nacional da Anpuh - Rio**, 2010, Unirio, Rio de Janeiro, p. 1-25.
- MODIGLIANI, F.; MILLER, M. H. The cost of capital, corporation finance and the theory of investment. **The American Economic Review**, v. 48, n. 3, p. 261-297, jun. 1958.
- MODIGLIANI, F.; MILLER, M. H. Corporate income taxes and the cost of capital: a correction. **The American Economic Review**, Nashville, v. 53, n. 3, p. 433-443, June 1963.
- MOTTA, P. R. F. **Agências reguladoras**. São Paulo: Manole, 2003.
- MYERS, S. C. Capital structure puzzle. **National Bureau of Economics Research**, nº 1393, July 1984

_____. Capital structure. **Journal of Economic Perspectives**—Volume 15, Number 2—Spring 2001—Pages 81–102

MYERS, S. C., MAJLUF, N. S. Corporate financing and investment decisions when firms have information that investors do not have. **Journal of Financial Economics**, volume 13, 1984.

O'BRIEN, T. J. The global CAPM and the firms cost of capital in different currencies. **Journal of Applied Corporate Finance**, v. 12, n. 3, 1999.

_____. **The US dollar global CAPM and a firm's cost of capital in different currencies.** University of Connecticut, Department of Finance, 2100 Hillside Rd., U-1041F Storrs, 2005.

Ohlson, J.; JUETTNER-NAUROTH, B. Expected EPS and EPS growth as determinants of value. **Review of Accounting Studies** 10, 349–365, 2005.

PARDINA, M. R.; RAPTI, R. S.; GROOM, E. **Accounting for infrastructure regulation: an introduction.** Washington, DC: The World Bank, 2008.

PARENTE, V. Governança regulatória: o caso da ANEL. In: SALGADO L. H. ; MOTTA, R. S. (Ed.) **Marcos regulatórios no Brasil: incentivos ao investimento e governança regulatória.** Rio de Janeiro: Ipea, 2008, 212 p.

PARENTE, V. Governança regulatória: o caso da ANEL. In: SALGADO L. H. ; MOTTA, R. S. (Ed.) **Marcos regulatórios no Brasil: incentivos ao investimento e governança regulatória.** Rio de Janeiro: Ipea, 2008, 212 p.

PEREIRO, L. E. The valuation of closely-held companies in Latin America. Center for Entrepreneurship and Business Venturing, Universidad Torcauto Di Tella, Miñones 2177,1428 Buenos Aires Argentina. **Emerging Markets Review** 2, p. 330-370. Ago. 2001.

_____. **Valuation of companies in emerging markets: a practical approach.** New York: Wiley, 2002.

_____. The practice of investment valuation in emerging markets: evidence from Argentina. **Journal of Multinational Financial Management**, v. 16, p.160-183, 2006.

PEROBELLI, F. F. C.; FAMÁ, R. Fatores determinantes da estrutura de capital: aplicação a empresas de capital aberto no Brasil. **RAUSP**, São Paulo, v.37, n.3, jul-set.2002.

PÓVOA, A. C. S.; NAKAMURA, W. T. Relevância da estrutura de dívida para os determinantes da estrutura de capital: um estudo com dados em painel. **Revista Contemporânea de Contabilidade**, v. 12, n. 25, p. 03-26, 2015.

PRATT, S.P. **Cost of capital: estimation and applications.** New York: John Wiley & Sons, 1998.

RAMALHO, P. I. Regulação e agências reguladoras: reforma regulatória da década de 1990 e desenho institucional no Brasil. In: ____ (Org.), **Regulação e agências reguladoras: governança e análise de impacto regulatório,** Brasília: Anvisa, 2009, 288 p.

RICHARDSON, R. J. **Pesquisa social: métodos e técnicas**. 3.ed. São Paulo, Atlas, 2015. 336p.

ROCHA, K.; BRAGANÇA, G. F. de; CAMACHO, F. Remuneração de capital das distribuidoras de energia elétrica: uma análise comparativa. Texto para discussão nº 1153, **IPEA**, Rio de Janeiro, p.1-22, 2006.

ROCHA, K.; CAMACHO, F. T.; BRAGANÇA, G. G. F. **Return on capital of brazilian electricity distributors: a comparative analysis**. *Energy Policy*, v. 35, p. 2526-2537, 2007.

ROCHA, K.; CAMACHO, F.; FIUZA, G. Custo de capital das concessionárias de distribuição de energia elétrica no processo de revisão tarifária — 2007-2009. Texto para discussão nº 1174, **IPEA**, Rio de Janeiro, p. 1-31, 2006.

ROGGI, O.; GIANNOZZI, A.; BAGLIONI, T. Valuing emerging markets companies: new approaches to determine the effective exposure to country risk. **Research in International Business and Finance**, v. 39, p. 553-567, 2017.

ROLL, R. A critique of the asset pricing theory's tests' part i: on past and potential testability of the theory. **Journal of Financial Economics**, v. 4, n. 2, p. 129-176, 1977.

ROSS, S. A. The arbitrage theory of capital asset pricing. **Journal of Economic Theory**, v. 13, p. 341-360, 1976.

SALES, J. C. F. **Avaliação do processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil**. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP. 2009.

SANVICENTE, A. Z. O custo de imperfeições do mercado brasileiro de capitais: uma aplicação da moderna teoria de finanças. **Revista de Administração de Empresas**, v. 31, n. 1, p. 15-20, 1991.

_____. A relevância de prêmios por risco soberano e risco cambial no uso do CAPM para a estimação do custo de capital das empresas. **Insper**. Julho, 2008.

_____. Problemas de estimação de custo de capital de empresas concessionárias no Brasil: uma aplicação à regulamentação de concessões rodoviárias. **Revista de Administração**, São Paulo, v.47, n.1, p.81-95, jan./fev./mar. 2012.

_____. Análise retrospectiva e crítica das taxas de retorno calculadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para as concessões no setor. **Insper**. 2013.

_____. Relevância de prêmio por risco país no custo de capital das empresas. **RAC**, Rio de Janeiro, v. 19, Edição Especial, art. 3, pp. 38-52, maio/2015.

SANVICENTE, A. Z.; MINARDI, A. M. A. F. Determinação do custo do capital do acionista no Brasil. **FINANCELAB WORKING PAPER - FLWP** – 12 – 1999.

SANVICENTE, A. Z.; SHENG, H. H.; GUANAIS, L. F. P. Are country and size risks priced in the brazilian stock market? **BAR**, Rio de Janeiro, v. 14, n. 1, art. 3, e160076, 2017.

SHARPE, W.F. Capital assets prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk. **Journal of Finance**, Columbus, v.19, n.3, p.425-442, Sept. 1964.

SILVA, A. M. L.; PORTO, J. E.; BEZERRA, C. M. Superestimação do custo da dívida onerosa pelo método contábil tradicional de aferição – evidências para um grupo de empresas do novo mercado da Bovespa. **XXXXI Encontro Nacional de Engenharia de Produção**, Belo Horizonte - MG, Brasil, out./ 2011.

SILVA, M. S.; SCHNORREBERGER, D. Estrutura de capital e rentabilidade: um estudo sobre as empresas distribuidoras de energia elétrica listadas na BM&FBovespa. **V Congresso Brasileiro de Engenharia de Produção**, Ponta Grossa, PR, 2015.

TEIXEIRA, V. P. M.; CUNHA, M. F. Aplicabilidade dos modelos CAPM Local, CAPM Local ajustado e CAPM ajustado híbrido ao mercado brasileiro. **XIV Congresso USP de iniciação científica em contabilidade**, São Paulo – SP, 2017.

TORMAN, V. B. L.; COSTER, R.; RIBOLDI, J. Normalidade de variáveis: métodos de verificação e comparação de alguns testes não-paramétricos por simulação. **Revista HCPA**, 2012; 32(2): 227-234.

TRIOLA, M. F. **Introdução à estatística**: atualização da tecnologia. 11.ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013. 707p.

VASCONCELOS, G. F. R.; PEROBELLI, F. F. C.; TOLEDO VIEIRA, M. DE. Precificação de ativos levando em conta os momentos superiores das distribuições de retornos: A derivação do omega capital asset pricing model (ocapm). In: **Anais do XLI Encontro Nacional de Economia**. ANPEC-Associação Nacional dos Centros de Pósgraduação em Economia [Brazilian Association of Graduate Programs in Economics], 2014.

ZACLIKEVISC, E. L. **Aspectos regulatórios do sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro em prol da modicidade tarifária**. 2014. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Econômico, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2015. Disponível em: < <http://acervodigital.ufpr.br/bitstream/handle/1884/38989/R%20-%20D%20-%20EVANDRO%20LUIZ%20ZACLIKEVISC.pdf?sequence=2>> Acesso em 18 ago. 2017.