

**CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO
MESTRADO EM ADMINISTRAÇÃO**

LUCAS MACHADO COELHO SILVA

**UMA PROPOSTA METODOLÓGICA PARA A PROJEÇÃO DE SÉRIES
TEMPORAIS NO CÁLCULO DO CUSTO DE CAPITAL DO SETOR
BRASILEIRO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**BELO HORIZONTE
2018**

LUCAS MACHADO COELHO SILVA

**UMA PROPOSTA METODOLÓGICA PARA A PROJEÇÃO DE SÉRIES
TEMPORAIS NO CÁLCULO DO CUSTO DE CAPITAL DO SETOR
BRASILEIRO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Administração (PPGA) do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, como requisito à obtenção do título de Mestre em Administração.

Linha de Pesquisa - Processos e Sistemas Decisórios em Arranjos Organizacionais.

Campo Temático - Finanças corporativas e de mercado.

Orientadora - Prof. Dra. Laíse Ferraz Correia.

Coorientador - Prof. Dr. Hudson Fernandes Amaral.

Belo Horizonte
2018

S586p Silva, Lucas Machado Coelho
Uma proposta metodológica para a projeção de séries temporais no cálculo do custo de capital do setor brasileiro de distribuição de energia elétrica / Lucas Machado Coelho Silva. – 2018.
96 f.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Administração.

Orientadora: Laíse Ferraz Correia

Coorientador: Hudson Fernandes Amaral.

Bibliografia: f. 91-94.

Dissertação (mestrado) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais.

1. Custos de capital – Teses. 2. Investimentos de capital – Teses. 3. Corporações – Finanças – Brasil – Teses. 4. Análise de séries temporais – Teses. I. Correia, Laíse Ferraz. II. Amaral, Hudson Fernandes. III. Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. IV. Título.

CDD 658.1581



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS
DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO DO CEFET-MG
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO

ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE Mestrado em Administração do(a) Senhor(a) Lucas Machado Coelho Silva. No dia 27 de Setembro de 2018, às 15h00min, reuniu-se, no Campus II do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais – CEFET-MG, a Banca Examinadora de dissertação designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Administração do CEFET-MG para julgar o trabalho final intitulado **“Uma Proposta Metodológica para a Projeção de Séries Temporais no Cálculo do Custo de Capital do Setor Brasileiro de Distribuição de Energia Elétrica”**, requisito para a obtenção do **Grau de Mestre em Administração**, linha de pesquisa: **Processos e Sistemas Decisórios em Arranjos Organizacionais**. Abrindo a sessão, o(a) Senhor(a) Presidente da Banca, Prof.(a) Dr.(a) Laíse Ferraz Correia, após dar conhecimento aos presentes do teor das Normas Regulamentares do Trabalho Final, passou a palavra ao(à) aluno(a) para apresentação de seu trabalho. Seguiu-se a arguição pelos examinadores com a respectiva defesa do(a) aluno(a). Logo após, a Banca se reuniu, sem a presença do aluno e do público, para julgamento e expedição do seguinte resultado final:

Aprovação.

Aprovação com recomendação de aperfeiçoamento, condicionada à satisfação das exigências feitas pela banca examinadora.

Recomendação de reapresentação.

Reprovação.

O resultado final foi comunicado publicamente ao(à) aluno(a) pelo(a) Senhor(a) Presidente da Banca. Nada mais havendo a tratar, o(a) Senhor(a) Presidente encerrou a reunião e lavrou a presente ATA, que será assinada por todos os membros participantes da Banca Examinadora.

Belo Horizonte, 27 de Setembro de 2018.

Assinaturas:

Prof. Dra. Laíse Ferraz Correia (Orientadora – PPGA-CEFET-MG)

Prof. Dr. Hudson Fernandes Amaral (Coorientador – PPGA CEFET-MG)

Prof. Dra. Lucélia Viviane Vaz Raad (PPGA CEFET-MG)

Prof. Dr. Sívio Alves de Souza (CEFET-MG)

Prof. Dr. Antônio Artur de Souza (UFMG)

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, à minha esposa Roberta, pela compreensão e paciência durante o período em que me dediquei aos estudos e à pesquisa.

Aos meus pais, Ronaldo e Mônica, por todo o apoio e incentivo durante minha formação acadêmica e profissional.

Aos membros da banca examinadora, Prof. Dr. Hudson Fernandes Amaral (coorientador desta dissertação), Prof. Dr. Sílvio Alves de Souza e Prof. Dr. Antônio Artur de Souza, pelas valiosas contribuições sobre os conceitos financeiros, econométricos e matemáticos abordados nesse trabalho.

Agradeço, em especial, à Prof. Dra. Lucélia Viviane Vaz Raad, também membro da banca examinadora, que contribuiu para a construção dos modelos de séries temporais propostos neste trabalho.

Agradeço especialmente à minha orientadora, Prof. Dra. Laíse Ferraz Correia, por seu apoio, dedicação e confiança em meu trabalho.

"O investimento em educação rende sempre o melhor retorno."

Benjamin Franklin

RESUMO

O processo de tomada de decisões financeiras dos investidores passa, primeiramente, por uma avaliação das condições de risco e retorno que são oferecidas pelo mercado. Investir implica escolher um projeto ou ativo em detrimento de outro. Nesse contexto, a estimação do custo de capital permitirá aos investidores tomarem decisões ancoradas na relação de risco e retorno adequada para um projeto ou ativo. O objetivo deste trabalho foi propor uma nova metodologia para a projeção das variáveis adotadas no cálculo do custo de capital do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro. Para estabelecer o percentual de retorno que compense os investidores pelo risco assumido ao se investir no segmento de distribuição de energia elétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) utiliza o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) juntamente com o *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) como metodologia de cálculo do custo de capital regulatório aplicável nos Ciclos de Revisões Tarifárias Periódicas (CRTPs), que ocorrem em média a cada quatro anos. Para conduzir o cálculo do custo de capital regulatório, a ANEEL precisa definir, previamente, os parâmetros adequados para representar os componentes das equações CAPM e WACC. Adicionalmente, a ANEEL precisa projetar, com base em dados históricos, um valor para cada variável que represente a melhor estimativa futura do respectivo parâmetro. Atualmente, a agência reguladora determina, de maneira discricionária, a janela temporal para o cálculo da média ou mediana dos componentes da equação WACC. Entretanto, as séries temporais longas de alguns componentes não apresentam comportamento estacionário, ou seja, não apresentam média e variância constantes ao longo do tempo, assim como não mostram ausência de autocorrelação. Dessa maneira, a adoção da média ou mediana pela ANEEL para projetar valores pode não indicar a melhor estimativa para o custo de capital regulatório, visto que tais medidas estatísticas não levam em consideração alterações nas características das séries temporais. Considerando esse contexto, propôs-se a utilização de modelos de séries temporais – AR, MA, ARMA e ARIMA – pelo órgão regulador, que tratam, tanto as séries temporais estacionárias, quanto as não estacionárias, para calcular o valor dos componentes integrantes do WACC regulatório. O resultado da projeção das séries longas por meio de modelos de séries temporais indicou valores diferentes daqueles estimados pela ANEEL para o custo de capital regulatório. Apesar do valor médio do WACC real dos cinco CRTPs estimado neste estudo (10,0502%) ser maior em 0,8741% em relação ao valor médio do WACC real estimado pela ANEEL (9,1761%), os componentes projetados, assim como o WACC regulatório apresentaram maior oscilação ao longo dos CRTPs, enquanto os componentes e o WACC regulatório estimados pela ANEEL apresentaram um comportamento mais estável. A maior oscilação do WACC regulatório pode gerar incertezas no mercado e, conseqüentemente, afetar a percepção de risco dos investidores. Tal comportamento deve-se à captura das condições de mercado mais recentes pelos modelos de séries temporais propostos, enquanto o modelo utilizado pela ANEEL busca tirar a média dos ciclos econômicos passados, suavizando efeitos de mercado de curto prazo.

Palavras-chave - Custo de capital, WACC regulatório, modelos de séries temporais.

ABSTRACT

The process of financial decision-making passes, first, by an assessment of the conditions of risk and return that are offered by the market. Investing involves choosing one project or asset over another. In this context, the estimation of the cost of capital will allow the investors to make decisions anchored in the relation of risk and return adequate for a project or asset. The objective of this work was to propose a new methodology for the projection of the variables adopted in the calculation of the cost of capital of the Brazilian electricity distribution sector. In order to establish the percentage of return that compensates investors for the risk assumed when investing in the electricity distribution segment, the National Electric Energy Agency (ANEEL) uses the Capital Asset Pricing Model (CAPM) together with the Weighted Average Cost of Capital (WACC) as a methodology for calculating the cost of capital applicable in the Periodic Rate Review Cycles (CRTPs), which occur on average every four years. To conduct the calculation of the regulatory capital cost, ANEEL must first define the appropriate parameters to represent the components of the CAPM and WACC equations. In addition, ANEEL needs to design, based on historical data, a value for each variable that represents the best future estimate of the respective parameter. Currently, the regulatory agency determines, in a discretionary manner, the time window for the calculation of the mean or median of the components of the WACC equation. However, the long time series of some components do not present stationary behavior, that is, they do not present mean and variance constants over time, nor do they show absence of autocorrelation. Thus, the adoption of the mean or median by ANEEL to project values may not indicate the best estimate for the cost of regulatory capital, since such statistical measures do not take into account changes in the characteristics of the time series. Considering this context, it was proposed to use time series models - AR, MA, ARMA and ARIMA - by the regulator, which deal with both the stationary and non-stationary time series to calculate the value of the component parts of the WACC regulatory framework. The result of the projection of long time series using time series models indicated values different from those estimated by ANEEL for the cost of regulatory capital. Although the average value of the five CRTPs of the actual WACC estimated in this study (10.0502%) was higher at 0.8741% than the average WACC estimated by ANEEL (9.1761%), the projected components, as well as the regulatory WACC showed greater oscillation along the CRTPs, whereas the components and the regulatory WACC estimated by ANEEL presented a more stable behavior. The greater fluctuation of the regulatory WACC can generate uncertainties in the market and, consequently, affect investors' risk perception. This behavior is due to the capture of the most recent market conditions for the proposed time-series models, while the ANEEL model seeks to take the average of past economic cycles, smoothing short-term market effects.

Key Words - Cost of capital, regulatory WACC, time series models.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

1. Lista de gráficos

Gráfico 1 - Série Temporal da Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco (UST10).....	66
Gráfico 2 - Série Temporal da Taxa de Retorno da Carteira de Mercado (S&P 500).....	67
Gráfico 3 - Série Temporal do Risco País (EMBI+)	68
Gráfico 4 - Série Temporal da Taxa de Inflação Americana (CPI).....	68

2. Lista de quadros

Quadro 1 - Ciclos de revisão tarifária periódicos	19
Quadro 2 - Componentes do WACC Regulatório	20
Quadro 3 - Características dos componentes utilizados	51
Quadro 4 - Componentes com Série Temporal Longa	51
Quadro 5 - Testes de Hipótese dos Testes ADF, PP e KPSS	71
Quadro 6 - Resultados dos testes de estacionariedade (Séries originais)	76
Quadro 7 - Modelos de Séries Temporais Estimados.....	83
Quadro 8 - Distribuidoras brasileiras de energia elétrica	93
Quadro 9 - Companhias americanas utilizadas no cálculo do beta	95
Quadro 10 - Notas técnicas da ANEEL relativas aos CRTPs	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Erro padrão da taxa de retorno de mercado (S&P 500)	38
Tabela 2 - Prêmio de Risco Histórico Americano	39
Tabela 3 - ICSD e ratings para companhias de baixa capitalização	45
Tabela 4 - ICSD e ratings para companhias de alta capitalização	45
Tabela 5 - Taxas de retorno do ativo livre de risco utilizadas nos CRTPs.....	52
Tabela 6 - Taxas de retorno da Carteira de Mercado utilizadas nos CRTPs.....	53
Tabela 7 - Betas utilizados pela ANEEL nos CRTPs.....	53
Tabela 8 - Medidas de Risco País utilizadas nos CRTPs	53
Tabela 9 - Prêmio de risco de crédito considerado nos CRTPs.....	54
Tabela 10 - Companhias utilizadas para o cálculo do risco de crédito no 5º CRTP	54
Tabela 11 - WACC regulatório adotado nos CRTPs.....	55
Tabela 12 - Correlograma do Componente UST10.....	69
Tabela 13 - Correlograma do Componente S&P500.....	70
Tabela 14 - Correlograma do Componente EMBI+	70
Tabela 15 - Correlograma do Componente CPI.....	71
Tabela 16 - Teste ADF da Série UST10.....	72
Tabela 17 - Teste ADF da Série S&P500.....	72
Tabela 18 - Teste ADF da Série EMBI+	73
Tabela 19 - Teste ADF da Série CPI.....	73
Tabela 20 - Teste PP da Série UST10	74
Tabela 21 - Teste PP da Série S&P500	74
Tabela 22 - Teste PP da Série EMBI+.....	74
Tabela 23 - Teste PP da Série CPI.....	75
Tabela 24 - Teste KPSS da Série UST10	75
Tabela 25 - Teste KPSS da Série S&P500	75
Tabela 26 - Teste KPSS da Série EMBI+	76
Tabela 27 - Teste KPSS da Série CPI	76
Tabela 28 - Parâmetros de estimação do componente UST10	78
Tabela 29 - Resíduos do Modelo para Estimação do Componente UST10	79
Tabela 30 - Parâmetros de estimação do componente S&P 500	79
Tabela 31 - Resíduos do Modelo para Estimação do Componente S&P 500	80
Tabela 32 - Parâmetros de Estimação do Componente EMBI+.....	81
Tabela 33 - Resíduos do Modelo para Estimação do Componente EMBI+.....	81
Tabela 34 - Parâmetros de Estimação do Componente CPI.....	82
Tabela 35 - Resíduos do modelo para estimação do componente CPI.....	83
Tabela 36 - Valores dos componentes propostos e calculados pela ANEEL.....	84

LISTA DE ABREVIATURAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APT	<i>Arbitrage Pricing Theory</i>
BJ	Metodologia Box-Jenkins
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CFO	<i>Chief Financial Officer</i>
CMPC	Custo Médio Ponderado de Capital
COS	<i>Cost of Service</i>
CRTP	Ciclo de Revisão Tarifária Periódica
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
EMBI	<i>Emerging Market Bond Index</i>
FCA	Função de Correlação Amostral
FCAP	Função de Correlação Amostral Parcial
ICSD	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IRPJ	Imposto de Renda Pessoa Jurídica
LB	Ljung-Box
OLS	<i>Ordinary Least Squares</i>
PC	<i>Price Cap</i>
RC	<i>Revenue Cap</i>
RE-SEB	Reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro
RAP	Receita Anual Permitida
RPI-X	<i>Retail Price Index</i> menos o fator X
RR	<i>Rate of Return</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
S&P500	<i>Standard & Poor's 500 Index</i>

UST10	<i>United States 10 Year Bond Yield</i>
UST30	<i>United States 30 Year Bond Yield</i>
VPA	Valor da Parcela A
VPB	Valor da Parcela B
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Problema de pesquisa	20
1.2	Justificativa e relevância	22
1.3	Objetivo geral.....	23
1.4	Objetivos específicos.....	24
2	REFERENCIAL TEÓRICO	24
2.1	Regulação de monopólios naturais.....	25
2.1.1	Regulação <i>cost of service</i>	26
2.1.2	Regulação <i>price cap</i>	27
2.2	Custo de capital do setor elétrico: modelos e evidências empíricas	28
2.2.1	Custo do capital próprio.....	32
2.2.1.1	<i>Taxa de retorno do ativo livre de risco</i>	35
2.2.1.2	<i>Taxa de retorno da carteira de mercado</i>	37
2.2.1.3	<i>Risco sistêmico</i>	40
2.2.1.4	<i>Risco País</i>	43
2.2.2	Custo do capital de terceiros.....	44
2.2.3	Estrutura de capital	46
2.2.4	Custo médio ponderado de capital – WACC.....	49
3	METODOLOGIA.....	50
3.1	Tipo de pesquisa.....	50
3.2	Amostra e dados.....	50
3.3	Método de análise dos dados.....	55
3.3.1	Testes de estacionariedade.....	56
3.3.2	Transformação das séries temporais não estacionárias	59
3.3.3	Previsão por meio de modelos de séries temporais	60
3.3.4	Cálculo do WACC regulatório por meio de modelos de séries temporais ..	64
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS	65
4.1	Testes de estacionariedade	65
4.1.1	Análise gráfica	66
4.1.2	Correlograma	69
4.1.3	Testes de raiz unitária	71
4.1.3.1	<i>Teste ADF</i>	72
4.1.3.2	<i>Teste PP</i>	73
4.1.3.3	<i>Teste KPSS</i>	75
4.2	Transformação das séries temporais não estacionárias	77

4.3	Previsão das séries por meio de modelos de séries temporais	77
4.3.1	Taxa de retorno do ativo livre de risco (UST10).....	77
4.3.2	Taxa de retorno da carteira de mercado (S&P500)	79
4.3.3	Risco País (EMBI+).....	80
4.3.4	Taxa de inflação americana (CPI)	82
4.3.5	Modelos de séries temporais estimados.....	83
4.4	Cálculo do WACC regulatório	84
5	CONCLUSÃO.....	85
	REFERÊNCIAS	89
	APÊNDICES	93

1 INTRODUÇÃO

O processo de tomada de decisões financeiras dos investidores passa, primeiramente, por uma avaliação das condições de risco e retorno que são oferecidas pelo mercado. Investir implica escolher um projeto ou ativo em detrimento de outro. Dessa forma, o processo da tomada de decisões de investimento consiste em escolher aquele projeto ou ativo que ofereça a melhor combinação de risco e retorno. Dizendo de outro modo, entre duas opções de investimento que apresentam o mesmo risco, os investidores deverão escolher aquela que ofereça o maior retorno. Por outro lado, entre duas opções de investimento que apresentam o mesmo retorno, os investidores deverão escolher aquela que apresentar o menor risco.

No setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, o custo de capital regulatório, calculado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), representa o retorno esperado, ajustado pelo risco, que os investidores podem esperar receber em condições de equilíbrio de mercado. Para obter essa taxa de retorno ajustada ao risco, isto é, a remuneração do capital investido em projetos de investimentos, o setor elétrico tem, historicamente, adotado diferentes metodologias.

A prestação de serviços públicos no Brasil e na maioria dos países é monitorada por órgãos reguladores, que visam garantir para a população preços justos e qualidade nos serviços prestados. A ANEEL fiscaliza os quatro segmentos do setor de energia elétrica, a saber: (i) geração; (ii) transmissão; (iii) distribuição; (iv) comercialização (ANEEL, 2018).

No segmento de geração de energia, a definição de preços para a prestação de serviços ocorre em dois ambientes: no Ambiente de Comercialização Regulado (ACR) e no Ambiente de Comercialização Livre (ACL). No caso do ACL, os preços da energia vendida são pactuados livremente entre as partes, gerador e consumidor, por meio de contratos bilaterais. Já o ACR consiste na contratação de energia pela ANEEL por meio de leilões, eventualmente separando a contratação por fonte de geração, sendo ela hídrica ou alternativa, como eólica ou solar (CCEE, 2011).

O escoamento da energia produzida pelos geradores se dá via linhas de transmissão que ligam as unidades geradoras aos centros de consumo. A contratação de serviços de transmissão de energia ocorre apenas via leilões da ANEEL, em que o prestador do serviço, se vencedor no certame, receberá a Receita Anual Permitida (RAP), independentemente da quantidade de energia trafegada por suas linhas de transmissão. Como o agente responsável pela transmissão da energia produzida para os centros consumidores não detém controle sobre

o que é produzido ou consumido (oferta e demanda), receberá apenas por manter os sistemas de transmissão disponíveis em funcionamento (ANEEL, 2018).

A atividade de comercialização de energia elétrica compreende a compra e a venda de energia por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN). O agente comercializador opera no mercado livre, conectando empresas geradoras e grandes consumidores de energia que tenham interesse em sair do ambiente regulado e contratar sua demanda de energia no ambiente livre mediante contratos bilaterais. A regulação e influência da ANEEL no setor de comercialização é menor, visto que as partes têm flexibilidade para negociar livremente os termos e as condições que irão definir a estrutura do contrato de compra e venda de energia.

No segmento de distribuição de energia elétrica, o qual será, em parte, objeto deste estudo, a venda de energia se dá diretamente entre a concessionária de serviços de distribuição e os consumidores finais. Por se tratar de um negócio com elevados investimentos em estrutura de distribuição, este serviço é considerado um monopólio natural e deve, portanto, ser regulado pelo governo. Dessa forma, os preços são regulados pela ANEEL de maneira a garantir um equilíbrio econômico entre as partes, concessionárias e consumidores finais.

Por se tratar de um setor regulado e também constituir monopólio natural, as companhias atuantes no setor de distribuição de energia não têm poder para reajustar livremente suas tarifas. Os reajustes tarifários cabem à ANEEL, que busca a modicidade tarifária e a divisão dos ganhos econômicos das concessionárias de energia com os consumidores finais. A intenção dessa agência reguladora consiste em proporcionar um ambiente de contratação em que, por um lado, o serviço oferecido seja mais acessível e, por outro, a eficiência das empresas prestadoras do serviço de distribuição de energia seja estimulada. De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2011), a modicidade tarifária buscada pela ANEEL visa garantir tarifas acessíveis aos consumidores e, ao mesmo tempo, remunerar os recursos dos investidores de maneira satisfatória, contribuindo, assim, para o crescimento da economia e, também, para a qualidade de vida da sociedade.

Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia (ABRADEE), existem, atualmente, 60 distribuidoras de energia elétrica espalhadas pelo País. Dessas, 44 (73,3%) têm capital privado e 16 (26,7%) são de controle estatal (municipal, estadual ou federal). Em 2015, essas empresas atendiam 77 milhões de Unidades Consumidoras (UCs), sendo 85% delas consumidores residenciais. Para atender a todos os consumidores, o setor de distribuição de energia elétrica investiu, em 2016, o equivalente a R\$ 13,8 bilhões em novos equipamentos

(manutenção e expansão da rede), treinamento de funcionários e combate a fraudes e furtos dentre outros.

A atuação da ANEEL visa garantir que as companhias tenham equilíbrio econômico-financeiro na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica e que os consumidores tenham acesso à energia elétrica de qualidade, pagando mensalmente uma tarifa de energia a preços razoáveis. A regulação eficiente dos preços das empresas de distribuição de energia elétrica por parte desse órgão regulador é fundamental para o equilíbrio de mercado, visto que se trata de um item básico para a sociedade e que adquire cada vez mais importância na vida moderna, dado o surgimento de novos aparelhos eletrônicos e a ascensão de bens como o carro elétrico (ANEEL, 2018).

As companhias distribuidoras de energia elétrica são remuneradas via tarifa de energia cobrada dos consumidores que é o preço, por unidade de energia consumida, em reais por quilowatt-hora (R\$/kwh). A receita proveniente da tarifa de energia deve ser suficiente para cobrir os custos operacionais e remunerar os investimentos realizados para expansão e melhoria da rede de distribuição. De forma geral, a metodologia adotada pela ANEEL para regular o setor de distribuição de energia elétrica consiste em inserir no valor da tarifa de energia o custo médio ponderado de capital do setor de distribuição de energia elétrica, garantindo, assim, que os investidores, privados ou públicos, sejam remunerados sobre o capital alocado, bem como pelo risco do negócio assumido.

Para implementar a metodologia do custo médio ponderado de capital no reajuste das tarifas de energia, deve ser escolhida pela ANEEL uma metodologia que permita obter a combinação do custo do capital próprio e do capital de terceiros. Diferentemente do capital de terceiros, cujo custo é contratual, o capital próprio precisa ter o seu custo estimado por meio de um modelo financeiro. Dentre as abordagens disponíveis, a ANEEL adota o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) como forma de estimar qual seria o custo do capital próprio do investidor que aloca recursos em uma empresa de distribuição de energia elétrica. O CAPM é um modelo que correlaciona o retorno esperado de um ativo com o retorno médio de uma carteira de mercado. A ANEEL utiliza o mercado americano como referência do retorno médio da carteira de mercado, mais especificamente o índice S&P500, para estimar esse modelo (ANEEL, 2011).

Como forma de regular o mercado de distribuição de energia elétrica, a ANEEL adotou o regime regulatório denominado *Price Cap* (PC). Este regime regulatório é o mesmo adotado no mercado inglês e em outros países da América do Sul, como Argentina e Chile, mas diferente do regime adotado no mercado norte-americano. Nos Estados Unidos, mercado

considerado o *benchmark* pelo órgão regulador para fins de cálculo dos reajustes tarifários, adota-se o regime regulatório *Cost Of Service* (COS), também denominado *Rate of Return* (RR).

Segundo Camacho e Menezes (2010), o regime regulatório COS é um mecanismo *ex post*, em que os custos incorridos pela companhia para prestar seus serviços, assim como o custo de capital do negócio, são calculados pelo regulador para determinação do preço do serviço que cubra tais custos. Se, por um lado, esse regime regulatório elimina a possibilidade de a companhia extrair ganhos econômicos, por outro, leva-a a incorrer em risco moral, visto que não haverá incentivos para otimização dos seus custos operacionais. Adicionalmente, o COS estimula a companhia a aumentar seus lucros por meio do aumento de sua base de ativos, comportamento conhecido como efeito *Averch-Johnson* (AVERCH e JOHNSON, 1962) ou também como *gold plating*.

O regime regulatório PC, proposto por Littlechild (1983) para regular os preços e os lucros do monopólio inglês de telecomunicações e, ao mesmo tempo, incentivar a eficiência operacional, oferece uma solução para o risco moral existente no regime COS. De acordo com Camacho e Menezes (2010), o PC é um mecanismo *ex ante* para determinar os preços. Como os preços da tarifa de energia serão fixos por um período de tempo, a companhia terá o incentivo de reduzir seus custos operacionais para obter um lucro maior. Entretanto, os reguladores não têm como determinar os preços para toda a vida útil dos ativos, visto que eles terão vida longa. Por isso, a regulação de preços ocorre, em média, a cada quatro ou cinco anos.

No caso brasileiro, a cada ciclo de revisão tarifária, a ANEEL calcula o custo de capital regulatório que será atribuído às distribuidoras de energia nos próximos quatro ou cinco anos. O cálculo da tarifa pela ANEEL envolve a soma de duas parcelas, A e B, mais os tributos. O Valor da Parcela A (VPA) corresponde a 53,5% da tarifa total de energia, o Valor da Parcela B (VPB) a 17,0% e os tributos a 29,5% da tarifa de energia (CCEE, 2011).

O VPA é composto pelos custos não gerenciáveis, sendo eles: (i) o custo de aquisição de energia, representando 34,5%; (ii) o custo com transporte de energia, totalizando 2,9%; (iii) os encargos setoriais, consistindo de 16,1%. O VPB, que representa 17,0% do total, é composto pelos custos gerenciáveis pela distribuidora englobando: (i) os custos operacionais; (ii) as receitas irrecuperáveis; (iii) a remuneração do capital; (iv) a cota de depreciação.

Na parcela B, os custos operacionais são aqueles relacionados à operação, manutenção, atividades comerciais e administrativas. As receitas irrecuperáveis correspondem ao percentual do faturamento que tem baixa expectativa de recebimento em função da

inadimplência dos consumidores. A remuneração do capital, objeto deste estudo, representa a taxa de rentabilidade do capital, associada ao custo de oportunidade e, também, ao risco da atividade de distribuição de energia elétrica. E, por fim, a cota de depreciação está associada à taxa de depreciação dos ativos fixos da concessionária.

Os custos da Parcela B são revistos mediante dois processos: a Revisão Tarifária, que ocorre em média a cada quatro anos, e o Reajuste Tarifário, aplicado anualmente (exceto nos anos de Revisão Tarifária) para correção inflacionária. Nos reajustes tarifários anuais, a ANEEL também considera a aplicação do Fator X, em que os ganhos de eficiência operacional por parte da distribuidora são repassados à sociedade mediante redução do reajuste inflacionário. O Fator X atua como um redutor do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), que corrige a parcela dos custos gerenciáveis nos contratos de concessão (ANEEL, 2018).

Conforme as informações do quadro 1, desde 2003, início da nova metodologia de ajuste de preços de energia elétrica, foram realizados cinco vezes o chamado Ciclo de Revisão Tarifária Periódico (CRTP). A metodologia utilizada pela ANEEL para calcular o custo de capital das distribuidoras de energia, parte integrante da Parcela B, é o CAPM juntamente com o *Weighted Average Cost of Capital* (WACC). Entretanto, ao longo dos cinco CRTPs implementados pela ANEEL, houve mudanças nas variáveis utilizadas no cálculo do WACC regulatório, assim como na abordagem para o cálculo dessas variáveis.

Quadro 1 - Ciclos de revisão tarifária periódicos

CRTP	Período
1º CRTP	2003 a 2006
2º CRTP	2007 a 2010
3º CRTP	2011 a 2014
4º CRTP	2015 a 2017
5º CRTP	2018 a 2019

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação com base nas notas técnicas da ANEEL.

Segundo a ANEEL (2007), a remuneração do capital investido irá depender da base de capital e da taxa de retorno sobre essa base e essa taxa deverá representar o custo de oportunidade dos recursos investidos, conforme o risco que o investidor corre no empreendimento. Nos CRTPs, a ANEEL deve definir a taxa de remuneração do capital próprio investido em uma distribuidora de energia elétrica que, como observa Rocha (2009), remunere o custo de oportunidade vigente, incluindo o Risco País, risco do negócio, risco regulatório e outros riscos específicos se necessário. A definição adequada do WACC é

importante para as empresas de distribuição e para a sociedade, visto que uma taxa superestimada levaria a empresa a obter ganhos econômicos adicionais em detrimento da sociedade e uma taxa subestimada colocaria em risco a qualidade do serviço prestado, o que, em última instância, também lesaria os consumidores finais.

1.1 Problema de pesquisa

O cálculo do WACC regulatório do setor de distribuição de energia elétrica requer a utilização das doze variáveis listadas no quadro 2, variáveis estas que representam *proxies* selecionadas pelo órgão regulador para os componentes da equação do WACC. Para que a ANEEL obtenha o custo de capital regulatório, é necessário, primeiramente, calcular cada variável integrante da equação. No processo de cálculo dos componentes, algumas decisões precisam ser tomadas, tais como: (i) qual mercado utilizar como referência (isto é, qual índice será o representativo da carteira de mercado, assim como quais empresas serão utilizadas como *benchmark* para o cálculo do risco de mercado – beta); (ii) qual janela da série temporal considerar na estimativa dos componentes do custo de capital regulatório; (iii) qual a frequência dos dados utilizados (diários, semanais, mensais etc.); (iv) como estimar os valores futuros dos componentes do custo de capital regulatório com base nos valores históricos. Diferentes combinações adotadas no processo de cálculo dos componentes levarão a resultados distintos afetando o custo de capital regulatório e, conseqüentemente, o retorno do investimento dos acionistas.

Quadro 2 - Componentes do WACC Regulatório

Nº	Componente	Dados Históricos
1	Taxa de retorno do ativo livre de risco	Série temporal longa
2	Taxa de retorno da carteira de mercado	
3	Taxa de inflação americana	
4	Risco País	
5	Coeficiente beta – risco de mercado	
6	Prêmio de risco regulatório	
7	Prêmio de risco cambial	Série temporal curta
8	Estrutura de capital americana	
9	Estrutura de capital brasileira	Valor único
10	Alíquota de impostos americana	
11	Alíquota de impostos brasileira	
12	Risco de crédito	

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação com base nas notas técnicas da ANEEL.

Das doze variáveis utilizadas no cálculo do custo de capital regulatório, sete são calculadas com base em séries temporais longas (duas delas: o Prêmio de Risco Regulatório e o Prêmio de Risco Cambial não foram mais utilizadas nos dois últimos CRTPs), duas com base em séries temporais curtas e três são consideradas como valores únicos. Como série temporal longa, adotou-se a premissa de uma série que apresente uma janela temporal superior a cinco anos. Como série temporal curta, adotou-se a premissa de uma série temporal com dados históricos de três a cinco anos. E como valor único, foram considerados os componentes calculados em um único momento temporal.

Atualmente, para calcular o valor de cada componente da equação do custo de capital que tem uma série temporal longa, a ANEEL faz uso da média aritmética simples ou mediana dos dados históricos (com janelas temporais distintas, a depender de cada componente) e considera que o resultado encontrado representa a melhor estimativa futura para aquela variável. Todavia, como se trata de séries históricas longas, pode-se questionar a estacionariedade delas em torno da média e mediana ao longo do tempo, o que colocaria em questão a adequabilidade da metodologia.

O Risco País representa um exemplo de como séries históricas longas sofrem modificações ao longo do tempo. O indicador EMBI+, calculado pelo banco JP Morgan, é utilizado pela ANEEL para representar o Risco País. Por volta do ano 2002, o EMBI+ atingiu valores superiores a 2.000 pontos base. Entretanto, nos últimos 14 anos, o Risco País tem oscilado de 250 a 450 pontos. Essa queda significativa no Risco País brasileiro está relacionada às mudanças econômicas ocorridas nos últimos anos. Conseqüentemente, utilizar a média ou mediana de valores históricos relativos a uma janela temporal longa faz com que sejam incluídas no cálculo de um componente do custo de capital informações advindas de conjunturas econômicas diferentes, que não são representadas pelas medidas de tendência central.

Considerando o contexto descrito de definição do custo do capital próprio (e, por consequência, do custo médio ponderado de capital) a ser utilizado pelo setor elétrico para a formação da tarifa de energia elétrica, o problema de pesquisa desta dissertação consistiu em propor uma metodologia alternativa para o cálculo de variáveis que tenham séries temporais longas, utilizadas para obter o custo de capital regulatório, de forma que as séries que não apresentem estacionariedade sejam tratadas antes da sua utilização para a previsão por meio dos modelos de séries temporais mais apropriados a cada uma delas. Dos sete componentes que têm séries temporais longas, foram consideradas para fins deste trabalho apenas quatro,

sendo eles: (i) Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco; (ii) Taxa de Retorno da Carteira de Mercado; (iii) Taxa de Inflação Americana; (iv) Risco País.

Da mesma forma que na metodologia utilizada pela ANEEL, para propor o WACC regulatório a partir da previsão das séries temporais longas, os prêmios de risco regulatório e de risco cambial não foram incluídos nos cálculos a partir do 3º CRTP. A ANEEL justificou, em suas notas técnicas, que tais prêmios de risco não deveriam ser considerados, visto que são capturados pelo componente Risco País.

O risco sistemático, representado pelo beta, também não pode ser obtido a partir da metodologia proposta porque o grupo de companhias americanas utilizadas como referência para seu cálculo foi alterado para cada CRTP. Devido a movimentos tais como fusões, aquisições, incorporações, entre outros, a ANEEL avaliava a cada CRTP quais companhias americanas deveriam servir como *benchmark* para o cálculo do beta de referência. Dessa forma, não seria viável estimar a variável beta pela metodologia proposta porque não se têm os retornos de um único grupo de companhias americanas para regredir sobre os retornos do índice de mercado S&P500 para uma janela temporal longa, já que a base de companhias americanas elegíveis como *benchmark* para o setor elétrico brasileiro não é constante ao longo do tempo.

1.2 Justificativa e relevância

Definir adequadamente o custo de capital para investidores em ativos de risco continua sendo um tópico sem consenso em todas as suas dimensões. O CAPM, como apresentado nas seções seguintes, é o modelo mais adotado por profissionais do mercado para calcular o custo do capital próprio. Todavia, particularidades acerca das premissas utilizadas para computar o valor dos seus componentes são ainda objeto de pesquisas e debates.

Adicionalmente, o CAPM é um modelo desenvolvido a partir da premissa de que os mercados são eficientes, condição normalmente encontrada em países desenvolvidos. Sua adoção em mercados emergentes requer que sejam feitos ajustes para melhor capturar a volatilidade implícita das economias em desenvolvimento. Além das questões relativas às premissas adotadas para o cálculo do custo de capital a partir do CAPM, a utilização desse modelo para calcular o custo de capital regulatório incorpora uma complexidade e um peso maior à tarefa de estimar o binômio risco e retorno para o investidor de uma companhia de distribuição de energia.

Nos cinco CRTPs implementados pela ANEEL entre 2003 e 2017, houve evoluções na metodologia de cálculo do custo de capital das concessionárias de distribuição de energia, como: (i) alteração da janela temporal para o cálculo do valor histórico de cada variável; (ii) exclusão do prêmio de risco regulatório e prêmio de risco cambial; (iii) tratamento de *outliers*. Por meio de práticas transparentes, a agência reguladora abre consultas públicas para ouvir do público interessado em sugestões de melhoria e, também, críticas ao processo de revisão tarifária. Nessa oportunidade, participantes de mercado, tais como bancos, consultorias, empresas de geração e distribuição de energia, conselhos de consumidores, academia, entre outros, podem enviar ao órgão regulador sugestões para aprimorar o cálculo do custo de capital regulatório.

Algumas das contribuições enviadas pelos participantes de mercado durante as consultas públicas conduzidas pela ANEEL nos cinco CRTPs foram, dentre outros: (i) inclusão ou exclusão de prêmios de risco; (ii) expansão ou diminuição da janela temporal considerada para cada variável; (iii) adoção da média aritmética simples ou mediana como medida de tendência central; (iv) tratamento de *outliers* para expurgar valores que contaminam o período amostral.

Este trabalho busca inovar ao propor que as projeções para determinadas variáveis sejam feitas, não a partir da média aritmética simples ou mediana, mas por meio de modelos de séries temporais, que se consideram mais apropriados para o tratamento dos componentes tarifários com séries temporais longas, a saber: (i) Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco; (ii) Taxa de Retorno da Carteira de Mercado; (iii) Taxa de Inflação Americana; (iv) Risco País. Considera-se que modelos de séries temporais sejam mais adequados porque é possível que as séries desses componentes apresentem um comportamento não estacionário e, nesse caso, as médias aritméticas simples ou mediana não seriam estimativas apropriadas dos valores futuros do custo de capital regulatório. Dessa forma, a adoção de modelos de séries temporais para as projeções dos componentes do custo de capital regulatório do setor de distribuição de energia elétrica constitui uma inovação.

1.3 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho consistiu em propor a utilização de modelos de séries temporais para a projeção de séries históricas longas utilizadas no cálculo do custo de capital regulatório do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro.

1.4 Objetivos específicos

Para se alcançar o objetivo geral descrito, estabeleceram-se como objetivos específicos:

- I. testar a estacionariedade das séries temporais longas relacionadas aos componentes tarifários de energia elétrica: (i) Taxa de retorno do ativo livre de risco; (ii) Taxa de retorno da carteira de mercado; (iii) Taxa de inflação americana; (iv) Risco País;
- II. transformar as séries temporais com comportamento não estacionário em séries estacionárias;
- III. projetar, por meio dos modelos de séries temporais, os componentes tarifários de série longa: (i) Taxa de retorno do ativo livre de risco; (ii) Taxa de retorno da carteira de mercado; (iii) Taxa de inflação americana; (iv) Risco País;
- IV. recalculer o WACC regulatório dos cinco CRTPs por meio dos novos valores das variáveis projetadas pela metodologia de séries temporais, cujo uso é proposto neste trabalho, e comparar com o WACC regulatório calculado pela ANEEL nos cinco CRTPs, de modo a verificar se há um grande distanciamento entre as duas abordagens.

Esta dissertação é composta de cinco capítulos além desta introdução. O capítulo 2 trata do referencial teórico utilizado, sendo subdividido em: (i) regulação de monopólios naturais; (ii) custo de capital. O capítulo 3 apresenta a metodologia adotada pela ANEEL para calcular o custo de capital regulatório e a metodologia proposta neste estudo para melhor definir e tratar as séries temporais utilizadas no cálculo do WACC regulatório. No capítulo 4, são mostrados os resultados e as análises dessa proposta metodológica. E, por fim, no capítulo 5, são apresentadas as conclusões a que se chegou com a realização desta pesquisa.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este referencial teórico está subdividido em dois tópicos. Na seção 2.1, trata-se da regulação econômica dos monopólios naturais e dos regimes regulatórios mais comuns adotados para o controle de setores regulados e, na seção 2.2, apresentam-se os principais conceitos para estimação do custo de capital dos investidores.

2.1 Regulação de monopólios naturais

Determinados setores econômicos operam em diversos países sob a condição de monopólios naturais. Devido às suas características físicas e de necessidade de altos investimentos de capital, o monopólio confere à sociedade a possibilidade de reduzir custos e, assim, fornecer produtos e serviços a um preço mais baixo. Entretanto, o poder econômico inerente ao monopólio precisa ser controlado para que os benefícios do ganho de escala não se transformem em ganhos econômicos (acima do risco incorrido no negócio) para os empreendedores em detrimento da sociedade. Setores como distribuição e transmissão de energia elétrica, por exemplo, se encontram nessa situação de poder monopolístico, independentemente de as companhias desses segmentos econômicos serem controladas pelo governo ou pela iniciativa privada. Dessa forma, para que haja equilíbrio econômico entre os prestadores de serviços regulados e a sociedade, os governos precisam atuar por meio da regulação econômica para garantir a sustentabilidade dos negócios regulados e, ao mesmo tempo, preços baixos para os consumidores finais.

Em países como Estados Unidos e Reino Unido, a evolução da regulação econômica tomou caminhos diferentes. Segundo Crew (1996), o governo de Margaret Thatcher começou, em 1979, um processo de privatização de diversas companhias estatais. Como várias delas operavam em regime de monopólio, surgiu, então, a necessidade de se criar um sistema de regulação econômica para controlar tais entidades. Crew (1996) comenta que a publicação pelo governo britânico do *Littechild Report*, em 1983, marcou o início da criação das instituições reguladoras e da adoção da regulação por incentivo na forma PC. Este caminho regulatório foi também seguido pelos países da *Commonwealth* britânica, como Nova Zelândia e Austrália. Nos Estados Unidos, entretanto, devido ao longo histórico de regulação econômica por meio do sistema COS, não houve uma adoção tão rápida de regimes de incentivo como a regulação PC (CREW, 1996).

A regulação dos monopólios naturais é, conseqüentemente, um tema importante no debate econômico, tanto na academia quanto no mercado. Diversos modelos de regulação econômica foram desenvolvidos, tais como: (i) *Cost of Service*; (ii) *Price Cap*; (iii) *Price Cap* com Repasse de Custos; (iv) *Revenue Cap*; (v) Modelos híbridos conforme apresentados e discutidos a seguir.

2.1.1 Regulação *cost of service*

O regime *Cost of Service* (COS), também conhecido como *Rate of Return* (RR), garante à companhia regulada uma taxa de retorno sobre o capital investido por meio do ajuste nos preços das tarifas. De acordo com Alexander, Mayer e Weeds (1996), sob esse regime regulatório, a companhia incorre em pouco risco, visto que todos os custos não previstos podem ser rapidamente passados para os consumidores via tarifa de energia.

Segundo Braeutigam e Panzar (1993), o regime COS foi criticado na literatura durante muito tempo. Desde a primeira análise formal desse tipo de regulação por Harvey Averch e Leland Johnson, em 1962, as críticas se concentraram no seu potencial para incentivar ineficiências. O COS estimula a companhia a aumentar seus lucros por meio do aumento de sua base de ativos, comportamento este conhecido como efeito *Averch-Johnson* (AVERCH e JOHNSON, 1962) ou também como *gold plating*.

Apesar das críticas sobre as ineficiências do regime COS, Braeutigam e Panzar (1993) comentam que os reguladores só o abandonaram na década de 1980. Em 1984, o governo britânico optou por regular os preços dos serviços telefônicos a partir de uma fórmula relacionada ao índice de preços britânicos, reduzido por um fator de produtividade, inicialmente estabelecido como três por cento. Nos Estados Unidos, a *Federal Communications Commission* iniciou o desenvolvimento do *Price Cap Plan*, em 1987, sendo implementado em 1992 no setor de telecomunicações.

De acordo com Liston (1993), na regulação COS, o regulador estabelece uma receita para a companhia baseado na estrutura de custos contábeis de determinado ano. São considerados custos operacionais, impostos, depreciação e retorno do investimento. O retorno do investimento é calculado a partir de uma taxa adequada aplicada sobre uma base de ativos não depreciados, necessários para as atividades consideradas como reguladas. Dessa forma, Liston (1993) descreve a Equação 1 que estabelece a receita permitida no regime COS como:

$$\text{Receita} = \text{Custo Total} = \text{Custos Variáveis} + \text{Taxa COS} \times \text{Base de Ativos} \quad (1)$$

Para Liston (1993), o regime regulatório COS é insatisfatório em um contexto de mudanças tecnológicas e também de alterações nas demandas dos consumidores. Ele cria incentivos inapropriados para as empresas reguladas e apresenta altos custos de controle para o órgão regulador. Todavia, esse autor considera que uma das grandes vantagens da regulação COS é permitir que os reguladores limitem o poder de precificação dos monopólios por meio

do controle do lucro das companhias reguladas. Portanto, apesar de o nome desse regime regulatório estar, muitas vezes, associado à taxa de retorno (*rate of return*), a ação do órgão regulador se dá no limite de preços dos serviços prestados.

2.1.2 Regulação *price cap*

O regime de regulação puro *Price Cap* (PC) consiste em definir os preços para um longo período de tempo, de forma que uma companhia bem administrada tenha a expectativa de ser remunerada de maneira justa e, ao mesmo tempo, tenha a oportunidade de se tornar mais lucrativa ao aumentar sua eficiência (ALEXANDER; MAYER; WEEDS, 1996).

Mais especificamente, a regulação PC consiste em um contrato entre o governo e a empresa regulada, em um contexto em que as companhias conhecem mais sobre seus custos e oportunidades do que os órgãos reguladores (BRAEUTIGAM; PANZAR, 1993). Estes autores comentam que o entusiasmo com essa nova forma de regulação, em detrimento da criticada COS, deve-se aos incentivos que as companhias passariam a ter para minimizar seus custos e aumentar sua eficiência operacional. Ao contrário da regulação COS, a PC pura desvincularia a relação dos custos da companhia regulada com o processo de definição das taxas de retorno, visto que o órgão regulador definiria os preços máximos a partir de fatores exógenos à empresa como índices de preços.

Liston (1993) discute que, nesse tipo regulação, o órgão regulador estabelece tetos nos preços, os *caps*, de forma que as companhias reguladas tenham autonomia para definir suas políticas de preços até esses limites. Os tetos são determinados a partir de índices de preços e ajustados por um fator de produtividade: o fator X.

Além dos regimes COS e PC, outros modelos de regulação econômica podem ser utilizados pelas agências reguladoras como: (i) *Price Cap* com repasse de custos; (ii) *Revenue Cap*; (iii) Modelos híbridos.

Alexander, Mayer e Weeds (1996) destacam que, como alguns tipos de custos estão fora do controle da companhia regulada e a exposição a eles – sem o devido incentivo à eficiência em contrapartida – eleva o risco incorrido pela companhia, a maioria dos regimes PC permitem que tais custos sejam repassados na tarifa aos consumidores finais. Dessa forma, o regime *Price Cap* com repasse de custos surge como uma alternativa ao regime PC puro.

Em vez de limitar o preço unitário da tarifa de energia, no regime *Revenue Cap* (RC), coloca-se um limite no faturamento total da companhia. Segundo Alexander, Mayer e Weeds

(1996), esse regime é apropriado para as companhias que tenham, em maioria, custos fixos. Uma companhia regulada pelo regime PC, que tem a maior parte dos custos fixos, corre um risco adicional em função da flutuação na demanda. Dessa forma, o regime RC ajusta o risco incorrido pela companhia sem prejudicar o incentivo à eficiência operacional.

Em situações em que parte dos custos das companhias não são fixos, regimes regulatórios híbridos podem ser utilizados. Para Alexander, Mayer e Weeds (1996), uma combinação entre o regime PC e RC pode ser utilizada para equilibrar um cenário de custos fixos e variáveis. Da mesma forma, uma combinação entre os regimes PC e COS é útil em situações em que o regulador necessita recuperar lucros excessivos das companhias reguladas.

Com foco no diferencial de risco regulatório dos regimes PC e COS, Paupério (2012) comparou o risco incorrido por empresas concessionárias de serviços de distribuição de gás e de distribuição de energia elétrica. Utilizando uma base de empresas atuantes na Argentina, no Brasil, no Chile e nos Estados Unidos, o autor comparou o diferencial de risco das empresas americanas, atuantes sob o regime COS, em relação às empresas atuantes sob o regime PC (Argentina, Brasil e Chile). Paupério (2012) conclui que não há evidências de que o regime PC seja mais arriscado do que o regime COS. Adicionalmente, o autor comenta que o risco maior das companhias de distribuição de gás e energia elétrica advém da volatilidade do índice Ibovespa e, não, do modelo de regulação adotado no País.

2.2 Custo de capital do setor elétrico: modelos e evidências empíricas

O custo de capital é a taxa de retorno esperada que o mercado exige para atrair fundos para um investimento específico. Em termos econômicos, o custo de capital é o custo de oportunidade para se investir em determinado ativo em detrimento de outro (PRATT, 2002).

O financiamento das operações das companhias, sejam elas de capital aberto ou fechado, acontece normalmente com uma combinação de capital próprio e capital de terceiros. Portanto, o custo de capital da companhia será definido a partir da conjugação das duas fontes de recursos disponíveis. O custo de capital total – WACC – é definido por uma média ponderada das fontes de capital levantadas, de forma que o custo e a proporção de cada fonte de recurso da companhia o definirão.

Segundo Bower, Bower e Logue (1984), a estimação do custo de capital com o foco em companhias reguladas que prestam serviços públicos é comum, visto que esse custo precisa ser estimado pelos órgãos reguladores para definir a taxa de retorno dos investidores.

Eles comentam que a *Federal Energy Regulatory Commission* (orgão americano responsável por regular o setor de energia) propôs que o CAPM fosse a principal medida de risco para as companhias de energia reguladas. Entretanto, o estudo de Bower, Bower e Logue (1984) demonstra que o *Arbitrage Pricing Theory* (APT) explica melhor o retorno dos ativos de risco do que o CAPM.

Goldenberg e Robin (1991) também compararam o CAPM com as metodologias alternativas do APT para a estimação do custo de capital de companhias de energia. Foram analisadas trinta e uma empresas durante o período de 1972 a 1982 para se estimar o custo de capital relativo a 1983. Estimar o custo de capital por meio do APT envolve várias escolhas metodológicas, uma vez que se pode adotar o processo de fatores estatísticos ou de fatores macroeconômicos. No estudo de Goldenberg e Robin (1991), foram comparadas as estimativas do custo de capital para 1983 obtidas a partir de modelos APT com cinco e dez fatores estatísticos, com fatores macroeconômicos, além da estimativa a partir do CAPM.

Esse estudo mostrou que diferentes decisões metodológicas tomadas no âmbito do APT com fatores estatísticos levaram a resultados bastante diferentes, indicando não haver robustez estatística para a utilização dessa abordagem. Segundo Goldenberg e Robin (1991), o APT com fatores macroeconômicos é uma opção metodológica melhor do que o APT com fatores estatísticos e, também, em relação ao CAPM. O APT com fatores macroeconômicos capta o *apelo intuitivo* do modelo de mercado e apresenta um maior poder de explicação para os retornos da amostra. Os autores concluem, portanto, que mais estudos são necessários para adotar esse caminho metodológico para se estimar o custo de capital de companhias de distribuição de energia reguladas.

Como a agência comenta, no texto a seguir, o consenso dos participantes do mercado é pela utilização de métodos menos discricionários. O APT exigiria uma escolha da abordagem metodológica (fatores estatísticos ou econômicos), assim como dos fatores que seriam utilizados. Vejam-se os trechos seguintes extraídos de notas técnicas da ANEEL.

Para o cálculo da taxa de retorno a ANEEL está adotando a metodologia internacionalmente consagrada do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital - WACC), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda. Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis (ANEEL, 2005, p. 19).

A remuneração total do capital dependerá da definição da base de capital e da taxa de rentabilidade aplicada sobre essa base. A taxa de rentabilidade representa o custo de oportunidade dos recursos, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade. A questão de como é medido o risco, como é recompensado e quanto risco assumir são fundamentais em cada decisão de investimento, desde a alocação

de ativos até a avaliação. Essa questão define o retorno esperado de um investimento e por isso é de extrema importância o seu correto tratamento. Assim, em uma indústria regulada, a definição da taxa de retorno sobre o capital constitui um elemento fundamental para o seu funcionamento, pois é o sinal econômico que orienta, mediante os incentivos adequados, a direção do investimento produtivo (ANEEL, 2007, p. 1).

Em relação ao modelo para o cálculo do custo de capital, as práticas regulatórias de uso mais difundido no mundo recorrem à utilização de enfoques o menos discricionário possível. Existe um consenso cada vez maior em utilizar métodos padronizados, que seriam os mais adequados e, em consequência, a determinação discricional da taxa é uma opção progressivamente menos utilizada. Entre os procedimentos padronizados, o que obtém maior consenso é o método do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital – WACC) em combinação com o Capital Asset Pricing Model – CAPM, para a estimativa do custo do capital próprio. Outros modelos alternativos, também aplicados para o cálculo da taxa de retorno, são o Dividend Growth Model (DGM) e o Arbitrage Pricing Theory (APT). A opção feita pela ANEEL para o cálculo do custo de capital é o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) em combinação com o Capital Asset Pricing Model (CAPM). De acordo com esse modelo, a taxa de retorno de um empreendimento é uma média ponderada dos custos dos diversos tipos de capital, com pesos iguais à participação de cada tipo de capital no valor total dos ativos do empreendimento (ANEEL, 2011, p. 4).

Como se pode observar, a ANEEL recorre às tradicionais metodologias utilizadas para se calcular o custo do capital próprio e o custo médio ponderado de capital. A agência reguladora entende que a adoção do CAPM em conjunto com o WACC é o melhor caminho para se estimar o custo de capital regulatório, já que é um método padronizado que apresenta menor margem para discricionariedade por parte do órgão regulador. O APT, por outro lado, demandaria do órgão regulador a definição de qual abordagem metodológica seguir, isto é, se por meio da utilização de fatores estatísticos ou econômicos.

Coutinho (2001) elaborou um dos primeiros estudos sobre o custo de capital do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil. O autor criticou e propôs ajustes na metodologia adotada na Nota Técnica da ANEEL 097/2001, a primeira nota técnica a abordar o tema. Coutinho (2001) apresentou o estado da arte sobre metodologias de cálculo do custo de capital regulatório, focando as abordagens adotadas na Inglaterra, Argentina, Espanha e Austrália. O autor também propôs ajustes para os prêmios do negócio e financeiro e sugeriu a adoção do risco cambial. Adicionalmente, Coutinho (2001) sugeriu a incorporação, na metodologia, dos benefícios fiscais advindos dos juros sobre o capital próprio, assim como a inclusão do risco regulatório na metodologia brasileira.

Por meio de uma abordagem mais abrangente, Camacho (2004) analisou os aspectos necessários para a estimação do custo de capital de diversas indústrias reguladas no Brasil, como: (i) telecomunicações; (ii) eletricidade; (iii) gás; (iv) transporte ferroviário. Segundo o autor, a definição do modelo regulatório é o primeiro passo para o cálculo do custo de capital,

pois, assim, se poderá selecionar o mercado de referência para a estimação dos parâmetros do custo de capital. Camacho (2004) apresentou um passo a passo para o cálculo do custo de capital regulatório, utilizando-se do CAPM e WACC e discutindo as escolhas que devem ser tomadas como, por exemplo, a definição de janelas históricas para o uso da média ou mediana.

Em uma outra perspectiva, o estudo de Peano (2005) buscou investigar a hipótese de que o desenvolvimento e a implementação da metodologia de revisão tarifária da ANEEL contribuem para a criação de uma reputação regulatória de qualidade, de forma que as incertezas sejam reduzidas e a eficiência do setor seja estimulada. O autor procurou avaliar se o arcabouço regulatório é adequado e se os mecanismos são transparentes e coerentes. Peano (2005) concluiu que a metodologia de revisão tarifária do setor de distribuição de energia elétrica representa uma importante regra de pactuação dos contratos de concessão.

Para avaliar se os investidores tiveram um retorno coerente com o risco assumido no investimento no setor de distribuição de energia elétrica, Rocha, Bragança e Camacho (2006) analisaram a rentabilidade obtida de 1998 a 2005 e a compararam com a taxa de retorno ajustada ao risco. Os autores concluíram que o retorno foi negativo até 2003 e que, somente a partir de 2005, o retorno dessas companhias foi consistente com o custo de capital ajustado ao risco. Adicionalmente, os autores analisaram o retorno das companhias americanas, reguladas pelo regime COS, e o retorno das companhias argentinas, chilenas e brasileiras reguladas pelo regime PC. O retorno sobre o capital investido das companhias americanas se apresentou mais uniforme do que o das demais empresas utilizadas na comparação. Esses autores concluíram que a adoção do regime PC em países emergentes, que apresentam maior volatilidade econômica, como o Brasil, requer um maior cuidado na definição do custo de capital regulatório por parte do órgão regulador.

Rocha (2009) procurou aplicar o APT para o cálculo do custo médio ponderado de capital do setor de distribuição de energia elétrica. O autor argumenta que, como a ANEEL utiliza o CAPM a partir de dados do mercado americano, ajustes são necessários para se adequar o custo de capital à realidade brasileira. Adicionalmente, Rocha (2009) comenta que é possível trabalhar com dados da economia brasileira para estimações de custo de capital. Entretanto, apesar de o autor ter utilizado informações da economia brasileira, não são apresentadas comparações sobre a robustez da construção do custo de capital com o APT em relação ao CAPM. Rocha (2009) enfatiza a possibilidade de se utilizar o APT com dados da economia nacional, porém, não são abordadas questões relativas à eficiência do mercado brasileiro.

Por meio do APT, o autor encontrou valores maiores para o WACC regulatório em relação àqueles estimados pela ANEEL, concluindo, sem comprovação estatística, que o CAPM utilizado pela ANEEL não capturou todos os riscos relevantes para o segmento de distribuição de energia elétrica. O estudo de Rocha (2009) inovou ao propor outro caminho para o cálculo do custo de capital, mas não comparou estatisticamente qual método, se o CAPM ou o APT, é o mais adequado para a regulação econômica do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro.

Barros *et al.* (2012) analisaram se o WACC calculado pela ANEEL para o 3º CRTP, concluído em 2011, estava adequado para as características de risco do setor de distribuição de energia elétrica. Os autores constataram que as séries temporais adotadas pelo órgão regulador apresentavam períodos distintos. Barros *et al.* (2012) uniformizaram as séries dos parâmetros e concluíram que o WACC com séries uniformes teria sido de 8,50% e, não, os 7,50% adotado pela ANEEL.

Procurando comparar o custo de capital do setor de distribuição de energia elétrica com dados do mercado americano e brasileiro, Cunha *et al.* (2014) utilizaram uma amostra de vinte empresas, com dados dos anos de 2011 e 2012, e aplicaram o teste não paramétrico de *Wilcoxon* para comparar o custo de capital a partir de dados brasileiros e americanos. Os autores concluíram que os valores encontrados para o modelo com dados brasileiros e para o modelo com dados americanos, utilizado pela ANEEL, são diferentes do ponto de vista estatístico.

2.2.1 Custo do capital próprio

As metodologias de estimação do custo de capital são derivadas do trabalho de Markowitz (1952) sobre a moderna teoria de portfólios. O autor parte da premissa de que o investidor é racional, avesso ao risco, e busca maximizar seu bem-estar por meio da curva de utilidade. Partindo dessa visão, os investidores selecionam ativos para seus portfólios de investimento em um processo de dois estágios. No primeiro estágio, os investidores observam o comportamento dos ativos disponíveis e desenvolvem expectativas sobre seus desempenhos futuros. No segundo estágio, a partir dessas expectativas futuras, os investidores tomam decisões sobre quais ativos alocar em seus portfólios.

Segundo Markowitz (1952), a escolha dos ativos por parte do investidor deve ser do tipo *mean-variance*, ou seja, deve-se considerar o retorno médio e a variância de cada ativo. A

variância, ou desvio-padrão, é a medida de risco a ser considerada para escolha da carteira. A partir da relação de risco e retorno desenvolvida pelo autor, dado o nível de retorno, os investidores devem procurar reduzir a variância e, dado o nível de variância, os investidores devem procurar maximizar o retorno. Essa relação levou à formulação da fronteira eficiente de média-variância.

Uma das principais contribuições de Markowitz (1952) para a escolha dos ativos é que a decisão de investimento deve ser baseada em como cada ativo contribui para o risco e retorno da carteira como um todo e, não, em relação ao risco e retorno individual de cada ativo. Assim, um ativo com variância elevada pode, eventualmente, contribuir para reduzir o risco da carteira, caso sua covariância com os demais ativos selecionados não seja perfeitamente positiva.

Seguindo o trabalho de Markowitz (1952), Tobin (1958) elaborou o Teorema da Separação em Dois Fundos. De acordo com Tobin (1958), primeiro, deve-se encontrar a melhor combinação de ativos de risco conforme análise de média-variância (*mean-variance*) proposta por Markowitz (1952). Em um segundo momento, deve-se decidir entre emprestar recursos ao mercado (investir em um ativo livre de risco, *cash* ou ativos monetários), investir no portfólio de mercado ou uma combinação das duas decisões (norteadas pela tolerância a risco do investidor). Portanto, o Teorema da Separação de Dois Fundos de Tobin (1958) pode ser operacionalizado da seguinte forma: (i) o investidor deve encontrar o portfólio eficiente de ativos de risco; (ii) determinar a parcela dos seus recursos que será alocada na carteira de mercado e no ativo livre de risco (ativos monetários).

A partir das bases teóricas construídas por Markowitz (1952) e Tobin (1958), Treynor (1962) apresentou as ideias iniciais de um modelo linear. French (2003) comenta que, apesar de Jack Treynor não ter tido o devido reconhecimento acerca do seu trabalho sobre a precificação de ativos de risco, os manuscritos *Market Value, Time and Risk* e *Toward a Theory of Market Value of Risky Assets* foram desenvolvidos quase que simultaneamente com os trabalhos dos autores que acabaram sendo reconhecidos como os criadores do CAPM.

Como uma extensão do modelo de média-variância de Markowitz (1952), Sharpe (1964), Lintner (1965) e Mossin (1966) desenvolveram o CAPM que continua sendo um dos principais modelos para estimação do custo do capital próprio. O CAPM define o retorno esperado de um título como uma função linear e positiva do seu nível de risco sistêmico – medido pelo coeficiente beta – representada pela Equação 2.

$$E(R_i) = R_f + \beta_i(E(R_m) - R_f) \quad (2)$$

Em que

$E(R_i)$: retorno esperado do ativo i ;

R_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;

β_i : coeficiente beta do ativo i ;

$E(R_m)$: retorno esperado da carteira de mercado.

O CAPM parte de premissas bastante restritivas. São elas: (i) investidores têm expectativas homogêneas sobre a distribuição de probabilidade dos ativos de risco; (ii) todos os ativos de risco podem ser negociados; (iii) não há limite para se emprestar e tomar emprestado à taxa de juros livre de risco; (iv) investidores investem com horizonte de um período.

Além disso, em função de o CAPM partir do princípio de que os investidores escolhem suas carteiras com base na ideia de média-variância proposta por Markowitz (1952), o modelo é fortemente criticado, apesar de sua grande aceitação por parte dos profissionais de mercado. Como resultado das decisões de investimento baseadas no CAPM, investidores formarão portfólios com variância mínima, dado determinado nível de retorno esperado. Em uma carteira diversificada, o risco idiossincrático de cada ativo é reduzido, restando apenas o risco da carteira de mercado.

Roll (1977) critica o CAPM por ele não poder ser testado empiricamente. Como o portfólio de mercado não pode ser observado efetivamente, os testes conduzidos para o CAPM não são de fato sobre as hipóteses do modelo, mas sobre a hipótese de que a *proxy* para carteira de mercado é eficiente em termos de média-variância.

A simplicidade e intuição do CAPM é um dos grandes apelos para a sua aceitação no mercado e na academia, apesar de todas as suas restrições e das críticas às suas premissas subjacentes. A sua aceitação foi demonstrada em uma pesquisa com 392 *Chief Financial Officers* (CFOs) nos Estados Unidos, realizada por Graham e Harvey (2001), na qual constataram que esse modelo é o método mais popular para se estimar o custo do capital próprio. Os resultados da pesquisa indicaram que 73,5% dos respondentes sempre ou quase sempre utilizam o CAPM, 39,4% utilizam o retorno histórico médio das ações e 34,3% empregam o CAPM com a inclusão de algum outro fator de risco que não apenas o beta do mercado.

Utilizando a mesma abordagem de Graham e Harvey (2001), Benetti, Decourt e Terra (2007) replicaram no Brasil a pesquisa com CFOs, obtendo 160 respostas ao *survey*. Os seus resultados indicaram que 37% dos respondentes utilizam o CAPM para estimação do custo de capital próprio, 33,3% empregam o retorno histórico médio das ações e 48,9% utilizam o CAPM com a inclusão de outro fator de risco. A evidência do maior uso do CAPM multifator em relação ao CAPM tradicional é consistente com a presença de um maior número de empresas reguladas na amostra da pesquisa brasileira.

A adequada estimação do custo de capital próprio para trazer a valor presente os fluxos de caixa projetados é de extrema relevância para o cálculo do valor intrínseco de um ativo. A ideia de valor intrínseco foi proposta por Williams (1938), juntamente com o modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD). Para o autor, o valor de um ativo seria calculado a partir dos dividendos projetados, descontados a uma taxa de retorno requerida pelo investidor.

Seguindo o trabalho de Williams (1938), Gordon e Shapiro (1956) propuseram o *Dividend Discount Model* (DDM), também conhecido como *Gordon Growth Model*. A proposta do DDM é a de que o valor de um ativo seria igual à soma de todos os seus dividendos futuros trazidos a valor presente. Para calcular o valor presente a partir de valores futuros, sejam eles fluxos de caixa da companhia ou dividendos, faz-se necessária a utilização de uma taxa de desconto que reflita corretamente o risco daqueles valores futuros. Até então, não existiam propostas para um modelo que calculasse o custo do capital investido de ativos de risco.

A ideia de Williams (1938) de que o investidor deveria alocar todos os seus recursos no ativo que tiver o maior valor presente é rejeitada por Markowitz (1952). Para Markowitz (1952), uma carteira diversificada é superior a portfólios não diversificados. Adicionando a variável risco em análise de investimentos, o modelo de média variância proposto por Markowitz (1952) busca maximizar o retorno esperado e, ao mesmo tempo, reduzir a exposição ao risco da carteira.

2.2.1.1 Taxa de retorno do ativo livre de risco

Uma das premissas do CAPM é a de que existe na economia um ativo livre de risco, o qual os investidores podem emprestar e tomar emprestado sem limitações. Em seu trabalho sobre precificação de ativos, Sharpe (1964) comenta que o investidor poderá obter um retorno adicional sobre seus investimentos apenas se correr riscos. O autor argumenta que o mercado

oferece aos investidores dois preços: (i) o *preço do tempo*; e (ii) o *preço do risco*. Ao receber por sua riqueza o *preço do tempo*, o investidor estaria sendo remunerado apenas pelo tempo em que os recursos ficarão investidos em determinado instrumento financeiro, sem ter *sofrido* nesse período nenhum risco. Dessa forma, o investidor deverá selecionar no mercado o ativo financeiro que não apresenta risco à sua riqueza, isto é, o ativo livre de risco.

Para um ativo ser considerado livre de risco, o retorno esperado sobre determinado período deve ser conhecido *ex ante*. Investimento em uma empresa, por mais bem administrada que seja e, mesmo operando em uma indústria mais estável, não pode ser considerado livre de risco, visto que não se tem certeza do retorno a ser realizado no futuro. Existem duas condições básicas que definem um ativo como sendo livre de risco: (i) ausência de risco de crédito (*default risk*); (ii) ausência de risco de reinvestimento (DAMODARAN, 2012).

Os únicos ativos que poderiam ser considerados como livres do risco de crédito são os títulos emitidos pelos governos, visto que estes têm o poder de imprimir mais dinheiro para honrar seus compromissos caso necessário. Obviamente, é sabido que alguns governos já deram calote em suas dívidas soberanas. Dessa forma, três países desenvolvidos geralmente são considerados como candidatos a emissores de títulos livres de risco, sendo eles: (i) os Estados Unidos; (ii) o Reino Unido; (iii) a Alemanha. A aceitação dos títulos americanos é mais comum dado o nível de liquidez desses títulos no mercado mundial (DAMODARAN, 2012).

Quanto à ausência de risco de reinvestimento, Damodaran (2012) ilustra essa condição de um ativo livre de risco com um exemplo em que o investidor deseja estimar o retorno esperado para um prazo de cinco anos. Nesse caso, um título americano com vencimento em seis meses, mesmo não apresentando risco de *default*, não pode ser considerado como livre de risco, já que o investidor não saberá qual será a taxa de reinvestimento desse título após seis meses.

Vejam-se a seguir trechos de notas técnicas da ANEEL a respeito da taxa de retorno do ativo livre de risco utilizada no cálculo do custo de capital próprio.

Para a taxa livre de risco utilizou-se o rendimento do bônus do governo dos EUA com vencimento de 10 anos e *duration* de aproximadamente 8 anos (UST10). Deve-se ressaltar que, para efeito de comparação entre dois fluxos de caixa, mais relevante que a data de vencimento dos fluxos de caixa é a *duration* desses fluxos. Portanto, é mais indicado trabalhar com esse tipo de título de renda fixa para estimar a taxa livre de risco aplicável ao caso de que se trata (ANEEL, 2005, p. 23).

Existe uma dificuldade para se determinar a taxa livre de risco da economia brasileira por ela não possuir, reconhecidamente, um ativo livre de risco. Uma alternativa seria estimar a taxa de retorno esperada de um ativo que tivesse correlação zero com o mercado. Para tal seria necessário estimar o modelo CAPM Beta Zero, uma tarefa não muito usual entre os analistas do mercado financeiro. Assim, devido às características da economia brasileira (“emergente”) e a tendência de globalização da economia, o mais indicado para cálculo da taxa livre de risco é utilizar a taxa de um bônus zero cupom do governo dos EUA (referência do mercado global), compatível com a concessão do serviço de distribuição (longo prazo). Dessa forma, considerando que um projeto de distribuição de energia elétrica caracteriza-se por um empreendimento de longo prazo (maturidade) e uma *duration* de aproximadamente 7 anos, deve-se optar por trabalhar com títulos (bônus) do governo americano de características semelhantes como, por exemplo, o bônus do governo dos EUA com prazo de 10 anos até o vencimento, que tem uma *duration* de aproximadamente 8 anos (ANEEL, 2007, p. 13).

Conforme afirmações contidas nas notas técnicas elaboradas para as revisões tarifárias, o órgão regulador adota, como referência para a taxa de retorno do ativo livre de risco, o *yield* dos títulos americanos com prazo de vencimento de dez anos, por entender que a *duration* de aproximadamente oito anos deste título está alinhada ao prazo de um projeto de distribuição de energia elétrica.

2.2.1.2 Taxa de retorno da carteira de mercado

Uma das premissas do CAPM de Sharpe-Lintner-Mossin é que todos os investidores têm as mesmas expectativas acerca do portfólio de mercado e, conseqüentemente, investirão seus recursos por meio de uma combinação entre o ativo livre de risco e a carteira de mercado. Por carteira de mercado, entende-se como um portfólio composto por todos os ativos existentes na economia, negociáveis e não negociáveis. Na prática, o portfólio de mercado diversificado não pode ser observado e, conforme Roll (1977), todos os testes do CAPM são, na verdade, testes sobre a eficiência da *proxy* para o portfólio de mercado.

Devido à dificuldade de se determinar um portfólio de mercado, os investidores utilizam *proxies* para a carteira de mercado no cálculo do custo de capital próprio por meio do CAPM. O índice S&P 500 é amplamente utilizado como *proxy* para uma carteira diversificada de companhias, visto que representa as quinhentas maiores empresas negociadas no mercado americano.

O prêmio de risco de mercado representa o retorno adicional a um ativo livre de risco que deve ser esperado ao se investir em ativos arriscados como ações. A abordagem padrão para estimar o prêmio de risco de mercado é via cálculo do prêmio de risco histórico. Por esse

caminho, o prêmio de risco de mercado é dado pela diferença entre o retorno das ações durante determinado período, por exemplo, trinta anos, e o retorno de um ativo considerado livre de risco pelo mesmo intervalo histórico. A diferença anual entre as duas séries temporais é considerada como o prêmio de risco esperado atual (DAMODARAN, 2012).

O autor comenta que, apesar de a abordagem de se utilizar o prêmio de risco histórico para projeções futuras ser consenso entre os investidores profissionais, existe uma grande diferença entre os prêmios esperados por diferentes usuários, como bancos de investimento, consultores e empresas. Essa diferença vai desde 4% ao ano para 12% ao ano. Essas diferenças podem ser explicadas por três razões principais: (i) a janela temporal histórica considerada; (ii) o ativo livre de risco selecionado; (iii) a medida de tendência central utilizada, se a média aritmética ou geométrica.

Os dados do mercado americano estão disponíveis a partir de 1926. Entretanto, a escolha da janela temporal a ser utilizada pelo pesquisador é discricionária. Utilizar períodos mais curtos é justificado pelo fato de refletir melhor as expectativas atuais de mercado. Em contrapartida, períodos mais curtos tendem a apresentar um maior ruído. Damodaran (2012) exemplifica esse *trade off* entre períodos mais curtos ou mais longos a partir de uma comparação entre erros-padrão de diversos períodos. Segundo esse autor, entre 1928 e 2000, o desvio-padrão médio foi de 20%. Portanto, o erro-padrão em diferentes janelas temporais pode ser estimado dividindo-se o desvio-padrão médio pela raiz quadrada de n (quantidade de anos), conforme tabela 1. Segundo Damodaran (2012), para se trabalhar com erros- padrão razoáveis, precisa-se considerar períodos mais longos para o cálculo do prêmio de risco histórico.

Tabela 1 - Erro padrão da taxa de retorno de mercado (S&P 500)

Janela histórica temporal (anos)	Erro Padrão
5	$\frac{20}{\sqrt{5}} = 8,94\%$
10	$\frac{20}{\sqrt{10}} = 6,32\%$
25	$\frac{20}{\sqrt{25}} = 4,00\%$
50	$\frac{20}{\sqrt{50}} = 2,83\%$

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação com base em Damodaran (2012).

Conforme Damodaran (2012), existem diversas maneiras de se calcular o retorno esperado para o prêmio de risco de mercado. É necessário, contudo, haver consistência na definição das janelas temporais selecionadas. Se for utilizada uma janela temporal de curto prazo para a taxa de retorno do ativo livre de risco, deve-se também utilizar essa mesma janela temporal para o cálculo da taxa de retorno de mercado, de modo que a diferença entre essas duas taxas possa ser considerada como o prêmio de risco de mercado. De acordo com Damodaran (2012), o mais usual em finanças corporativas e *valuation* é, todavia, utilizar taxas de longo prazo, como os títulos públicos americanos de dez ou trinta anos.

Outro ponto relevante no processo de estimar prêmios históricos é a definição de como serão calculadas as médias do retorno das ações e títulos livres de risco, se via média aritmética simples ou geométrica. Caso seja levado em consideração que os retornos anuais não são correlacionados e que o objetivo é estimar prêmios de risco para o próximo ano, a média aritmética é a melhor estimativa. Caso seja levado em consideração que o próximo período de retorno é mais longo (como cinco ou dez anos), ao invés de apenas um ano, a média geométrica é a melhor medida. A partir da análise dos dados da tabela 2, fica claro que o resultado das combinações entre títulos de curto ou longo prazo e média aritmética ou geométrica pode levar a estimativas bem diferentes, indo desde 4,52% a.a. a 12,67% a.a. (DAMODARAN, 2012).

Tabela 2 - Prêmio de Risco Histórico Americano

Período	S&P vs. Títulos de Curto Prazo		S&P vs. Títulos de Longo Prazo	
	Média aritmética	Média Geométrica	Média Aritmética	Média Geométrica
1928 – 2000	8,41%	7,17%	6,53%	5,51%
1962 – 2000	6,41%	5,25%	5,30%	4,52%
1990 – 2000	11,42%	7,64%	12,67%	7,09%

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação com base em Damodaran (2012).

Veja-se a seguir trecho de nota técnica da ANEEL a respeito da *proxy* para a carteira de mercado utilizada no cálculo do custo de capital próprio.

O prêmio de risco de mercado mede a diferença entre o retorno esperado no mercado acionário (investimento com risco) e o retorno de títulos livre de risco. Para se estimar o prêmio de risco de mercado, subtrai-se a taxa livre de risco do retorno médio anual da série histórica dos retornos do portfólio do mercado de referência. No caso de se usar os Estados Unidos como mercado de referência, uma boa proxy de um portfólio de mercado é o S&P500, que consiste em um índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na Bolsa de Nova York (ANEEL, 2007, p. 14).

A taxa de retorno da carteira de mercado é necessária para se determinar o prêmio de risco de mercado a ser incorporado na equação do CAPM. Como a ANEEL utiliza o mercado americano para estimar o custo de capital das companhias de distribuição de energia brasileiras, o índice S&P 500 é utilizado como *proxy* para a carteira de mercado.

2.2.1.3 Risco sistêmico

De acordo com Sharpe (1964), o risco sistêmico de um ativo, medido pelo beta, representa o risco que esse ativo adiciona a um portfólio diversificado. A diversificação permite ao investidor reduzir todos os tipos de risco, com exceção do risco derivado de mudanças na atividade econômica. Dessa forma, o único risco relevante para o investidor é aquele medido pelo beta.

O procedimento padrão para encontrar o beta de um ativo é conduzir uma regressão linear simples entre os retornos históricos do ativo selecionado em relação aos retornos históricos do índice de mercado adotado como *proxy* para a carteira de mercado. Um procedimento clássico de regressão linear simples irá gerar como resultado uma equação que representa a reta mais ajustada à dispersão dos dados selecionados como se vê na Equação 3.

$$E(R_{it}) - R_f = \alpha_i + \beta_i(E(R_{mt}) - R_f) + \varepsilon_{it} \quad (3)$$

Em que

$E(R_{it}) - R_f$: excesso de *retorno esperado do ativo i*;

α_i : *constante*;

R_f : *taxa de retorno do ativo livre de risco*;

β_i : *beta do ativo i*;

$(E(R_{mt}) - R_f)$: *excesso de retorno esperado da carteira de mercado*;

ε_{it} : *termo de erro*.

O beta da equação de regressão, definido como o coeficiente de inclinação da reta de regressão, pode ser calculado diretamente via Equação 4.

$$\beta_i = \frac{COV_{im}}{VAR_m} \quad (4)$$

Em que

β_i : beta do ativo i ;

COV_{im} : covariância entre retornos do ativo i e retornos da carteira de mercado m ;

VAR_m : variância dos retornos da carteira de mercado m .

Segundo Damodaran (2012), existem três abordagens para a estimação do beta. O primeiro é o uso de retornos históricos do ativo e do índice de mercado de referência. O segundo é via estimação a partir de características intrínsecas do ativo. E o terceiro é a partir de dados contábeis. A abordagem tradicional para a estimação de betas é por meio da regressão dos retornos do ativo em relação aos retornos do índice de referência de mercado. Essa é a maneira que a ANEEL calcula o beta das companhias americanas utilizadas como referência para o mercado brasileiro. A escolha do índice de referência é relevante, visto que o beta representa o risco sistêmico (ou não diversificável) de um ativo em relação a todos os ativos negociados na economia. Na prática, utiliza-se um índice de larga abrangência, como o S&P 500, como *proxy* para a carteira de mercado.

Com o intuito de mostrar o relacionamento entre estrutura de capital e precificação de ativos, Hamada (1972) propõe que o risco do ativo, mensurado através do seu beta, seja dividido entre risco financeiro e risco do negócio. Esse autor destaca que o beta desalavancado da companhia é determinado pelo tipo de negócio que a companhia desempenha e sua alavancagem operacional. O grau de alavancagem operacional, por sua vez, é definido pela estrutura de custos da empresa. Uma companhia com altos custos fixos em relação aos custos totais é tida como uma companhia com alta alavancagem operacional. O beta desalavancado, portanto, é visto como a parcela de risco operacional da empresa. Quando adicionado o risco financeiro, ou seja, o grau de endividamento financeiro, pode-se encontrar o beta alavancado.

Por meio da análise do retorno do ativo sobre o retorno do mercado, encontra-se o beta alavancado, ou seja, influenciado pela estrutura de capital da empresa. Utilizando a equação de Hamada (1972), o beta é reduzido a um valor que representa apenas o risco do negócio, sem a influência da dívida corporativa no risco da empresa, denominado como *asset beta*, sendo expresso pela Equação 5.

$$\beta_u = \frac{\beta_l}{(1 + (1 - t)(D/E))} \quad (5)$$

Em que

β_u : *beta desalavancado (unlevered)*;

β_l : *beta alavancado (levered)*;

t : *alíquota de imposto sobre a renda (tax rate)*;

D : *percentual de dívida (debt) na estrutura de capital*;

E : *percentual de capital próprio (equity) na estrutura de capital*.

Rearranjando a equação do beta desalavancado, retorna-se ao beta alavancado, expresso pela Equação 6.

$$\beta_l = \beta_u (1 + (1 - t)(D/E)) \quad (6)$$

Em que

β_u : *beta desalavancado (unlevered)*;

β_l : *beta alavancado (levered)*;

t : *alíquota de imposto sobre a renda (tax rate)*;

D : *percentual de dívida (debt) na estrutura de capital*;

E : *percentual de capital próprio (equity) na estrutura de capital*.

Além disso, veja-se a seguir trecho de nota técnica da ANEEL em que se explica o uso do beta alavancado no cálculo do custo de capital próprio.

O cálculo do beta envolveu os seguintes passos: i) cálculo do beta alavancado para a amostra de empresas (predominantemente) de distribuição de energia elétrica dos EUA, isto é, os betas das empresas considerando sua estrutura de capital real, que exprime os riscos de negócio e financeiro da empresa; ii) desalavancagem dos betas obtidos para cada empresa, utilizando-se o grau de alavancagem específico de cada empresa e a alíquota de 34% de imposto de renda dos EUA, obtendo assim o beta associado ao risco do negócio (β_i); iii) cálculo da média aritmética desses betas, cujo resultado chamar-se-á de beta desalavancado; e iv) realavancagem dos betas desalavancados das concessionárias de distribuição da amostra relevante, usando-se a estrutura de capital estabelecida sob o enfoque e a alíquota de 34% de impostos, composta de 25% da alíquota do imposto de renda e 9% de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (ANEEL, 2005, p. 21).

Percebe-se, portanto, que a agência reguladora utiliza a abordagem de desalavancagem e realavancagem do beta propostas por Hamada (1972), de forma que o risco sistêmico das companhias americanas utilizadas como referência seja ajustado pela estrutura de capital e alíquota de imposto adequadas ao mercado brasileiro.

2.2.1.4 Risco País

De acordo com Pereiro (2002), a consideração do Risco País nos modelos financeiros é um ajuste indispensável que deve ser feito quando se está avaliando companhias que operam em mercados emergentes. O autor define o Risco País como sendo composto por riscos específicos de um país que abriga o investimento em avaliação. Os riscos específicos podem ser descritos como: (i) risco derivado de conflitos sociais e políticos; (ii) risco de expropriação de ativos privados por parte dos governos; (iii) risco de criação de barreiras que limitem o fluxo de capitais, restringindo, por exemplo, o envio de dividendos para as matrizes das companhias; (iv) risco de desvalorização cambial; (v) risco de *default* associado ao governo central; (vi) risco de hiperinflação.

Segundo IPEA (2018), o EMBI+ Brasil, também chamado de Risco-Brasil é considerado um termômetro da confiança do mercado financeiro em relação à economia brasileira.

O EMBI+ é um índice baseado nos bônus (títulos de dívida) emitidos pelos países emergentes. Mostra os retornos financeiros obtidos a cada dia por uma carteira selecionada de títulos desses países. A unidade de medida é o ponto-base. Dez pontos-base equivalem a um décimo de 1%. Os pontos mostram a diferença entre a taxa de retorno dos títulos de países emergentes e a oferecida por títulos emitidos pelo Tesouro americano. Essa diferença é o spread, ou o spread soberano. O EMBI+ foi criado para classificar somente países que apresentassem alto nível de risco segundo as agências de rating e que tivessem emitido títulos de valor mínimo de US\$ 500 milhões, com prazo de ao menos 2,5 anos (IPEA, 2018, p. 1).

Veja-se a seguir trecho de nota técnica da ANEEL em que se explica o uso EMBI+ como componente do Risco País no cálculo do custo de capital.

O mercado financeiro internacional utiliza como indicador do risco país o índice EMBI+ (*Emerging Markets Bond Index Plus*), ou Índice de Títulos dos Mercados Emergentes, calculado pelo banco J.P. Morgan, com data-base de 31 de dezembro de 1993. Este índice tenta medir com maior precisão o risco país diário para 15 países. A metodologia de cálculo desse índice considera o spread soberano – que é o diferencial do rendimento do título doméstico do país de interesse em relação ao título norte-americano de prazo equivalente. Para o Brasil existe o EMBI+BR. As

vantagens da utilização desse índice são inúmeras, destacando-se: reflete de forma mais fidedigna o risco país do que um só “papel”, já que é uma média de diversos títulos; é resultado de critérios transparentes e objetivos de mensuração; tem uma série consistente, que deve perdurar; e é muito utilizado pelo mercado como o indicador do prêmio de risco país. Esse índice já é cotado como o spread sobre a taxa de juros de títulos do governo dos EUA com mesma *duration*. (ANEEL, 2011, p. 28).

Dessa forma, para refletir no custo de capital regulatório das distribuidoras de energia elétrica o risco inerente ao ambiente de negócios do mercado brasileiro, a ANEEL adiciona um prêmio de Risco País representado pelo indicador EMBI+. Conseqüentemente, espera-se que a adição dessa taxa ao CAPM possa representar melhor o risco incorrido pelos investidores ao investirem em ativos de distribuição de energia no Brasil.

2.2.2 Custo do capital de terceiros

O custo do capital de terceiros representa o custo atual da companhia para tomar recursos emprestados no mercado de forma a financiar novos projetos de investimento. Segundo Damodaran (2012), o custo do capital de terceiros de uma companhia pode, de um modo geral, ser definido pelo somatório da (i) taxa livre de risco com (ii) o risco de crédito da empresa. Para o autor, a maneira mais simples e direta de estimar o custo da dívida de uma companhia é por meio do valor dos seus títulos de dívida negociados no mercado. Conhecendo o valor do título e sua estrutura de cupons e valor de resgate, pode-se calcular a taxa de juros implícita até o vencimento. Para as companhias que não têm títulos negociados, o custo da dívida pode ser estimado via notas de crédito (rating) recebidas de agências de classificação de risco.

Para as companhias que não têm títulos negociados no mercado e nem classificação de risco atribuídas por agências de risco, podem ser utilizados dois caminhos para se estimar o risco de crédito. O primeiro é por intermédio do *spread* cobrado por instituições financeiras que emprestaram recursos para a companhia. O segundo é por meio da atribuição, pelo avaliador, de um rating sintético à companhia analisada.

Damodaran (2012) classificou as companhias de baixa e alta capitalização de mercado de acordo com o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) ou *Interest Coverage Ratio*, em inglês. Para definir a escala de rating, o autor utilizou o rating atribuído pela agência Standard & Poor's (S&P) a cada empresa e o nível do ICSD. De acordo com as

informações da tabela 3, caso uma companhia de baixa capitalização tenha um ICSD de 6,15, sua classificação de risco seria A com o correspondente *spread* de risco de crédito de 1,80%.

Tabela 3 - ICSD e *ratings* para companhias de baixa capitalização

ICSD	Rating	Spread
> 12,5	AAA	0,75%
9,5 a 12,5	AA	1,00%
7,5 a 9,5	A+	1,50%
6,0 a 7,5	A	1,80%
4,5 a 6,0	A-	2,00%
3,5 a 4,5	BBB	2,25%
3,0 a 3,5	BB	3,50%
2,5 a 3,0	B+	4,75%
2,0 a 2,5	B	6,50%
1,5 a 2,0	B-	8,00%
1,25 a 1,5	CCC	10,00%
0,8 a 1,25	CC	11,50%
0,5 a 0,8	C	12,70%
< 0,5	D	14,00%

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação com base em Damodaran (2012).

Conforme os dados da tabela 4, uma companhia de alta capitalização com o mesmo ICSD de 6,15 teria um *rating* A+ e um *spread* de crédito de 1,50%. Os *spreads* encontrados seriam, portanto, adicionados à taxa livre de risco para encontrar o custo de emissão de novas dívidas pela empresa.

Tabela 4 - ICSD e *ratings* para companhias de alta capitalização

ICSD	Rating	Spread
> 8,5	AAA	0,75%
6,5 a 8,5	AA	1,00%
5,5 a 6,5	A+	1,50%
4,25 a 5,5	A	1,80%
3,0 a 4,25	A-	2,00%
2,5 a 3,0	BBB	2,25%
2,0 a 2,5	BB	3,50%
1,75 a 2,0	B+	4,75%
1,5 a 1,75	B	6,50%
1,25 a 1,5	B-	8,00%
0,8 a 1,25	CCC	10,00%
0,65 a 0,80	CC	11,50%
0,20 a 0,65	C	12,70%
< 0,5	D	14,00%

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação com base em Damodaran (2012).

No trecho da nota técnica da ANEEL a seguir, tem-se uma explicação de como é obtido o custo do capital de terceiros utilizado no cálculo do custo médio ponderado de capital.

O custo do capital de terceiros é o retorno que os credores da dívida da empresa demandam ao realizar novos empréstimos a esta. Pode-se calcular o custo de capital de terceiros nominal a partir das últimas emissões de dívida feitas por empresas do setor de interesse. Uma forma alternativa de estimá-lo, caso não haja um número suficiente e regular de emissões, seria a partir da taxa livre de risco mais os prêmios associados aos diversos riscos de empréstimos ao setor regulado de interesse: risco de crédito e risco país. Para o custo de capital de terceiros propõe-se uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, trata-se de adicionar à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. Esse enfoque impede que as tarifas sejam afetadas por uma gestão financeira imprudente na captação de recursos de terceiros ou por decisões de captação de dívidas vinculadas a outros interesses, contrários à eficiência máxima. (ANEEL, 2011, p. 34).

Dessa forma, a metodologia adotada pela ANEEL para definição do custo do capital de terceiros nos CRTPs adiciona o prêmio de Risco País às duas variáveis citadas por Damodaran (2012) como mostra a Equação 7.

$$R_d = R_f + R_c + R_B \quad (7)$$

Em que

R_d : *custo do capital de terceiros*;

R_f : *taxa de retorno do ativo livre de risco*;

R_c : *prêmio de risco de crédito*;

R_B : *prêmio de Risco País*.

Portanto, para calcular o custo do capital de terceiros, a ANEEL parte da taxa de retorno do ativo livre de risco e adiciona prêmios de risco para refletir melhor o custo total para se emprestar recursos a uma distribuidora de energia elétrica brasileira.

2.2.3 Estrutura de capital

A definição do custo de capital de uma empresa, cujos recursos são utilizados para se adquirir ativos com fluxos de caixa incertos, é, segundo Modigliani e Miller (1958), uma questão abordada diferentemente por três classes de economistas. O especialista em finanças

corporativas tem seu foco nas maneiras de financiar a empresa de modo a garantir sua sobrevivência e crescimento. O especialista em gestão busca encontrar os melhores caminhos para financiar o orçamento de capital da companhia. E o economista teórico está preocupado em explicar o comportamento dos investidores nos níveis micro e macro.

Modigliani e Miller (1958) destacam que as decisões de investimento e financiamento por parte dos gestores da companhia são independentes e apenas as decisões de investimento são capazes de adicionar valor à companhia. Eles defenderam a ideia de *irrelevância da estrutura de capital* e apresentaram duas proposições. Na primeira proposição, os autores argumentam que captar recursos de terceiros não impacta o valor da firma e que o valor de uma empresa endividada é o mesmo de uma empresa não endividada. Eles argumentam que, se fosse possível alterar o valor da companhia por meio de endividamento, os agentes de mercado iriam agir para obter ganhos com a arbitragem. Na segunda proposição, os autores afirmam que o custo do capital próprio de uma empresa endividada seria maior do que o custo do capital próprio de uma empresa não endividada, o que compensaria, na proporção exata, os ganhos advindos da utilização de capital de terceiros. De acordo com essa ideia, o WACC (proposição II) deverá se manter constante mesmo que ocorram mudanças na proporção de capital de terceiros e capital próprio na companhia.

As premissas adotadas por Modigliani e Miller (1958) para desenvolver a ideia de irrelevância da estrutura de capital são: (i) ausência de impostos; (ii) ausência de custos de transação; (iii) ausência de risco para os recursos de terceiros; (iv) simetria de informações entre gestores e investidores; (v) condições iguais para investidores e companhias tomarem recursos no mercado.

Posteriormente, ao considerarem um ambiente com impostos, Modigliani e Miller (1963) alteraram as proposições I e II de Modigliani e Miller (1958). Essas proposições foram relaxadas, sendo reescritas como: (i) o valor de uma empresa endividada é igual ao valor de uma empresa não endividada, somado ao benefício fiscal; (ii) quanto maior o endividamento de uma companhia, menor o WACC. Isso porque os juros pagos pela companhia, ao tomar recursos emprestados, são dedutíveis da base de cálculo do imposto de renda. No Brasil, essa dedução fiscal ocorre apenas quando a companhia opera sob o regime tributário de Lucro Real. Portanto, uma companhia mais alavancada paga mais juros e, conseqüentemente, o valor deduzido da base de cálculo do Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) é maior, diminuindo, assim, a base de cálculo do tributo e, como resultado, pagando menos tributos. Como conclusão, Modigliani e Miller (1963) sugerem que uma empresa deveria buscar o maior nível de alavancagem para

sua estrutura de capital. Entretanto, na prática, condições impostas pelos credores tornam tal cenário inexistente, visto que o risco de uma empresa altamente alavancada não honrar seus compromissos financeiros seria alto.

Myers e Majluf (1984) abordam a teoria da sinalização, em que as decisões financeiras tomadas pelos gestores têm um caráter informacional para o mercado. Os autores entendem que existe uma assimetria de informações entre os administradores das companhias e o mercado. O resultado desse estudo é que as companhias devem manter uma alavancagem moderada para aproveitar as oportunidades de investimento sem a emissão de novas ações, o que poderia ser interpretado pelo mercado como sinal de necessidade de caixa.

Os autores destacam que não haveria uma estrutura de capital ótima, mas, sim, uma preferência em relação às fontes de financiamento a que uma empresa tem acesso. A ordem da preferência seria: (i) lucros retidos; (ii) emissão de dívida; (iii) emissão de ações. Myers e Majluf (1984) explicam que o uso de recursos gerados pelo fluxo de caixa da companhia passaria uma boa impressão ao mercado, ao passo que o uso de recursos externos pode sinalizar fragilidade financeira especialmente no caso de emissão de novas ações.

Veja-se, no trecho a seguir da nota técnica da ANEEL, a definição da estrutura de capital adotada no cálculo do custo médio ponderado de capital.

A definição da estrutura de capital para efeito do cálculo da remuneração do capital a ser incluída nas tarifas baseou-se no fato de que, no mundo real, as empresas estão permanentemente tentando reduzir seu custo de financiamento mediante uma composição adequada de capital próprio e dívidas no capital total. Para tanto, buscam encontrar o grau ideal de alavancagem – participação de dívidas no capital total – dado que o custo de capital de terceiros é mais barato que o custo de capital próprio, porém existe uma restrição dada pelo risco de default associado a elevados graus de alavancagem. Isso justifica uma abordagem regulatória para a participação dos capitais no capital total a ser remunerado, aqui denominada de estrutura ótima de capital. Além da estrutura de capital das concessionárias de distribuição do Brasil, considerou-se a estrutura verificada em países que adotam o mesmo regime regulatório que o Brasil, porém, com mais tempo de funcionamento do regime regulatório e, portanto, de maturação das empresas reguladas. Assim, a estrutura ótima de capital baseou-se em dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica dos seguintes países que utilizam o regime regulatório de preços máximos: Argentina, Chile, Brasil, Austrália e Grã-Bretanha. A partir da análise do comportamento da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) dessas empresas, foi obtida a estrutura ótima de capital para as concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2005, p. 25).

No cálculo do custo de capital regulatório, a ANEEL considera uma estrutura ótima, levando-se em conta companhias de outros países que adotam o mesmo regime regulatório do Brasil.

2.2.4 Custo médio ponderado de capital – WACC

Para compor sua estrutura de capital, toda companhia precisa decidir entre levantar recursos via capital próprio ou capital de terceiros. Por capital próprio, entendem-se os lucros retidos pela companhia, ou seja, a parcela dos lucros que não foi distribuída como dividendos e, também, o aporte de novos recursos por parte dos sócios atuais ou novos sócios. Já o capital de terceiros refere-se a instrumentos de dívida, ou seja, obrigações financeiras, sejam elas dívidas bancárias, debêntures, *bonds* ou outras. A decisão por uma fonte de recursos ou outra deve ter como finalidade principal minimizar o custo médio ponderado de capital – WACC. Quanto menor o WACC, maior o valor da companhia. Como o objetivo central dos gestores é gerar valor aos acionistas, minimizar o WACC tem papel relevante nas decisões financeiras dos administradores da sociedade (DAMODARAN, 2012).

O Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC), ou WACC, representa o custo médio do capital da empresa, considerando o custo do capital próprio e o custo do capital de terceiros, conforme Equação 8.

$$WACC = [k_e \cdot E / (D + E)] + [k_d \cdot (1 - t) \cdot D / (D + E)] \quad (8)$$

Em que

WACC: *Weighted Average Cost of Capital*;

K_e : *custo do capital próprio*;

K_d : *custo do capital de terceiros*;

t : *alíquota de imposto sobre a renda (tax rate)*;

D : *percentual de dívida (debt) na estrutura de capital*;

E : *percentual de capital próprio (equity) na estrutura de capital*.

Torna-se importante notar que o custo de capital de terceiros é considerado após ajuste pelos impostos, visto que os juros pagos são descontados da base de cálculo do imposto de renda. Desse modo, existe um incentivo fiscal ao tomar recursos emprestados, de forma que o custo da dívida é reduzido em trinta e quatro por cento – somatório da alíquota de imposto de renda da pessoa jurídica (vinte e cinco por cento) com a alíquota de imposto da contribuição social sobre o lucro líquido (nove por cento).

3 METODOLOGIA

3.1 Tipo de pesquisa

Este trabalho consistiu na condução de uma pesquisa quantitativa descritiva, com o objetivo de propor uma alteração na metodologia utilizada pela ANEEL para mensurar o WACC regulatório de forma a contribuir para a metodologia de definição do custo de capital que comporá a tarifa de energia.

De acordo com Cooper e Schindler (2014), a pesquisa descritiva é utilizada para a identificação e obtenção de informações acerca de determinado problema. Esse tipo de pesquisa envolve a coleta de dados para a atribuição de características ao fenômeno estudado.

Para Aaker, Kumar e Day (2004), a pesquisa descritiva utiliza os dados coletados para a formulação de hipóteses, sem necessariamente definir as relações de causalidade entre as variáveis analisadas.

3.2 Amostra e dados

As características das variáveis utilizadas neste trabalho são apresentadas no quadro 3. A taxa de retorno do ativo livre de risco e a taxa de retorno da carteira de mercado têm o mesmo período amostral. Isso porque, para calcular o prêmio de risco de mercado (diferença entre a taxa de retorno da carteira de mercado e a taxa de retorno do ativo livre de risco), ambas as variáveis devem apresentar o mesmo período. O Risco País começou a ser medido pelo banco *J.P. Morgan* somente a partir do início da vigência do Plano Real na economia brasileira. Já a taxa de inflação americana tem a série temporal mais longa. É importante notar que todas as variáveis, independentemente da frequência na qual os dados foram coletados, são apresentadas em base anual, ou seja, representam a taxa equivalente para um período de 12 meses.

Quadro 3 - Características dos componentes utilizados

Parâmetro	Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco	Taxa de Retorno de Mercado	Risco País	Inflação Americana
Período	out/1984 a set/2017	out/1984 a set/2017	abr/1994 a jul/2018	jan/1948 a jun/2018
Nº Observações	8.145	396	6.049	846
Frequência	Diária	Mensal	Diária	Mensal
Medida	Anual	Anual	Anual	Anual

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação com base nas notas técnicas da ANEEL.

De forma a comparar os resultados obtidos pela agência reguladora com os resultados alcançados nesta análise, optou-se por trabalhar com a mesma base de dados adotada nos processos de revisão tarifária conduzidos pela ANEEL. Foram utilizados, portanto, os mesmos dados empregados pela ANEEL para o cálculo do custo de capital regulatório nos cinco CRTPs já implementados. Com o objetivo de obter transparência no processo de revisão tarifária, a agência reguladora disponibiliza, em seu site na internet, um arquivo em *Excel* com os dados utilizados em cada CRTP.

O foco deste trabalho são os componentes do WACC regulatório que apresentam séries temporais longas. Como série temporal longa, adotou-se a premissa de uma série que apresente uma janela temporal superior a cinco anos. Das doze variáveis utilizadas pela ANEEL no cálculo do custo de capital regulatório, apenas quatro foram abordadas neste estudo como se pode ver no quadro 4.

Quadro 4 - Componentes com Série Temporal Longa

Nº	Variável
1	Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco
2	Taxa de Retorno da Carteira de Mercado
3	Taxa de Inflação Americana
4	Risco País

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

Outras três variáveis componentes (prêmio de risco regulatório, prêmio de risco cambial e beta) do WACC regulatório apresentam séries temporais longas não foram, porém, consideradas neste estudo. Dois componentes não foram levados em conta porque o seu uso foi descontinuado pelo órgão regulador nos três últimos CRTPs: (i) o prêmio de risco regulatório (representado pelo diferencial de risco entre os regimes PC e COS); (ii) o prêmio de risco cambial.

O risco sistêmico, representado pelo beta, também não pode ser obtido a partir da metodologia proposta neste estudo porque o grupo de companhias americanas utilizadas como referência para seu o cálculo foi alterado para cada CRTP. Devido aos movimentos de fusões, aquisições, incorporações e outros, a ANEEL avaliava para cada CRTP quais companhias americanas deveriam ser utilizadas como *benchmark* para o cálculo do beta de referência. Dessa forma, devido ao fato de a base de companhias elegíveis como *benchmark* para o setor elétrico brasileiro não ser constante ao longo do tempo, não há como considerar uma série temporal de longo prazo (acima de cinco anos) para a variável beta. Ou seja, seria inviável regredir os retornos de um único grupo de companhias americanas em relação ao índice de mercado S&P 500 para uma janela temporal longa.

Para os cinco CRTPs já ocorridos, a ANEEL utilizou, como referência para a taxa de retorno do ativo livre de risco, o título americano com vencimento em dez anos (UST10). A medida estatística utilizada foi a média aritmética para determinado período selecionado. Os períodos utilizados como referência para os cinco ciclos estão descritos na tabela 5.

Tabela 5 - Taxas de retorno do ativo livre de risco utilizadas nos CRTPs

CRTP	Referência	Taxa	Medida	Período	Duração (anos)
1°	UST10	6,01%	Média Aritmética	mar/1995 a jun/2002	7
2°	UST10	5,32%	Média Aritmética	mar/1995 a jun/2006	11
3°	UST10	4,87%	Média Aritmética	jan/1995 a dez/2010	16
4°	UST10	5,64%	Média Aritmética	out/1984 a set/2014	30
5°	UST10	4,94%	Média Aritmética	out/1987 a set/2017	30

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação com base nas notas técnicas da ANEEL.

Durante as cinco revisões tarifárias, a ANEEL utilizou o índice S&P 500 como referência para a carteira de mercado, adotando a média aritmética para calcular o retorno médio de um ativo de risco. Assim como a taxa livre de risco, houve uma tendência à padronização do tamanho da série temporal nos dois últimos ciclos de revisão tarifária, quando foi considerado um período de trinta anos para o procedimento de cálculo da média aritmética como se mostra na tabela 6.

Tabela 6 - Taxas de retorno da Carteira de Mercado utilizadas nos CRTPs

CRTP	Referência	Taxa	Medida	Período	Duração (anos)
1º	S&P 500	13,77%	Média Aritmética	1926 a 2000	74
2º	S&P 500	11,41%	Média Aritmética	1928 a 2006	78
3º	S&P 500	10,69%	Média Aritmética	1928 a 2010	82
4º	S&P 500	13,20%	Média Aritmética	out/1984 a set/2014	30
5º	S&P 500	11,52%	Média Aritmética	out/1987 a set/2017	30

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação com base nas notas técnicas da ANEEL.

Para obter o beta das companhias brasileiras de distribuição de energia elétrica, a ANEEL calcula, inicialmente, os betas alavancados de companhias americanas, *benchmark* para o mercado brasileiro. Em seguida, efetua a desalavancagem dos betas de acordo com a estrutura de capital dessas companhias e, por fim, realiza a realavancagem a partir da estrutura de capital das companhias brasileiras. Na tabela 7 apresentam-se os valores dos betas desalavancados utilizados pela ANEEL nos cinco CRTPs. Pode-se notar que a ANEEL padronizou a janela temporal a partir do segundo CRTP, considerando um período histórico de cinco anos, conforme recomenda Damodaran (2012).

Tabela 7 - Betas utilizados pela ANEEL nos CRTPs

CRTP	Qtd Cias ¹	Beta Desalavancado	Medida	Período	Duração (anos)
1º	15	0,1590	Média Aritmética	mar/1995 a jun/2002	7
2º	20	0,2950	Média Aritmética	jul/2001 a jun/2006	5
3º	29	0,4100	Média Aritmética	jan/2006 a dez/2010	5
4º	27	0,4320	Média Aritmética	out/2009 a set/2014	5
5º	23	0,3931	Média Aritmética	out/2012 a set/2017	5

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação com base nas notas técnicas da ANEEL.

Notas - ¹Qtd Cias equivale à abreviação de quantidade de companhias.

A ANEEL adota o indicador EMBI+ (*Emerging Markets Bond Index Plus*), calculado pelo banco *J.P. Morgan*, como referência para o Risco País referente ao Brasil, conforme os dados ilustrados na tabela 8.

Tabela 8 - Medidas de Risco País utilizadas nos CRTPs

CRTP	Referência	Taxa	Medida	Período	Duração (anos)
1º	EMBI+BR	4,08%	Média Aritmética	abr/1994 a ago/2002	8
2º	EMBI+BR	4,01%	Média Aritmética	abr/1994 a jun/2006	12
3º	EMBI+BR	4,25%	Média Aritmética	jan/2000 a dez/2010	11
4º	EMBI+BR	2,62%	Mediana	out/1999 a set/2014	15
5º	EMBI+BR	2,50%	Mediana	out/2003 a set/2017	14

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação com base nas notas técnicas da ANEEL.

Durante os cinco CRTPs, a ANEEL utilizou, como parâmetro para o risco de crédito das companhias distribuidoras de energia elétrica, os *ratings* de crédito global, em moeda local, atribuídos pela agência de classificação de risco Moody's, os quais estão apresentados na tabela 9.

Tabela 9 - Prêmio de risco de crédito considerado nos CRTPs

C RTP	Referência	Qtd Empresas	Taxa	Medida	Período	Duração (anos)
1º	Rating Moody's	Não informado (rating Ba1)	3,67%	Média Aritmética	abr/1994 a ago/2002	8
2º	Rating Moody's	11 empresas (rating Ba2)	2,96%	Média Aritmética	abr/1994 a jun/2006	12
3º	Rating Moody's	13 empresas (rating Baa3)	2,14%	Média Aritmética	jan/2005 a dez/2010	6
4º	Rating Moody's	15 empresas (rating entre B2 e Baa2)	3,37%	Mediana	out/1999 a set/2014	15
5º	Rating Moody's	8 empresas (rating entre B1 a Ba3)	4,44%	Média Aritmética	nov/1999 a out/2014	15

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação com base nas notas técnicas da ANEEL.

Para o 5º CRTP, especificamente, as companhias listadas na tabela 10 foram as utilizadas para o cálculo do risco de crédito médio.

Tabela 10 - Companhias utilizadas para o cálculo do risco de crédito no 5º CRTP

Companhia	Rating	Spread
Celesc D	Ba3	4,16%
Cemig D	B2	5,09%
Celesc	B1	4,46%
Cemig	B2	5,09%
EDP	Ba2	3,91%
Energisa	Ba2	3,91%
Light	B1	4,46%
Light SESA	B1	4,46%
Média		4,44%

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação com base nas notas técnicas da ANEEL.

O detalhamento dos componentes utilizados para o cálculo do custo do capital próprio, do custo do capital de terceiros e da proporção de cada fonte de recursos na estrutura de capital, bem como o resultado do WACC regulatório adotado pela ANEEL nos cinco CRTPs estão apresentados na tabela 11.

Tabela 11 - WACC regulatório adotado nos CRTPs

WACC Regulatório	1ºCRTP	2ºCRTP	3ºCRTP	4ºCRTP	5ºCRTP
Custo do Capital Próprio Nominal (R\$)	17,46%	15,82%	13,43%	13,58%	11,65%
Custo do Capital Próprio Real (R\$)	14,71%	12,88%	10,72%	10,90%	9,57%
Prêmio de Risco de Mercado	7,76%	6,09%	5,82%	7,56%	6,58%
Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco	6,01%	5,32%	4,87%	5,64%	4,94%
Taxa de Retorno da Carteira de Mercado	13,77%	11,41%	10,69%	13,20%	11,52%
Beta Final	0,692	0,773	0,741	0,703	0,640
Beta Alavancado	0,264	0,555	0,741	0,703	0,640
Beta Desalavancado	0,159	0,295	0,410	0,432	0,393
IRPJ + CSLL	34%	34%	34%	34%	34%
Ajuste do Beta (Risco Regulatório)	0,428	0,218	0,000	0,000	0,000
Prêmio de Risco Brasil	4,08%	4,01%	4,25%	2,62%	2,50%
Prêmio de Risco Cambial	2,00%	1,78%	0,00%	0,00%	0,00%
Taxa de Inflação Americana	2,40%	2,60%	2,45%	2,41%	1,90%
Custo do Capital de Terceiros Nominal (R\$)	15,76%	14,07%	11,26%	11,63%	11,88%
Custo do Capital de Terceiros Real (R\$)	8,61%	7,38%	5,68%	5,94%	6,47%
Taxa Livre de Risco	6,01%	5,32%	4,87%	5,64%	4,94%
Prêmio de Risco Brasil	4,08%	4,01%	4,25%	2,62%	2,50%
Risco de Crédito	3,67%	2,96%	2,14%	3,37%	4,44%
Prêmio de Risco Cambial	2,00%	1,78%	0,00%	0,00%	0,00%
Estrutura de Capital					
Proporção de Capital Próprio	50,00%	42,84%	45,00%	51,24%	51,24%
Proporção de Capital de Terceiros	50,00%	57,16%	55,00%	48,76%	48,76%
WACC Nominal (R\$)	16,61%	14,82%	12,24%	12,63%	11,76%
WACC Real (R\$)	11,66%	9,74%	7,94%	8,48%	8,06%

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação com base nas notas técnicas da ANEEL.

Esses resultados de WACC regulatório foram comparados aos valores obtidos neste estudo a partir da metodologia proposta de se utilizar modelos de séries temporais para realizar a previsão das séries temporais longas dos componentes tarifários: (i) Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco; (ii) Taxa de Retorno da Carteira de Mercado; (iii) Taxa de Inflação Americana; (iv) Risco País. Na seção que se segue são apresentados os procedimentos adotados para conduzir o estudo empírico.

3.3 Método de análise dos dados

Este estudo se valeu de modelos de séries temporais univariadas para projetar variáveis financeiras. Segundo Brooks (2008), os modelos de séries temporais univariadas são um tipo de especificação em que se tenta prever o comportamento de variáveis financeiras a partir, exclusivamente, dos seus valores passados e dos valores correntes e passados do termo de erro.

Brooks (2008) destaca que os modelos univariados podem ser contrastados com os modelos estruturais, também classificados como multivariados, em que se tenta explicar o comportamento de uma variável (variável dependente) em função dos movimentos de outra ou outras variáveis (variável explicativa). Modelos de séries temporais costumam não ser baseados em modelos teóricos, mas são uma tentativa de capturar características relevantes dos dados que podem ter surgido de diferentes modelos estruturais.

Segundo Tsay (2010), a correlação entre a variável de interesse e seus valores passados é o foco da análise de séries temporais. A autocorrelação, também denominada correlação serial, é a ferramenta básica para se analisar a estacionariedade das séries temporais.

Seguindo o método proposto por Box, Jenkins e Reinsel (1978) para a construção de um modelo estocástico, os resultados deste trabalho serão apresentados conforme as quatro etapas definidas nos objetivos específicos, sendo elas: (i) testar a estacionariedade das séries temporais longas relacionadas aos componentes tarifários de energia elétrica; (ii) transformar as séries temporais com comportamento não estacionário em séries estacionárias; (iii) projetar, por meio de modelos de séries temporais, os componentes tarifários de série longa; (iv) recalcular o WACC regulatório dos cinco CRTPs por meio dos novos valores das variáveis projetadas pela metodologia proposta neste trabalho e comparar com o WACC regulatório calculado pela ANEEL nos cinco CRTPs.

3.3.1 Testes de estacionariedade

Ao se trabalhar com séries temporais, supõe-se que os dados utilizados sejam estacionários. Segundo Gujarati e Porter (2011), um processo é considerado estacionário se suas média e variância forem constantes ao longo do tempo e a covariância entre dois períodos depender apenas do intervalo entre esses dois períodos. Caso a série temporal seja não-estacionária, suas média e variância variam com o tempo, e o seu comportamento pode ser estudado apenas para o período selecionado, ou seja, não será possível fazer previsões para períodos futuros a partir de dados passados.

Similarmente, Brooks (2008) descreve que, para um processo gerador de dados ser estacionário, ele deve ter uma média (Equação 9), variância (Equação 10) e covariância (Equação 11) constantes ao longo do tempo.

$$E(Y_t) = \mu \quad (9)$$

$$E(Y_t - \mu)(Y_{t-k} - \mu) = \sigma^2 < \infty \quad (10)$$

$$E(Y_{t_1} - \mu)(Y_{t_2} - \mu) = Y_{t_2-t_1} \quad \forall t_1, t_2 \quad (11)$$

De acordo com Brooks (2008), a maioria das séries temporais financeiras e econômicas têm raiz unitária, apesar de algumas séries serem estacionárias e outras terem até duas raízes unitárias, como as séries de preços do consumidor e de salários nominais.

Nesta pesquisa, o início do processo de análise de dados consistiu em testar a estacionariedade das séries temporais longas relacionadas aos componentes tarifários de energia elétrica, objetos deste estudo, que são: (i) Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco; (ii) Taxa de Retorno da Carteira de Mercado; (iii) Taxa de Inflação Americana; (iv) Risco País.

Conforme Gujarati e Porter (2011), há três métodos que podem ser utilizados para avaliar a estacionariedade da série temporal: (i) a análise gráfica; (ii) o teste de correlograma; (iii) o teste de raiz unitária.

Por meio da análise gráfica, plotam-se em um gráfico os dados objeto de análise para avaliar visualmente a existência de alguma tendência ou sazonalidade na série temporal, sugerindo que a média dos dados foi modificada ao longo do tempo. A partir da identificação de tendência ou sazonalidade, pode-se construir uma intuição sobre a construção do modelo de previsão, assim como ajustar os dados para que não produzam resultados viesados. Esse método foi utilizado neste estudo para analisar as séries longas supracitadas.

O segundo teste para a estacionariedade da série temporal consiste na utilização do correlograma amostral. Por meio da coluna de autocorrelação do correlograma, pode-se identificar se a correlação é maior do que zero para as diversas defasagens da variável em análise. Em uma série temporal de ruído branco, as autocorrelações são próximas a zero nas defasagens identificadas (GUJARATI e PORTER, 2011).

Segundo Brooks (2008), em um processo de ruído branco, média e variância são constantes e a autocovariância é zero. Portanto, a função de autocorrelação detalhada no correlograma em um processo de ruído branco será zero.

No caso de um correlograma amostral de uma série de passeio aleatório, Gujarati e Porter (2011) comentam que os coeficientes de autocorrelação nas diversas defasagens são muito altos, diminuindo à medida que a defasagem aumenta.

Para verificar a estacionariedade de uma série temporal, sobretudo nos estudos empíricos que envolvem dados de séries financeiras, vale-se, também, do teste de raiz unitária. Se $\rho = 1$, a Equação 12 torna-se um modelo de passeio aleatório sem deslocamento, ou seja, um processo estocástico não estacionário. Portanto, caso seja feita a regressão de Y_t em relação ao seu valor defasado de um período, Y_{t-1} , e o ρ estimado for estatisticamente igual a 1, Y_t será considerado não estacionário (GUJARATI e PORTER, 2011).

$$Y_t = \rho Y_{t-1} + u_t \quad -1 \leq \rho \leq 1 \quad (12)$$

Em que

Y_t : valor de Y no tempo t ;

Y_{t-1} : valor de Y no tempo $t-1$;

ρ : correlação do valor de Y no tempo t (Y_t) com o seu valor no tempo $t-1$ (Y_{t-1});

u_t : termo de erro de ruído branco no tempo t .

Dickey e Fuller (1979) foram pioneiros ao testarem a raiz unitária de séries temporais e, por isso, há alguns testes importantes de raiz unitária que receberam o nome desses pesquisadores. Dentre eles, o teste de Dickey-Fuller (DF) é estimado de três diferentes formas, ou seja, de acordo com três hipóteses nulas. São elas: (i) Y_t é um passeio aleatório (Equação 13); (ii) Y_t é um passeio aleatório com deslocamento (Equação 14); (iii) Y_t é um passeio aleatório com deslocamento e tendência determinística (Equação 15) (BROOKS, 2008).

$$\Delta Y_t = \delta Y_{t-1} + u_t \quad (13)$$

$$\Delta Y_t = \beta_1 + \delta Y_{t-1} + u_t \quad (14)$$

$$\Delta Y_t = \beta_1 + \beta_2 t + \delta Y_{t-1} + u_t \quad (15)$$

Segundo Gujarati e Porter (2011), o teste Dickey-Fuller aumentado (DFA) é utilizado quando os termos de erro u_t são correlacionados. O DFA é realizado por meio dos valores defasados da variável dependente ΔY_t e consiste em estimar a Equação 16 a seguir:

$$\Delta Y_t = \beta_1 + \beta_2 t + \delta Y_{t-1} + \sum_{i=1}^m \alpha_i \Delta Y_{t-1+i} + \varepsilon_t \quad (16)$$

Em que

ΔY_t : valor de Y no tempo t ;

β_1 : termo constante;

β_2 : coeficiente de inclinação da variável tempo;

Y_{t-1} : valor de Y no tempo $t-1$;

ε_t : termo de erro de ruído branco puro no tempo t .

Brooks (2008) comenta que Phillips e Perron (1988) desenvolveram uma teoria mais abrangente de raiz unitária não estacionária. O teste Phillips-Perron (PP) é similar ao ADF, mas incorpora uma correção automática ao teste DF para a existência de autocorrelação entre os resíduos. A hipótese nula do teste PP indica a presença de raiz unitária, ou seja, não estacionariedade. Para que se possa rejeitar a hipótese nula (comprovar a estacionariedade) e adotar a série original nos modelos de previsão, deve-se encontrar uma estatística t que possua valores maiores do que os valores críticos indicados para cada nível de significância.

Outra opção para o teste de raiz unitária é o teste KPSS (KWALTKOWSKI *et al.*, 1992). O teste KPSS é estruturado de maneira oposta aos testes ADF e PP. A hipótese nula do teste KPSS testa a estacionariedade na série temporal. Para que não se rejeite a hipótese nula e se comprove, consequentemente, a estacionariedade da série, a estatística LM deve ser maior do que os valores críticos indicados para cada nível de significância. Comprovando-se a estacionariedade, a série temporal pode ser utilizada para previsões. Em caso contrário, deve-se proceder ao tratamento da série para a correção da raiz unitária.

Neste estudo, realizaram-se os três testes de raiz unitária mencionados, isto é, ADF, PP e KPSS.

3.3.2 Transformação das séries temporais não estacionárias

Após a realização dos testes de estacionariedade apresentados na seção anterior, a próxima etapa da metodologia consistiu em transformar as séries identificadas como não estacionárias em estacionárias.

Para evitar o problema da regressão espúria que pode surgir ao se rodar uma regressão de uma série temporal não estacionária, é preciso transformar as séries não estacionárias em estacionárias. O processo de diferença estacionária é uma alternativa. Caso a série temporal tenha uma raiz unitária, ou seja, não estacionária, as primeiras diferenças dessas séries temporais são estacionárias (GUJARATI; PORTER, 2011).

Segundo Brooks (2008), se uma série temporal Y_t , dita não estacionária, precisa ser diferenciada d vezes antes de se tornar estacionária, a série é denominada integrada de ordem d . A notação estatística para uma série integrada é descrita como $Y_t \sim I(d)$. Uma série $I(0)$ é dita estacionária, enquanto uma série $I(1)$ contém uma raiz unitária. Uma série $I(2)$ contém duas raízes unitárias, portanto, requer duas diferenciações para levar a um processo estacionário. A maioria das séries financeiras e econômicas contém uma raiz unitária. Por meio da diferenciação de primeira ordem, subtrai-se do valor da variável no tempo t o seu valor do tempo $t-1$. Posteriormente, subtrai-se do valor $t-1$ o valor $t-2$. O processo é aplicado para toda a série temporal, de modo que se encontra uma nova série temporal composta pelas diferenças de primeira ordem.

Outra alternativa para a transformação de séries não estacionárias consiste na utilização do método de Hodrick e Prescott (1977). Este método é indicado especialmente para o tratamento de séries não estacionárias com tendência. O filtro de Hodrick-Prescott (HP) remove o componente cíclico de uma série temporal, de forma a obter uma curva suavizada que possa representar melhor os dados no longo prazo.

As séries temporais identificadas como não estacionárias neste estudo foram transformadas em estacionárias por meio do processo HP.

3.3.3 Previsão por meio de modelos de séries temporais

Após a execução da primeira (teste de estacionariedade) e segunda (transformação das séries temporais não estacionárias) etapas, passa-se à previsão das séries temporais. De modo geral, existem oito abordagens para a previsão econômica baseada em séries temporais: (i) métodos de suavização exponencial; (ii) modelos de regressão uniequacionais; (iii) modelos de regressão de equações simultâneas; (iv) modelos de vetores autorregressivos; (v) processo autorregressivo – AR; (vi) processo de médias móveis – MA; (vii) processo autorregressivo de médias móveis – ARMA; e (viii) processo autorregressivo integrado de médias móveis – ARIMA (GUJARATI e PORTER, 2011).

Gujarati e Porter (2011) também observam que um processo ARIMA $(p, 0, 0)$ é semelhante a um processo AR (p) puramente estacionário. Da mesma forma, um processo ARIMA $(0, 0, q)$ é semelhante a um processo MA (q) puramente estacionário.

Neste trabalho, propôs-se o uso da metodologia de Box, Jenkins e Reinsel (1978) para conduzir as projeções das variáveis selecionadas do custo de capital regulatório, visto que ela trata a não estacionariedade das séries temporais longas. Segundo Gujarati e Porter (2011), a metodologia Box, Jenkins e Reinsel (1978) foca a análise probabilística das propriedades da própria série temporal. Dessa forma, os valores projetados são explicados pelos seus valores passados ou defasados.

Em síntese, Box, Jenkins e Reinsel (1978) descrevem que uma série temporal pode ser modelada de diversas formas, tais como:

- i. Processo autorregressivo (AR);
- ii. Processo de média móvel (MA);
- iii. Processo autorregressivo de médias móveis (ARMA);
- iv. Processo autorregressivo integrado de médias móveis (ARIMA).

Em um processo AR de primeira ordem – AR (1) – de uma série estacionária, o valor de Y_t depende de alguma proporção do seu valor no período anterior (Y_{t-1}) e de um termo aleatório, conforme Equação 17.

$$(Y_t - \delta) = \alpha_1(Y_{t-1} - \delta) + u_t \quad (17)$$

Em que

Y_t : valor de Y no tempo t ;

δ : média de Y_t ;

α_1 : proporção do valor de Y_{t-1} ;

Y_{t-1} : valor de Y no tempo $t-1$;

u_t : termo de erro de ruído branco no tempo t .

De forma mais geral, pode-se definir o processo AR (p) em séries estacionárias segundo a Equação 18.

$$(Y_t - \delta) = \alpha_1(Y_{t-1} - \delta) + \alpha_2(Y_{t-2} - \delta) + \dots + \alpha_p(Y_{t-p} - \delta) + u_t \quad (18)$$

Em que

Y_t : valor de Y no tempo t ;

δ : média de Y_t ;

α_p : proporção do valor de Y_{t-p} ;

Y_{t-p} : valor de Y no tempo $t-p$;

u_t : termo de erro de ruído branco no tempo t .

Em um processo de média móvel de primeira ordem, também definido como MA (1), Y_t será igual a uma constante mais uma média móvel dos termos de erro atuais e históricos conforme Equação 19.

$$Y_t = \mu + \beta_0 u_t + \beta_1 u_{t-1} \quad (19)$$

Em que

Y_t : valor de Y no tempo t ;

μ : termo constante;

β : proporção do valor do termo de erro;

u : termo de erro de ruído branco no tempo t .

De forma mais geral, pode-se definir o processo MA (q) segundo a Equação 20:

$$Y_t = \mu + \beta_0 u_t + \beta_1 u_{t-1} + \dots + \beta_q u_{t-q} \quad (20)$$

Em que

Y_t : valor de Y no tempo t ;

μ : termo constante;

β : proporção do valor do termo de erro;

u : termo de erro de ruído branco no tempo t .

É possível também que Y apresente características de um processo AR juntamente com características de um processo MA, conforme Equação 21. Nesse caso, forma-se um processo ARMA (p, q), em que há termos autorregressivos (p) e termos de média móvel (q).

$$Y_t = \theta + \alpha_1 Y_{t-1} + \beta_0 u_t + \beta_1 u_{t-1} \quad (21)$$

Em que:

Y_t : valor de Y no tempo t ;

θ : termo constante;

α_1 : proporção do valor de Y_{t-1} ;

Y_{t-1} : valor de Y no tempo $t-1$;

β : proporção do valor do termo de erro.

As projeções de séries temporais por meio dos modelos AR, MA e ARMA pressupõem que elas sejam estacionárias, ou seja, tenham média e variância constantes e covariância invariante no tempo. Entretanto, diversas séries temporais econômicas são não estacionárias também chamadas de integradas.

Segundo Gujarati e Porter (2011), caso uma série temporal seja integrada de ordem 1, ela é tida como $I(1)$ e sua primeira diferença é $I(0)$, ou seja, estacionária. Se a série temporal é $I(2)$, sua segunda diferença é $I(0)$. Dessa forma, se diferenciarmos a série temporal d vezes para torná-la estacionária e aplicarmos o modelo ARMA (p, q), teremos um modelo ARIMA (p, d, q). O modelo ARIMA é denominado de autorregressivo integrado de médias móveis, em que p determina os números de termos autorregressivos, d a ordem de diferenciação e q a quantidade de termos de média móvel.

Segundo Gujarati e Porter (2011), para se testar se o modelo previsto se ajusta razoavelmente aos dados, pode-se obter a função de autocorrelação e a função de autocorrelação parcial dos resíduos. Adicionalmente, pode-se utilizar as estatísticas Q de Box-Pierce e Ljung-Box para verificar se os resíduos são estatisticamente significativos.

Segundo Campbell, Lo e Mackinlay (1997), a estatística Q de Box-Pierce foi elaborada para detectar desvios em relação à autocorrelação zero em diversas defasagens. Entretanto, se forem utilizadas poucas defasagens, a presença de autocorrelação para defasagens mais longas pode não ser detectada. Por outro lado, se forem utilizadas muitas defasagens, o teste pode perder seu poder explicativo em função de defasagens mais longas não serem significativas.

3.3.4 Cálculo do WACC regulatório por meio de modelos de séries temporais

Como mencionado, a proposta metodológica deste trabalho consiste em utilizar a metodologia de Box, Jenkins e Reinsel (1978) para projetar os valores dos componentes do custo de capital regulatório que apresentam uma série temporal longa. O argumento defendido é o de que, para tratar a estacionariedade das séries temporais longas utilizadas pela ANEEL, um modelo de séries temporais é uma opção metodológica mais adequada do que a média aritmética ou mediana utilizadas pelo órgão regulador nos cinco CRTPs, visto que a média e a mediana são medidas estatísticas simples que não ajustam a série temporal para a presença de não estacionariedade.

Dos doze componentes utilizados no cálculo do WACC regulatório, apenas sete têm séries temporais longas. Conforme apresentado anteriormente, dos sete componentes com séries temporais longas, quatro serão utilizados neste estudo. Todavia, em vez de projetar valores futuros a partir da média simples ou de mediana de valores passados, conforme método atual da ANEEL, este estudo propõe a adoção de um modelo de série temporal como metodologia de projeção para os componentes listados no quadro 4.

Quadro 4 - Componentes com Séries Temporais Longas Utilizados nos CRTPs

	Componente	Proxy
1	Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco	UST10
2	Taxa de Retorno da Carteira de Mercado	S&P500
3	Risco País	EMBI+ Brasil
4	Taxa de Inflação Americana	CPI

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

Box, Jenkins e Reinsel (1978) comentam que um modelo pode ser construído por meio de um processo iterativo composto por quatro etapas que são: (i) Identificação; (ii) Estimação; (iii) Verificação do diagnóstico; (iv) Previsão. A seguir, apresentam-se as descrições dessas etapas.

- I. Identificação: por meio do processo de geração dos dados, estima-se, de forma parcimoniosa, o modelo de série temporal mais adequado para os dados. Gurajati e Porter (2011) destacam que o correlograma e o correlograma parcial são ferramentas importantes nessa etapa.

- II. Estimação: a partir da identificação do modelo mais adequado, estimam-se os parâmetros dos termos autorregressivos, grau de integração e os parâmetros dos termos de média móvel.
- III. Verificação do diagnóstico: após a estimação dos parâmetros do modelo de série temporal, verifica-se se eles se ajustam aos dados de maneira adequada. Caso os resíduos do modelo estimado sejam ruídos brancos, aceita-se o ajuste. Em caso contrário, o processo iterativo deve ser recommençado.
- IV. Previsão: por fim, o modelo estimado pode ser utilizado para previsões.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Seguindo o método proposto por Box, Jenkins e Reinsel (1978), os resultados deste trabalho serão apresentados conforme as quatro etapas definidas nos objetivos específicos, sendo elas: (i) testar a estacionariedade das séries temporais longas relacionadas aos componentes tarifários de energia elétrica; (ii) transformar as séries temporais com comportamento não estacionário em séries estacionárias; (iii) projetar, por meio de modelos de séries temporais, os componentes tarifários de série longa; (iv) recalculer o WACC regulatório dos cinco CRTPs por meio dos novos valores das variáveis projetadas pela metodologia proposta neste trabalho e comparar com o WACC regulatório calculado pela ANEEL nos cinco CRTPs.

4.1 Testes de estacionariedade

Para testar a estacionariedade das séries temporais longas objetos de estudo deste trabalho, foram realizados três procedimentos, a saber: (i) análise gráfica; (ii) teste de correlograma; (iii) teste de raiz unitária, os quais foram discutidos por Gujarati e Porter (2011) para a verificação da estacionariedade fraca (covariância-estacionariedade).

Gujarati e Porter (2011) reforçam que as principais ferramentas para o processo de identificação das séries temporais são a Função de Correlação Amostral (FCA), a Função de Correlação Amostral Parcial (FCAP) e os respectivos correlogramas que representam a FCA e a FCAP em relação à defasagem selecionada. Portanto, o correlograma foi utilizado neste trabalho como ferramenta para identificação das defasagens que são estatisticamente

diferentes de zero. A partir do correlograma, podem ser considerados diversos processos, para que seja identificado aquele que melhor se ajusta aos dados (GUJARATI e PORTER, 2011).

4.1.1 Análise gráfica

A análise gráfica da série temporal da taxa de retorno do ativo livre de risco (gráfico 1), representada pelos títulos com prazo de vencimento de dez anos do governo americano (UST10), indica uma tendência de queda durante o período de outubro/1984 a setembro/2017, visto que o *yield* deste título saiu do patamar de 12% a.a. para 2% a.a. Para esse período, a série apresentou média de 5,33% e mediana de 5,06%. Dessa forma, a série analisada apresenta indícios de não estacionariedade, ou seja, sua média e variância não são constantes ao longo do tempo.

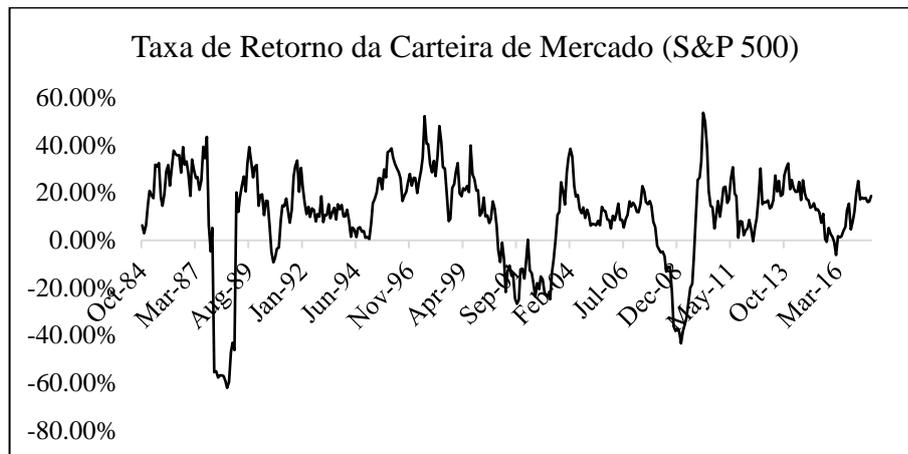
Gráfico 1 - Série Temporal da Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco (UST10)



Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

A série temporal da taxa de retorno da *proxy* da carteira de mercado (gráfico 2), representada pelos retornos do índice S&P 500, não apresenta tendência definida. No período compreendido entre outubro/1984 e setembro/2017, a média do S&P 500 foi de 10,88% a.a., enquanto a mediana apresentou valor de 14,23% a.a. Portanto, a série analisada apresenta indícios de comportamento estacionário, ou seja, sua média e variância são constantes durante o período observado.

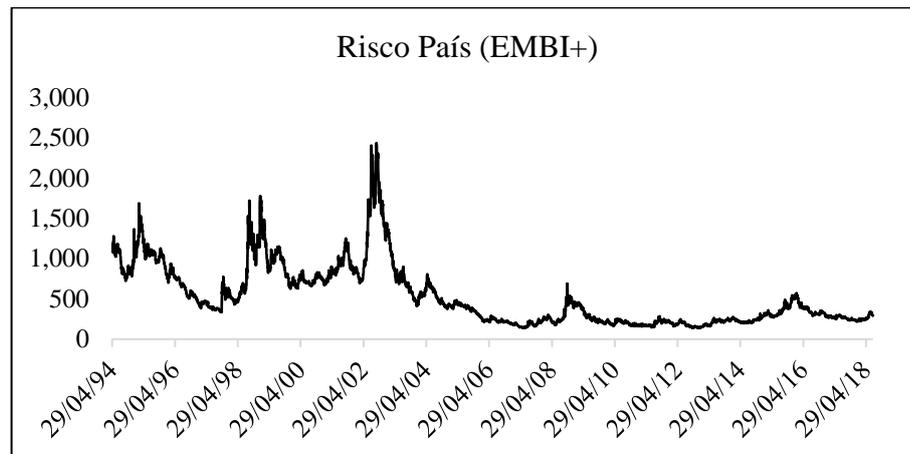
Gráfico 2 - Série Temporal da Taxa de Retorno da Carteira de Mercado (S&P 500)



Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

Na série temporal do Risco País (gráfico 3), representada pelo indicador EMBI+, pode-se observar a grande variação do risco Brasil no período de abril/1994 a setembro/2018. Em setembro/2002, mês anterior às eleições presidenciais, o EMBI+ atingiu seu pico de 2.436 pontos, indicando um temor por parte do mercado quanto às perspectivas econômicas do País frente à possível eleição de um candidato do Partido dos Trabalhadores. Posteriormente, em março/2004, esse indicador caiu para o patamar de 500 pontos, refletindo uma menor preocupação do mercado quanto à agenda econômica em vigor e a ser implementada pelo governo eleito. Adicionalmente, pode-se observar o impacto da crise financeira imobiliária americana no ano de 2008, quando o Risco País saiu do patamar de 150 pontos e atingiu 600 pontos. Após esse período, o indicador caiu para o nível de 300 pontos base. Para o período indicado, a série apresenta média de 524 pontos e mediana de 389 pontos. Um maior distanciamento entre a média e mediana deve-se à ocorrência de eventuais *outliers*, ou seja, momentos de ocorrência de picos de alta no indicador, reflexo de tensões econômicas nos mercados brasileiro e internacional. Dessa forma, tem-se indícios de que a série apresenta comportamento não estacionário.

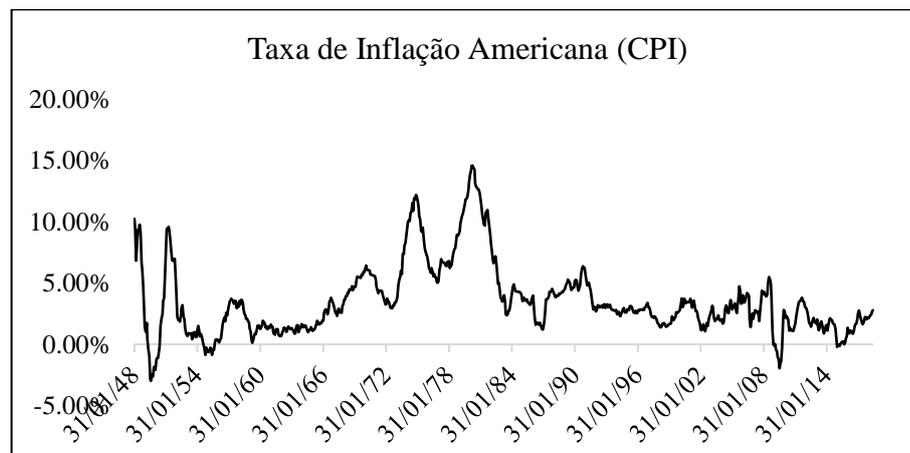
Gráfico 3 - Série Temporal do Risco País (EMBI+)



Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

A série temporal da taxa de inflação americana (CPI), apresentada no gráfico 4, compreende o período entre janeiro/1947 a junho/2018. Os valores utilizados representam a inflação americana dos doze meses passados, indicando, portanto, uma taxa de inflação em termos anuais. Observa-se que, durante a década de 1980, a inflação americana atingiu patamares de 14% a.a. (máximo). Para esse período, a série apresenta uma média de 3,52% a.a. e uma mediana de 2,86% a.a. Apesar da oscilação da taxa de inflação durante o período selecionado, a série não apresenta uma tendência definida. Dessa forma, têm-se indícios de que a série apresenta comportamento estacionário.

Gráfico 4 - Série Temporal da Taxa de Inflação Americana (CPI)



Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

4.1.2 Correlograma

O correlograma da série temporal original da taxa de retorno do ativo livre de risco mostra a existência de correlação entre as diversas defasagens, principalmente na primeira defasagem, como apresentado pela FACP. Na coluna de autocorrelação (AC), percebe-se que até a defasagem de número 30, o coeficiente de correlação permanece superior a 0,97, sugerindo que a série temporal apresenta características de passeio aleatório, ou seja, não é estacionária (resultado similar ao observado na análise gráfica). Ao se transformar a série original por meio da diferenciação de primeira ordem, a série torna-se estacionária. Na tabela 12 pode-se observar que o índice de autocorrelação da série ajustada, com uma diferenciação, é próximo a zero.

Tabela 12 - Correlograma do Componente UST10

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.999	0.999	8130.7	0.000
		2	0.998	-0.006	16246.	0.000
		3	0.997	0.005	24346.	0.000
		4	0.996	0.002	32431.	0.000
		5	0.995	0.018	40501.	0.000
		6	0.994	0.005	48558.	0.000
		7	0.993	0.006	56599.	0.000
		8	0.992	-0.009	64627.	0.000
		9	0.991	0.002	72640.	0.000
		10	0.990	0.000	80639.	0.000
		11	0.989	-0.013	88624.	0.000
		12	0.988	-0.005	96593.	0.000
		13	0.987	0.000	104548.	0.000
		14	0.986	0.013	112488.	0.000
		15	0.986	0.002	120414.	0.000
		16	0.985	0.001	128326.	0.000
		17	0.984	0.004	136224.	0.000
		18	0.983	0.003	144109.	0.000
		19	0.982	-0.019	151978.	0.000
		20	0.981	-0.006	159833.	0.000
		21	0.980	0.002	167673.	0.000
		22	0.979	0.015	175500.	0.000
		23	0.978	-0.000	183312.	0.000
		24	0.977	0.012	191111.	0.000
		25	0.976	-0.002	198896.	0.000
		26	0.975	0.006	206667.	0.000
		27	0.974	0.001	214425.	0.000
		28	0.973	-0.016	222170.	0.000
		29	0.972	-0.012	229900.	0.000
		30	0.971	0.010	237616.	0.000

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

Na tabela 13, o correlograma da série temporal original da taxa de retorno da *proxy* da carteira de mercado (S&P 500) mostra a existência de correlação significativa até a décima defasagem, indicando um comportamento não estacionário. Este resultado é divergente do verificado na análise gráfica, quando a série em questão apresenta padrão estacionário.

Tabela 13 - Correlograma do Componente S&P500

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
1	0.919	0.919	337.15	0.000	
2	0.847	0.016	624.42	0.000	
3	0.772	-0.060	863.40	0.000	
4	0.675	-0.186	1046.5	0.000	
5	0.584	-0.030	1184.0	0.000	
6	0.491	-0.067	1281.4	0.000	
7	0.403	-0.010	1347.3	0.000	
8	0.317	-0.052	1388.2	0.000	
9	0.226	-0.099	1409.1	0.000	
10	0.147	-0.008	1417.9	0.000	
11	0.059	-0.119	1419.4	0.000	
12	-0.038	-0.149	1419.9	0.000	
13	-0.050	0.478	1421.0	0.000	
14	-0.070	-0.027	1423.0	0.000	
15	-0.087	-0.056	1426.1	0.000	
16	-0.087	-0.052	1429.2	0.000	
17	-0.097	-0.101	1433.2	0.000	
18	-0.101	-0.016	1437.4	0.000	
19	-0.107	0.009	1442.3	0.000	
20	-0.109	0.026	1447.2	0.000	
21	-0.108	-0.060	1452.2	0.000	
22	-0.110	-0.006	1457.2	0.000	
23	-0.098	-0.028	1461.3	0.000	
24	-0.074	-0.003	1463.6	0.000	
25	-0.074	0.170	1465.9	0.000	
26	-0.073	-0.096	1468.2	0.000	
27	-0.067	0.015	1470.1	0.000	
28	-0.067	0.004	1472.1	0.000	
29	-0.058	-0.037	1473.5	0.000	
30	-0.057	-0.054	1474.9	0.000	

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

O correlograma da série temporal original do Risco País apresenta a existência de autocorrelação entre as trinta defasagens. Na coluna de autocorrelação (AC), percebe-se que o coeficiente de correlação permanece superior a 0,93 até a defasagem de número 30, indicando que a série temporal não é estacionária (resultado similar ao observado na análise gráfica). Ao transformar a série original por meio da diferenciação de primeira ordem, a série torna-se estacionária. Na tabela 14 pode-se observar que o índice de autocorrelação da série ajustada, com uma diferenciação, é próximo a zero.

Tabela 14 - Correlograma do Componente EMBI+

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
1	0.998	0.998	6025.3	0.000	
2	0.995	-0.153	12017.	0.000	
3	0.992	0.095	17978.	0.000	
4	0.990	0.060	23915.	0.000	
5	0.988	-0.045	29824.	0.000	
6	0.985	-0.000	35705.	0.000	
7	0.983	0.065	41564.	0.000	
8	0.981	0.039	47401.	0.000	
9	0.980	-0.007	53216.	0.000	
10	0.977	-0.092	59006.	0.000	
11	0.975	-0.040	64765.	0.000	
12	0.972	0.007	70495.	0.000	
13	0.970	-0.006	76197.	0.000	
14	0.967	0.007	81870.	0.000	
15	0.965	0.013	87515.	0.000	
16	0.962	-0.029	93132.	0.000	
17	0.960	0.025	98723.	0.000	
18	0.957	-0.026	104285	0.000	
19	0.955	0.032	109822	0.000	
20	0.953	-0.003	115332	0.000	
21	0.950	0.046	120818	0.000	
22	0.948	0.024	126291	0.000	
23	0.947	0.024	131722	0.000	
24	0.945	0.010	137144	0.000	
25	0.943	-0.001	142545	0.000	
26	0.941	0.019	147926	0.000	
27	0.939	-0.019	153286	0.000	
28	0.937	-0.080	158622	0.000	
29	0.934	-0.006	163931	0.000	
30	0.932	0.029	169216	0.000	

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

Na tabela 15, o correlograma da série temporal original da taxa de inflação americana (CPI) indica a presença de autocorrelação entre todas as defasagens selecionadas, apesar de

ela serem decrescentes ao longo do tempo. Tal comportamento pode indicar características de não estacionariedade na série analisada. Este resultado é divergente do encontrado na análise gráfica, quando a série mostra comportamento de estacionariedade.

Tabela 15 - Correlograma do Componente CPI

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
1	0.985	0.985	823.94	0.000	
2	0.962	-0.294	1610.2	0.000	
3	0.937	0.020	2357.3	0.000	
4	0.909	-0.130	3061.1	0.000	
5	0.878	-0.032	3719.3	0.000	
6	0.846	-0.047	4331.3	0.000	
7	0.812	-0.079	4895.1	0.000	
8	0.776	-0.032	5410.4	0.000	
9	0.740	0.002	5879.3	0.000	
10	0.701	-0.112	6300.7	0.000	
11	0.660	-0.022	6675.3	0.000	
12	0.621	0.052	7007.4	0.000	
13	0.593	0.352	7310.0	0.000	
14	0.569	-0.024	7589.2	0.000	
15	0.547	0.011	7847.3	0.000	
16	0.525	-0.088	8085.8	0.000	
17	0.503	-0.065	8304.8	0.000	
18	0.482	-0.001	8505.9	0.000	
19	0.463	0.027	8692.1	0.000	
20	0.447	0.003	8865.3	0.000	
21	0.432	0.046	9027.3	0.000	
22	0.419	-0.034	9180.5	0.000	
23	0.409	-0.002	9326.4	0.000	
24	0.403	0.117	9468.0	0.000	
25	0.400	0.194	9607.5	0.000	
26	0.398	-0.019	9745.0	0.000	
27	0.395	0.032	9881.3	0.000	
28	0.395	-0.017	10018.0	0.000	
29	0.399	0.013	10158.0	0.000	
30	0.404	-0.045	10301.0	0.000	

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

4.1.3 Testes de raiz unitária

Para testar a estacionariedade das séries: (i) Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco; (ii) Taxa de Retorno da Carteira de Mercado; (iii) Taxa de Inflação Americana; (iv) Risco País, procedeu-se aos testes de raiz unitária ADF, PP e KPSS. O quadro 5 apresenta os testes de hipóteses utilizados nos testes de raiz unitária. No teste ADF e PP, a hipótese nula considera a existência de raiz unitária, ou seja, não estacionariedade da série temporal. Já no teste KPSS, a hipótese nula considera ausência de raiz unitária, ou seja, estacionariedade da série.

Quadro 5 - Testes de Hipótese dos Testes ADF, PP e KPSS

Hipótese	ADF/PP	KPSS
H ₀	$y_t \sim I(1)$	$y_t \sim I(0)$
H ₁	$y_t \sim I(0)$	$y_t \sim I(1)$

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação com base em Brooks (2008).

4.1.3.1 Teste ADF

O teste ADF testa a presença de raiz unitária na série temporal analisada. Como hipótese nula, o ADF considera que a série tem raiz unitária, ou seja, não é estacionária. Conforme tabela 16, para a série da taxa de retorno do ativo livre de risco (UST10), o valor da estatística t (-2,7078) é maior do que os valores críticos relativos à significância de 1% e 5%, indicando, portanto, que a hipótese nula de presença de raiz unitária não pode ser rejeitada, ou seja, a série não é estacionária. O resultado do teste ADF, indicando a presença de raiz unitária na série UST10, corrobora a análise gráfica e a análise do correlograma realizada anteriormente.

Tabela 16 - Teste ADF da Série UST10

Ho:	Possui raiz unitária	Valores Críticos:	
Variável exógena:	Termo constante	1%	-3,4309
Estatística t:	-2,7078	5%	-2,8617
Probabilidade:	0,0727	10%	-2,5668

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

De acordo com as estimativas apresentadas na tabela 17, o valor da estatística t (-3,4317) para a série da taxa de retorno da carteira de mercado (S&P500) é menor do que o valor crítico ao nível de 5% de significância, indicando, portanto, que a hipótese nula de presença de raiz unitária deve ser rejeitada. O resultado do teste ADF, indicando a ausência de raiz unitária na série S&P500, corrobora a análise gráfica realizada anteriormente.

Tabela 17 - Teste ADF da Série S&P500

Ho:	Possui raiz unitária	Valores Críticos:	
Variável exógena:	Termo constante	1%	-3,4472
Estatística t:	-3,4317	5%	-2,8688
Probabilidade:	0,0105	10%	-2,5707

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

Na tabela 18, observa-se que o valor da estatística t (-2,7752) para a série do Risco País (EMBI+) é maior do que os valores críticos ao nível de 1% e 5% de significância, indicando, portanto, que a hipótese nula de presença de raiz unitária não pode ser rejeitada. O

resultado do teste ADF, indicando a presença de raiz unitária na série EMBI+, corrobora a análise gráfica e a análise do correlograma realizada anteriormente.

Tabela 18 - Teste ADF da Série EMBI+

Ho:	Possui raiz unitária	Valores Críticos:	
Variável exógena:	Termo constante	1%	-3,4312
Estatística t:	-2,7752	5%	-2,8618
Probabilidade:	0,0619	10%	-2,5669

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

Observa-se na tabela 19 que o valor da estatística t (-3,0345) para a série da taxa de inflação americana (CPI) é menor do que o valor crítico ao nível de 5% de significância, indicando, portanto, que a hipótese nula de presença de raiz unitária deve ser rejeitada. O resultado do teste ADF, indicando a ausência de raiz unitária na série CPI, corrobora a análise gráfica realizada anteriormente.

Tabela 19 - Teste ADF da Série CPI

Ho:	Possui raiz unitária	Valores Críticos:	
Variável exógena:	Termo constante	1%	-3,4379
Estatística t:	-3,0345	5%	-2,8648
Probabilidade:	0,0322	10%	-2,5685

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

4.1.3.2 Teste PP

O teste PP é estruturado de maneira semelhante ao teste ADF e, dessa forma, a sua hipótese nula indica a presença de raiz unitária, ou seja, não estacionariedade. Conforme as estimativas da tabela 20, para a série da taxa de retorno do ativo livre de risco (UST10), o valor da estatística t (-2,7160) é maior do que os valores críticos relativos à significância de 1% e 5%, indicando, portanto, que a hipótese nula de presença de raiz unitária não pode ser rejeitada, ou seja, a série não é estacionária.

Tabela 20 - Teste PP da Série UST10

Ho:	Possui raiz unitária	Valores Críticos:	
Variável exógena:	Termo constante	1%	-3,4309
Estatística t:	-2,7160	5%	-2,8617
Probabilidade:	0,0713	10%	-2,5668

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

Observa-se na tabela 21 que o valor da estatística t (-4,6023) para a série da taxa de retorno da carteira de mercado (S&P500) é menor do que os valores críticos de 1% a 10% de significância, indicando, portanto, que a hipótese nula de presença de raiz unitária deve ser rejeitada.

Tabela 21 - Teste PP da Série S&P500

Ho:	Possui raiz unitária	Valores Críticos:	
Variável exógena:	Termo constante	1%	-3,4466
Estatística t:	-4,6023	5%	-2,8686
Probabilidade:	0,0002	10%	-2,5706

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

Na tabela 22 observa-se que o valor da estatística t (-2,7628) para a série do Risco País (EMBI+) é maior do que os valores críticos ao nível de 1% e 5% de significância, indicando, portanto, que a hipótese nula de presença de raiz unitária não pode ser rejeitada.

Tabela 22 - Teste PP da Série EMBI+

Ho:	Possui raiz unitária	Valores Críticos:	
Variável exógena:	Termo constante	1%	-3,4312
Estatística t:	-2,7628	5%	-2,8618
Probabilidade:	0,0638	10%	-2,5669

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

Conforme as estimativas da tabela 23, o valor da estatística t (-3,9902) para a série da taxa de inflação americana (CPI) é menor do que os valores críticos de 1% a 10% de significância, indicando, portanto, que a hipótese nula de presença de raiz unitária deve ser rejeitada.

Tabela 23 - Teste PP da Série CPI

Ho:	Possui raiz unitária	Valores Críticos:	
Variável exógena:	Termo constante	1%	-3,4378
Estatística t:	-3,9902	5%	-2,8647
Probabilidade:	0,0015	10%	-2,5685

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

4.1.3.3 Teste KPSS

O teste KPSS é estruturado de maneira oposta aos testes ADF e PP, isto é, a sua hipótese nula testa a estacionariedade da série temporal. De acordo com os resultados apresentados na tabela 24, para a série da taxa de retorno do ativo livre de risco (UST10), o valor da estatística LM (10,7194) é maior do que os valores críticos relativos à significância de 1% a 10%, indicando, portanto, que a hipótese nula de estacionariedade deve ser rejeitada, ou seja, a série não é estacionária.

Tabela 24 - Teste KPSS da Série UST10

Ho:	Não possui raiz unitária	Valores Críticos:	
Variável exógena:	Termo constante	1%	0,7390
Estatística t:	10,7194	5%	0,4630
Probabilidade:	-	10%	0,3470

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

Na tabela 25, observa-se que, para a série da taxa de retorno da carteira de mercado (S&P500), o valor da estatística LM (0,0781) é menor do que os valores críticos relativos à significância de 1% a 10%, indicando, portanto, que a hipótese nula de estacionariedade não deve ser rejeitada, ou seja, a série é estacionária.

Tabela 25 - Teste KPSS da Série S&P500

Ho:	Não possui raiz unitária	Valores Críticos:	
Variável exógena:	Termo constante	1%	0,7390
Estatística t:	0,0781	5%	0,4630
Probabilidade:	-	10%	0,3470

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

Na tabela 26, nota-se que para a série do Risco País (EMBI+), o valor da estatística LM (5,4068) é maior do que os valores críticos relativos à significância de 1% a 10%, indicando, portanto, que a hipótese nula de estacionariedade deve ser rejeitada, ou seja, a série não é estacionária.

Tabela 26 - Teste KPSS da Série EMBI+

Ho:	Não possui raiz unitária	Valores Críticos:	
Variável exógena:	Termo constante	1%	0,7390
Estatística t:	5,4068	5%	0,4630
Probabilidade:	-	10%	0,3470

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

Conforme as estimativas apresentadas na tabela 27, para a série da taxa de inflação americana (CPI), o valor da estatística LM (0,4649) é menor do que os valores críticos relativos à significância de 1%, indicando, portanto, que a hipótese nula de estacionariedade não deve ser rejeitada nesse nível de significância.

Tabela 27 - Teste KPSS da Série CPI

Ho:	Não possui raiz unitária	Valores Críticos:	
Variável exógena:	Termo constante	1%	0,7390
Estatística t:	0,4649	5%	0,4630
Probabilidade:	-	10%	0,3470

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

No quadro 6, apresentam-se os resultados consolidados para os testes ADF, PP e KPSS aos níveis de 1%, 5% e 10% de significância.

Quadro 6 - Resultados dos testes de estacionariedade (Séries originais)

Significância	1%			5%			10%		
	ADF	PP	KPSS	ADF	PP	KPSS	ADF	PP	KPSS
UST10	RU	RU	RU	RU	RU	RU	-	-	RU
S&P500	RU	-	-	-	-	-	-	-	-
EMBI+	RU	RU	RU	RU	RU	RU	-	-	RU
CPI	RU	-	-	-	-	RU	-	-	RU

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

Nota - RU indica a presença de raiz unitária na série temporal.

Conforme discutido nos parágrafos anteriores e consolidado no quadro 6, ao nível de significância de 5%, as variáveis UST10 e EMBI+ apresentaram-se como séries temporais não estacionárias para os testes ADF, PP e KPSS, indicando a necessidade de tratamento das séries para que se possa proceder à estimação dos modelos de séries temporais.

Ao nível de 5% de significância, a variável S&P 500 apresentou-se como estacionária para os testes ADF, PP e KPSS, enquanto a variável CPI mostrou-se como estacionária para os testes ADF e PP (o resultado do teste KPSS não foi consistente com os outros dois testes). Dessa forma, foram consideradas as séries originais das variáveis S&P500 e CPI para a estimação dos modelos de séries temporais.

4.2 Transformação das séries temporais não estacionárias

Após a realização dos testes de estacionariedade ADF, PP e KPSS, procedeu-se à segunda etapa da metodologia proposta neste estudo. As séries temporais identificadas como não estacionárias (UST10 e EMBI+) foram transformadas em estacionárias por meio do processo do filtro de Hodrick-Prescott. O filtro de Hodrick-Prescott tratou a tendência de queda das séries temporais UST10 e EMBI+, de modo a se obter uma série dessazonalizada que possa ser utilizada para previsões.

4.3 Previsão das séries por meio de modelos de séries temporais

Após a transformação das séries não estacionárias pelo método *Hodrick-Prescott Filter*, foram estimados, por meio do *software* estatístico EVIEWS, os modelos de séries temporais que melhor se ajustam a cada variável considerada neste estudo.

4.3.1 Taxa de retorno do ativo livre de risco (UST10)

Um ativo livre de risco é aquele que apresenta *ex ante* uma taxa de retorno a ser recebida no futuro pelos recursos alocados pelo investidor. Os únicos ativos que poderiam ser considerados como livres do risco são os títulos emitidos pelos governos soberanos, visto que estes têm o poder de emitir mais dinheiro para honrar seus compromissos, caso necessário.

Três países desenvolvidos geralmente são considerados como candidatos a emissores de títulos livres de risco, sendo eles: (i) os Estados Unidos; (ii) o Reino Unido; (iii) a Alemanha. A aceitação dos títulos americanos é mais comum pelos investidores, dado o seu nível de liquidez no mercado mundial.

A ANEEL, seguindo as práticas de mercado, adota como ativo livre de risco os títulos do governo americano com prazo de vencimento de dez anos. A taxa de retorno do ativo livre de risco (UST10) foi estimada com base na série transformada a partir do filtro de Hodrick-Prescott, visto que a série original não se mostrou estacionária nos testes realizados. Na tabela 28, apresentam-se os parâmetros estimados para esse componente.

Tabela 28 - Parâmetros de estimação do componente UST10

Variável Dependente: UST10				
Quantidade de Observações: 8.142				
R²: 0,929923				
Variável	Coefficiente	Erro Padrão	Estatística t	Probabilidade
AR (1)	0,964483	0,002255	427,8015	0,0000

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

A partir do modelo AR (1), foi estimado o parâmetro da equação para a previsão dos valores da variável Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco (UST10), conforme Equação 22.

$$E(UST10_t) = 0,964483 UST10_{t-1} + u \quad (22)$$

Por meio do correlograma dos resíduos da tabela 29, percebe-se a ausência de autocorrelação da série temporal ajustada pelo filtro de Hodrick-Prescott, indicando a estacionariedade do modelo de previsão estimado. Adicionalmente, o PAC também sugere a ausência de autocorrelação para a referida série temporal.

Tabela 29 - Resíduos do Modelo para Estimação do Componente UST10

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.018	0.018	2.6293	
		2	-0.003	-0.004	2.7186	0.099
		3	-0.003	-0.002	2.7703	0.250
		4	-0.019	-0.019	5.7582	0.124
		5	-0.007	-0.006	6.1430	0.189
		6	-0.002	-0.002	6.1859	0.289
		7	0.025	0.025	11.282	0.080
		8	0.010	0.009	12.074	0.098
		9	0.006	0.006	12.404	0.134
		10	0.024	0.024	17.003	0.049
		11	0.015	0.016	18.950	0.041
		12	0.008	0.009	19.523	0.052
		13	0.007	0.007	19.924	0.069
		14	0.022	0.023	24.023	0.031
		15	-0.004	-0.004	24.126	0.044
		16	0.010	0.010	24.915	0.051
		17	0.007	0.006	25.362	0.064
		18	0.030	0.030	32.929	0.012
		19	-0.007	-0.009	33.344	0.015
		20	-0.003	-0.003	33.430	0.021
		21	-0.005	-0.007	33.662	0.029
		22	-0.012	-0.012	34.883	0.029
		23	-0.007	-0.008	35.280	0.038
		24	-0.000	-0.002	35.281	0.049
		25	-0.002	-0.004	35.282	0.064
		26	-0.007	-0.009	35.719	0.076
		27	0.014	0.013	37.333	0.070
		28	0.010	0.008	38.192	0.075
		29	-0.011	-0.011	39.123	0.079
		30	-0.002	-0.001	39.143	0.099

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

4.3.2 Taxa de retorno da carteira de mercado (S&P500)

Devido à dificuldade de se determinar um portfólio de mercado, os investidores utilizam *proxies* para a carteira de mercado no cálculo do custo de capital próprio por meio do CAPM. Nos estudos empíricos que envolvem esse modelo, o índice S&P 500 é amplamente utilizado como proxy para uma carteira diversificada de companhias, visto que representa as quinhentas maiores empresas negociadas no mercado americano.

Como o mercado de referência para a ANEEL calcular o custo de capital das companhias de distribuição de energia brasileiras é o mercado americano, a agência reguladora adota como índice de mercado o S&P 500. Devido às características de estacionariedade indicadas, utilizou-se a série original, sem ajustes, para se estimar o modelo de série temporal a ser utilizado em previsões. Na tabela 30, apresentam-se os parâmetros estimados para esse componente.

Tabela 30 - Parâmetros de estimação do componente S&P 500

Variável	Coefficiente	Erro Padrão	Estatística t	Probabilidade
AR (1)	0,936514	0,016609	56,38529	0,0000

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

A partir do modelo AR (1), foram estimados os parâmetros da equação para a previsão dos valores da variável Taxa de Retorno da Carteira de Mercado, conforme Equação 23.

$$E(SP500_t) = 0,936514 SP500_{t-1} + u \quad (23)$$

Por meio do correlograma dos resíduos da tabela 31, percebe-se a ausência de autocorrelação da série temporal, indicando a estacionariedade do modelo de previsão estimado.

Tabela 31 - Resíduos do Modelo para Estimação do Componente S&P 500

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 -0.031	-0.031	0.3719	
		2 0.045	0.044	1.1887	0.276
		3 0.153	0.156	10.591	0.005
		4 -0.021	-0.013	10.768	0.013
		5 0.032	0.017	11.176	0.025
		6 -0.021	-0.043	11.352	0.045
		7 -0.000	0.001	11.352	0.078
		8 0.044	0.040	12.129	0.096
		9 -0.055	-0.053	13.848	0.086
		10 0.055	0.047	15.062	0.089
		11 0.060	0.059	16.522	0.086
		12 -0.521	-0.524	127.89	0.000
		13 0.056	0.022	129.19	0.000
		14 -0.020	0.046	129.36	0.000
		15 -0.112	0.034	134.54	0.000
		16 0.070	0.076	136.56	0.000
		17 -0.042	-0.020	137.28	0.000
		18 0.012	-0.047	137.34	0.000
		19 -0.029	-0.053	137.69	0.000
		20 -0.017	0.032	137.82	0.000
		21 0.008	-0.023	137.85	0.000
		22 -0.083	-0.003	140.74	0.000
		23 -0.073	-0.034	143.01	0.000
		24 0.138	-0.193	151.10	0.000
		25 -0.002	0.088	151.10	0.000
		26 -0.041	-0.032	151.84	0.000
		27 0.038	-0.011	152.46	0.000
		28 -0.057	0.027	153.86	0.000
		29 0.047	0.032	154.81	0.000
		30 0.015	0.017	154.91	0.000

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

4.3.3 Risco País (EMBI+)

A inclusão de um índice representativo do Risco País é um ajuste que deve ser feito quando se utiliza o CAPM para avaliação de companhias em mercados emergentes, como o Brasil. A ANEEL considera o EMBI+, indicador elaborado e atualizado pelo banco *J.P. Morgan*, como uma referência para o risco adicional de se investir em um país em desenvolvimento. A série temporal do Risco País (EMBI+) foi estimada com base na série transformada a partir do filtro de Hodrick-Prescott, visto que a série original não se mostrou estacionária nos testes realizados. Na tabela 32 apresentam-se os parâmetros estimados para esse componente.

Tabela 32 - Parâmetros de Estimação do Componente EMBI+

Variável Dependente: EMBI+				
Quantidade de Observações: 6.048				
R²: 0,936168				
Variável	Coefficiente	Erro Padrão	Estatística t	Probabilidade
AR (1)	0,967402	0,000994	973,4762	0,0000

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

A partir do modelo AR (1) foram estimados os parâmetros da equação para a previsão dos valores da variável Risco País (EMBI+), conforme Equação 24.

$$E(EMBI_t) = 0,967402 EMBI_{t-1} + u \quad (24)$$

Por meio do correlograma dos resíduos da tabela 33, percebe-se a ausência de autocorrelação da série temporal, indicando a estacionariedade do modelo de previsão estimado.

Tabela 33 - Resíduos do Modelo para Estimação do Componente EMBI+

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
☐	☐	1 0.174	0.174	182.52	
☐	☐	2 -0.064	-0.097	207.46	0.000
☐	☐	3 -0.089	-0.063	255.91	0.000
☐	☐	4 0.030	0.054	261.26	0.000
☐	☐	5 0.021	-0.006	263.93	0.000
☐	☐	6 -0.068	-0.075	292.03	0.000
☐	☐	7 -0.072	-0.039	323.22	0.000
☐	☐	8 0.002	0.013	323.23	0.000
☐	☐	9 0.124	0.107	417.15	0.000
☐	☐	10 0.077	0.034	453.28	0.000
☐	☐	11 -0.016	-0.016	454.87	0.000
☐	☐	12 -0.023	0.005	458.08	0.000
☐	☐	13 -0.001	-0.007	458.09	0.000
☐	☐	14 0.010	-0.002	458.66	0.000
☐	☐	15 0.017	0.031	460.42	0.000
☐	☐	16 -0.025	-0.014	464.10	0.000
☐	☐	17 0.013	0.028	465.14	0.000
☐	☐	18 -0.016	-0.040	466.74	0.000
☐	☐	19 0.007	0.001	467.01	0.000
☐	☐	20 -0.046	-0.048	479.70	0.000
☐	☐	21 -0.044	-0.028	491.61	0.000
☐	☐	22 -0.038	-0.030	500.61	0.000
☐	☐	23 -0.018	-0.018	502.69	0.000
☐	☐	24 0.008	0.002	503.99	0.000
☐	☐	25 -0.018	-0.026	505.15	0.000
☐	☐	26 0.021	0.024	507.88	0.000
☐	☐	27 0.095	0.089	563.12	0.000
☐	☐	28 0.031	-0.007	568.78	0.000
☐	☐	29 -0.044	-0.032	580.31	0.000
☐	☐	30 -0.006	0.036	580.52	0.000

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

4.3.4 Taxa de inflação americana (CPI)

Para se proceder aos ajustes necessários para o cálculo do custo de capital de companhias atuantes em mercados emergentes, deve-se utilizar um índice de inflação do mercado desenvolvido escolhido como referência, visto que os componentes da equação do WACC são calculados como base em dados do país de referência. Como a ANEEL utiliza os Estados Unidos como *benchmark* para seu processo de revisão tarifária, o CPI é o índice de inflação utilizado para se ajustar os cálculos da taxa de retorno adequada para as companhias de distribuição de energia brasileira.

A série temporal da taxa de inflação americana (CPI) foi estimada utilizando-se a série original, visto que a série se mostrou estacionária a partir dos testes realizados. Na tabela 34 apresentam-se os parâmetros estimados para esse componente.

Tabela 34 - Parâmetros de Estimação do Componente CPI

Variável Dependente: CPI				
Quantidade de Observações: 846				
R²: 0,940520				
Variável	Coefficiente	Erro Padrão	Estatística t	Probabilidade
AR (2)	0,983180	0,004943	198,8933	0,000000
MA (2)	0,304281	0,022558	13,48875	0,000000

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

A partir do modelo ARMA (2, 2), estimam-se os parâmetros da equação para a previsão dos valores da variável Taxa de Inflação Americana (CPI), conforme Equação 25.

$$E(CPI_t) = 0,983180 \text{ } CPI_{t-2} + 0,304281 u_{t-2} + u \quad (25)$$

Por meio do correlograma dos resíduos da tabela 35, percebe-se a ausência de autocorrelação da série temporal indicando a estacionariedade do modelo de previsão estimado.

Tabela 35 - Resíduos do modelo para estimação do componente CPI

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 0.543	0.543	250.62	
		2 -0.016	-0.441	250.73	
		3 -0.015	0.416	250.93	0.000
		4 0.103	-0.254	260.04	0.000
		5 0.108	0.297	269.96	0.000
		6 0.094	-0.164	277.56	0.000
		7 0.063	0.144	280.97	0.000
		8 0.053	-0.020	283.42	0.000
		9 0.165	0.277	306.71	0.000
		10 0.230	-0.152	352.14	0.000
		11 -0.048	-0.307	354.10	0.000
		12 -0.388	-0.122	483.43	0.000
		13 -0.300	0.025	560.93	0.000
		14 -0.014	-0.023	561.10	0.000
		15 0.104	0.199	570.43	0.000
		16 0.068	-0.145	574.45	0.000
		17 -0.013	0.160	574.59	0.000
		18 -0.055	-0.168	577.18	0.000
		19 -0.063	0.017	580.65	0.000
		20 -0.063	-0.014	584.10	0.000
		21 -0.059	0.159	587.09	0.000
		22 -0.101	-0.163	596.00	0.000
		23 -0.166	-0.222	619.93	0.000
		24 -0.110	-0.040	630.47	0.000
		25 0.016	-0.025	630.69	0.000
		26 0.005	-0.016	630.72	0.000
		27 -0.113	0.077	641.95	0.000
		28 -0.141	-0.026	659.35	0.000
		29 -0.058	0.132	662.27	0.000
		30 0.013	-0.069	662.42	0.000

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

4.3.5 Modelos de séries temporais estimados

No quadro 8 apresentam-se os modelos de séries temporais estimados para os quatro componentes tarifários do WACC alterados neste estudo.

Quadro 7 - Modelos de Séries Temporais Estimados

Componente	Série	Modelo
Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco (UST10)	Ajustada a partir do filtro de <i>Hodrick-Prescott</i>	AR (1)
Taxa de Retorno da Carteira de Mercado (S&P500)	Original	AR (1)
Risco País (EMBI+)	Ajustada a partir do filtro de <i>Hodrick-Prescott</i>	AR (1)
Taxa de Inflação Americana (CPI)	Original	ARMA (2, 2)

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

As estimações dos modelos de séries temporais dos componentes Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco e Risco País foram feitas a partir de séries ajustadas, enquanto as estimações dos modelos para os componentes Taxa de Retorno da Carteira de Mercado e Taxa de Inflação Americana foram realizadas a partir das suas séries originais.

4.4 Cálculo do WACC regulatório

Após a estimação dos modelos de séries temporais por meio do *software* EVIEWS, pode ser estimado o valor de cada variável para utilização na equação do WACC regulatório. Os componentes considerados, foram: (i) a Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco (UST10); (ii) a Taxa de Retorno da Carteira de Mercado (S&P500); (iii) o Risco País (EMBI+); (iv) a Taxa de Inflação Americana (CPI). Para os demais componentes necessários ao cálculo do custo de capital, foram adotados os mesmos valores utilizados pela ANEEL para cada ciclo de revisão tarifária. Desse modo, foi possível comparar o impacto no custo de capital global da mudança de estimação das referidas variáveis. A tabela 36 apresenta o valor para cada componente proposto nesse estudo, o valor adotado pela ANEEL, assim como o WACC regulatório proposto e aquele calculado pelo órgão regulador.

Tabela 36 - Valores dos componentes propostos e calculados pela ANEEL

CRTP	1ºCRTP	2ºCRTP	3ºCRTP	4ºCRTP	5ºCRTP	Média
UST10						
Componente ANEEL	6,01%	5,32%	4,87%	5,64%	4,94%	5,36%
Componente Proposto	3,68%	3,57%	3,17%	2,09%	2,26%	2,96%
Diferença (Proposto - ANEEL)	-2,33%	-1,75%	-1,70%	-3,55%	-2,68%	-2,40%
S&P500						
Componente ANEEL	13,77%	11,41%	10,69%	13,20%	11,52%	12,12%
Componente Proposto	9,96%	15,11%	18,40%	10,50%	15,02%	13,80%
Diferença (Proposto - ANEEL)	-3,81%	3,70%	7,71%	-2,70%	3,50%	1,68%
EMBI+						
Componente ANEEL	4,08%	4,01%	4,25%	2,62%	2,50%	3,49%
Componente Proposto	13,99%	1,86%	1,83%	2,51%	2,32%	4,50%
Diferença (Proposto - ANEEL)	9,91%	-2,15%	-2,42%	-0,11%	-0,18%	1,01%
CPI						
Componente ANEEL	2,40%	2,60%	2,45%	2,41%	1,90%	2,35%
Componente Proposto	2,00%	1,37%	1,12%	1,59%	2,00%	1,62%
Diferença (Proposto - ANEEL)	-0,40%	-1,23%	-1,33%	-0,82%	0,10%	-0,74%
WACC						
ANEEL	11,66%	9,74%	7,94%	8,48%	8,06%	9,18%
Proposto	17,70%	9,51%	8,91%	6,52%	7,62%	10,05%
Diferença (Proposto - ANEEL)	6,04%	-0,23%	0,96%	-1,97%	-0,44%	0,87%

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

Para o 1º CRTP, o WACC proposto é consideravelmente maior do que o WACC adotado pelo órgão regulador, diferença esta ocasionada principalmente pelo maior valor estimado para o componente Risco País. No 2º CRTP, o WACC proposto foi similar ao

WACC ANEEL, apesar das diferenças dos componentes recalculados nesse estudo. Para o 3º CRTP, o maior valor estimado nesse estudo para o componente S&P500 aumentou o WACC proposto em 0,97% em relação ao WACC ANEEL. Para o 4º e 5º CRTP, o WACC proposto menor foi consequência de menores valores estimados para o componente UST10.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho consistiu em propor a utilização de modelos de séries temporais como alternativa para o cálculo das variáveis que tenham séries temporais longas, adotadas no cálculo do custo de capital regulatório realizado pela ANEEL nos ciclos de revisões tarifárias. Atualmente, a ANEEL adota a média aritmética e a mediana como medidas de tendências centrais para a projeção dos componentes do WACC regulatório.

O custo de capital regulatório é definido como uma taxa a ser aplicada na base de ativos não depreciados das companhias de distribuição de energia elétrica para recompensar os investidores pelo risco assumido ao se investir em ativos dessa natureza. Dessa forma, a taxa calculada pela ANEEL deve ser condizente com o risco do negócio de distribuição de energia elétrica no Brasil.

A taxa calculada pela agência reguladora a cada revisão tarifária impacta não somente os investidores, mas também os consumidores finais, visto que o WACC regulatório é um dos componentes do custo da tarifa de energia definida em R\$/MWh. Portanto, a correta estimativa pela ANEEL do custo de capital é um tema de extrema relevância para a sociedade como um todo. Uma estimativa incorreta da taxa emitirá sinais equivocados ao mercado e aos provedores de capital, ao mesmo tempo em que afetará a tarifa de energia paga pela sociedade.

O papel da ANEEL como agência reguladora dos serviços de energia (geração, transmissão, distribuição e comercialização) é buscar o equilíbrio e eficiência na infraestrutura do sistema elétrico brasileiro. Estimar o custo de capital regulatório acima da taxa adequada para remunerar o risco desse tipo de negócio implica oferecer aos investidores ganhos econômicos, ou seja, um retorno acima do custo de capital real, conforme conceito do CAPM. Consequentemente, haveria, nesse caso, uma transferência de riqueza dos consumidores para os investidores em ativos de distribuição de energia elétrica. Por outro lado, estimar o custo de capital abaixo da taxa de retorno coerente com o risco incorrido implicaria extrair ganhos econômicos dos investidores. Tal fato emitiria um sinal negativo ao

mercado, afastando o fluxo de capitais para esses ativos e diminuindo, no longo prazo, a oferta de recursos para investimento em expansão e melhoria das redes de distribuição. Portanto, a correta estimação do custo de capital regulatório traz grandes consequências para o mercado e também para a sociedade.

Dos sete componentes utilizados no cálculo do custo de capital regulatório que apresentam séries temporais longas, foram consideradas para fins deste estudo apenas quatro, sendo eles: (i) Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco; (ii) a Taxa de Retorno da Carteira de Mercado; (iii) a Taxa de Inflação Americana; (iv) o Risco País. Como os prêmios de risco regulatório e de risco cambial não foram incluídos nos cálculos a partir do 3º CRTP, visto que a ANEEL justificou em suas notas técnicas que esses prêmios de risco não deveriam ser considerados em função de serem capturados pelo componente Risco País, tais componentes não foram adotados neste estudo. O risco sistemático, representado pelo beta, também não pode ser obtido a partir da metodologia proposta porque o grupo de companhias americanas utilizadas como referência para seu cálculo foi alterado para cada CRTP.

Essa proposta metodológica foi construída em quatro etapas, sendo elas: (i) testar a estacionariedade das séries temporais longas das variáveis selecionadas; (ii) transformar as séries temporais com comportamento não estacionário em séries estacionárias; (iii) projetar, por meio dos modelos de séries temporais, os componentes tarifários de série longa; (iv) recalculando o WACC regulatório e comparar com o WACC regulatório calculado pela ANEEL. Os modelos de séries temporais estimados para cada variável resultaram em valores diferentes daqueles calculados pela agência reguladora.

Por meio do modelo de série temporal AR (1) proposto para a série UST10 ajustada pelo método de Hodrick-Prescott, foram estimados os valores referentes aos CRTPs realizados pela ANEEL. Os valores estimados por meio deste estudo para cada CRTP foram menores do que os valores estimados pela ANEEL, com destaque para o 4º CRTP, quando a Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco foi menor em 3,55% em relação ao valor adotado pelo órgão regulador. A diferença da média dos cinco CRTPs dos valores propostos em relação àqueles utilizados pelo órgão regulador foi de -2,40%. Dessa forma, a adoção desse modelo para a projeção do componente UST10 implicaria uma redução do WACC regulatório.

O modelo de série temporal AR (1) proposto para a série original SP500 foi utilizado para estimar os valores dos componentes para os cinco CRTPs implementados. A diferença entre os valores propostos e aqueles adotados pela ANEEL não apresentou tendência definida, sendo menores no 1º e 4º CRTP e maiores no 2º, 3º e 5º CRTP. A diferença verificada no 3º

CRTP foi consideravelmente maior do que aquela dos outros ciclos de revisão, quando o modelo proposto indicou para a Taxa de Retorno da Carteira de Mercado o valor de 18,40%, sendo que o órgão regulador adotou no referido ciclo o valor de 10,69%. Apesar da volatilidade das diferenças verificadas, a média do componente S&P500 calculada neste estudo para os cinco CRTPs foi 1,68% maior do que a média dos valores adotados pela ANEEL. Dessa forma, a adoção desse modelo para a projeção do componente S&P500 implicaria em um aumento do WACC regulatório.

Por meio do modelo de série temporal AR (1) proposto para a série EMBI+ ajustada pelo método de Hodrick-Prescott, foram estimados os valores referentes aos CRTPs realizados pela ANEEL. A diferença entre os valores propostos e aqueles adotados pela ANEEL foram menores do 2º ao 5º CRTP. No 1º CRTP, o valor proposto foi consideravelmente maior (13,99%) do que o valor utilizado pela ANEEL (4,08%). Tal fato deve-se à abordagem do modelo AR (1), ao considerar o último valor da variável para a projeção da série. Apesar das diferenças verificadas, a média entre os valores propostos em relação àqueles adotados pela ANEEL foi maior em 1,01%. Assim, a adoção desse modelo para a projeção do componente EMBI+ implicaria um aumento do WACC regulatório.

O modelo de série temporal proposto para a série original do componente CPI divergiu daqueles propostos para as demais variáveis deste estudo. No caso da série CPI, propôs-se o modelo ARMA (2, 2) para as projeções da série. A partir desse modelo, verificou-se que os valores estimados foram menores do 1º ao 4º CRTP, e ligeiramente maior no 5º CRTP. Observando-se a média entre os valores propostos e aqueles utilizados pela ANEEL, verifica-se uma diferença negativa de 0,74% para os cinco CRTPs. Dessa forma, a adoção desse modelo para a projeção do componente CPI acarretaria em uma redução do WACC regulatório.

A diferença entre os valores dos componentes estimados neste estudo em relação aos valores estimados pela ANEEL ocasionou em resultados diferentes para o WACC regulatório. Para o 1º CRTP, o WACC proposto (17,70%) é consideravelmente maior do que o WACC adotado pelo órgão regulador (11,66%), diferença ocasionada principalmente pelo valor maior estimado neste estudo para o componente Risco País. No 2º CRTP, o WACC proposto (9,51%) foi similar ao WACC ANEEL (9,74%), apesar das diferenças dos componentes recalculados nesta pesquisa. Para o 3º CRTP, o maior valor estimado para o componente S&P500 aumentou o WACC proposto (8,91%) em 0,97% em relação ao WACC ANEEL (7,94%). Para o 4º e 5º CRTP, os valores do WACC proposto foram menores como consequência de menores valores estimados para o componente UST10.

Apesar das diferenças verificadas entre o WACC proposto e o WACC ANEEL, a média para os cinco CRTPs indica um valor maior em 0,87%, quando a média do WACC proposto foi de 10,05% e a média do WACC ANEEL foi de 9,18%. Assim, pode-se afirmar que este estudo resultou em uma maior oscilação do WACC regulatório ao longo dos CRTPs, enquanto o WACC regulatório estimado pela ANEEL apresentou um comportamento mais estável. A maior oscilação do WACC regulatório pode gerar incertezas no mercado e, conseqüentemente, afetar a percepção de risco dos investidores. Tal comportamento deve-se à captura das condições de mercado mais recentes pelos modelos de séries temporais propostos, enquanto o modelo ANEEL busca tirar a média dos ciclos econômicos passados, suavizando efeitos de mercado de curto prazo.

Como continuidade deste trabalho, propõem-se dois caminhos metodológicos para o aprimoramento do cálculo do custo de capital regulatório. São eles: (i) o aprofundamento das pesquisas para a utilização dos modelos de séries temporais como alternativa para a projeção das séries temporais longas integrantes do WACC regulatório; (ii) o estudo de outros modelos para o cálculo do custo do capital próprio, como o APT, como alternativa ao CAPM.

A continuidade das pesquisas para o uso dos modelos de séries temporais na metodologia de cálculo do custo regulatório poderia, ainda, ser subdividida em três tópicos. Primeiramente, poderá ser estimado um modelo de série temporal para cada variável de cada CRTP (este estudo adotou uma única janela temporal), de modo que características intrínsecas das variáveis em cada momento econômico sejam capturadas por diversos modelos de séries temporais. Como segundo tópico de pesquisa, poderia ser considerada a estimação dos modelos com séries temporais limitadas a cinco anos, visto que valores anteriores a tal período podem alterar os modelos de previsão sem, necessariamente, trazer informação relevante para as condições de mercado atuais. O terceiro tópico para a continuidade das pesquisas envolve a verificação da necessidade de se ajustar os modelos de séries temporais propostos de acordo com os diagnósticos de normalidade, autocorrelação e heterocedasticidade dos resíduos.

REFERÊNCIAS

AAKER, D. A.; KUMAR, V.; DAY, G. S. *Pesquisa de marketing*. São Paulo: Atlas, 2004.

ABRADEE, Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica. Setor elétrico. Visão geral do setor. Disponível em: <<http://abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 26 jun. 2018.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Regulação econômica do segmento de distribuição. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-economica-de-distribuicao>>. Acesso em: 26 jun. 2018.

_____. Regulação econômica do segmento de transmissão de energia. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-economica-de-transmissao>>. Acesso em: 26 jun. 2018.

_____. Nota técnica n. 122/2005 - SRE/ANEEL de 19 de abril de 2005. Brasília, DF, 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 01 ago. 2017.

_____. Nota técnica n. 68/2007 - SRE/ANEEL de 21 de março de 2007. Brasília, DF, 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 01 ago. 2017.

_____. Nota técnica n. 180/2014 - SGT/ANEEL de 29 de janeiro de 2015. Brasília, DF, 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 01 ago. 2017.

ALEXANDER, I.; MAYER, C.; WEEDS, H. Regulatory structure and risk and infrastructure firms: an international comparison. World Bank Policy Research. The World Bank, Washington, D.C., 1996. Working Paper no. 1698.

AVERCH, Harvey; JOHNSON, Leland L. Behavior of the firm under regulatory constraint. *The American Economic Review*, v. 52, n. 5, p. 1.052-69, 1962.

BARROS, R. B.; MATOS, R. A.; MATOS, F. V. B; DOEGE, R. Análise crítica do custo médio ponderado de capital regulatório instituído pela ANEEL para o 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódico das empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE CUSTOS ABC. ANEEL, 2012.

BENETTI, C.; DECOURT, R. F.; TERRA, P. R. The practice of corporate finance in an emerging market: preliminary evidence from the brazilian survey. In: ANNUAL MEETING OF THE FINANCIAL MANAGEMENT ASSOCIATION. [S.l.: s.n.], 2007.

BOX, G. E. P.; JENKINS, G. M.; REINSEL, G. C. *Time series analysis: Forecasting and control*. Princeton NJ: Princeton-Hall International, 1978.

BOWER, Dorothy H.; BOWER, Richard S.; LOGUE, Dennis E. Arbitrage pricing theory and utility stock returns. *The Journal of Finance*, v. 39, n. 4, p. 1.041-54, 1984.

BRAEUTIGAM, Ronald R.; PANZAR, John C. Effects of the change from rate-of-return to price-cap regulation. *The American Economic Review*, v. 83, n. 2, p. 191-198, 1993.

BROOKS, Chris. *Introductory econometrics for finance*. Cambridge: Cambridge University Press, 2008.

CAMACHO, Fernando T. Custo de capital de indústrias reguladas no Brasil. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v. 11, n. 21, p.139-64, jun. 2004.

CAMACHO, F. T.; MENEZES, F. M. Price regulation and the cost of capital. School of Economics, University of Queensland, 2010. Disponível em: <<https://economics.uq.edu.au/413-price-regulation-and-cost-capital>>. Acesso em: 18 mar 2018.

CAMPBELL, John Y.; LO, Andrew W.; MACKLINLAY, Archie C. *The econometrics of financial markets*. Princeton, NJ: Princeton University Press, 1997, v. 2.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Visão geral das operações na CCEE, 2011. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 07 fev. 2016.

COOPER, Donald R.; SCHINDLER, Pamela S. *Business research methods*. 12. ed. New York: McGraw Hill. 2014.

COOPER Donald R.; SCHINDLER, Pamela. S. *Métodos de pesquisa em administração*. 7. ed. Porto Alegre: Bookman, 2003.

COUTINHO, Paulo; OLIVEIRA, A. Determinação da taxa de retorno adequada para concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil. Relatório final de trabalho realizado para a SRE/Aneel, 2001.

CREW, Michael A.; KLEINDORFER, Paul R. Incentive regulation in the United Kingdom and the United States: some lessons. *Journal of Regulatory Economics*, v. 9, n. 3, p. 211-225, 1996.

CUNHA, M. F.; RECH, I. J.; PIMENTA, D. P.; IARA, R. N. Comparação do custo de capital do setor elétrico com base no modelo da ANEEL e do modelo com dados do mercado brasileiro. In: XXXVIII ENANPAD. AnPAD, 2014.

DAMODARAN, Aswath. *Investment valuation: tools and techniques for determining the value of any asset*. New York: John Wiley, 2012.

DICKEY, David A.; FULLER, Wayne A. Distribution of the estimators for autoregressive time series with a unit root. *Journal of the American Statistical Association*, v. 74, n. 366a, p. 427-31, 1979.

FRENCH, Craig W. The treynor capital asset pricing model. *Journal of Investment Management*, v. 1, n. 2, p. 60-72, 2003.

GOLDENBERG, David H.; ROBIN, Ashok J. The arbitrage pricing theory and cost-of-capital estimation: the case of electric utilities. *Journal of Financial Research*, v. 14, n. 3, p. 181-96, 1991.

GORDON, M. J.; SHAPIRO, E. Capital equipment analysis: the required rate of profit. *Management Science, INFORMS*, v. 3, n. 1, p. 102-10, 1956.

GRAHAM, J. R.; HARVEY, C. R. The theory and practice of corporate finance: Evidence from the field. *Journal of Financial Economics*, Elsevier, v. 60, n. 2, p. 187–243, 2001.

GUJARATI, Damodar N.; PORTER, Dawn C. *Econometria básica*. 5. ed. Rio de Janeiro: Amgh, 2011.

HAMADA, Robert S. The effect of the firm's capital structure on the systematic risk of common stocks. *The Journal of Finance*, v. 27, n. 2, p. 435-52, 1972.

HODRICK, Robert J.; PRESCOTT, Edward C. Postwar US business cycles: an empirical investigation. *Journal of Money, Credit, and Banking*, p. 1-16, 1997.

IPEA, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Metodologia EMBI. Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br>>. Acesso em: 09 set. 2018.

KWIATKOWSKI, D., PHILLIPS, P. C., SCHMIDT, P., & SHIN, Y. Testing the null hypothesis of stationarity against the alternative of a unit root: How sure are we that economic time series have a unit root. *Journal of econometrics*, v. 54, n. 1-3, p. 159-178, 1992.

LINTNER, Jonh. The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets. *The Review of Economics and Statistics*, p. 13–37, 1965.

LISTON, Catherine. Price-cap versus rate-of-return regulation. *Journal of Regulatory Economics*, v. 5, n. 1, p. 25-48, 1993.

LITTLECHILD, Stephen C. *Regulation of british telecommunications' profitability*. Department of Industry, 1983. Report to the Secretary of State.

MARKOWITZ, Harry. Portfolio selection. *The Journal of Finance*, v. 7, n. 1, p. 77-91, 1952.

MODIGLIANI, Franco; MILLER, Merton H. The cost of capital, corporation finance and the theory of investment. *The American Economic Review*, v. 48, n. 3, p. 261-97, 1958.

MODIGLIANI, Franco; MILLER, Merton H. Corporate income taxes and the cost of capital: a correction. *The American Economic Review*, v. 53, n. 3, p. 433-43, 1963.

MOSSIN, Jan. Equilibrium in a capital asset market. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, p. 768-83, 1966.

MYERS, Stewart C.; MAJLUF, Nicholas S. Corporate financing and investment decisions when firms have information that investors do not have. *Journal of Financial Economics*, v. 13, n. 2, p. 187-221, 1984.

PAUPERIO, Marco Antônio Luz. Modelo Regulatório e risco de mercado uma comparação entre as empresas de distribuição de gás e energia elétrica norte-americanas e suas congêneres no Brasil, Chile e Argentina. 2012. Dissertação. (Mestrado em Ciências) — Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo USP, São Paulo.

PEANO, C. de R. Regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela Aneel. São Paulo, 2005.

- PEREIRO, Luis E. *Valuation of companies in emerging markets: a practical approach*. New York: John Wiley, 2002.
- PHILLIPS, Peter CB; PERRON, Pierre. Testing for a unit root in time series regression. *Biometrika*, v. 75, n. 2, p. 335-46, 1988.
- PRATT, Shannon P. *Cost of capital: estimation and applications*. New York: John Wiley, 2002.
- ROCHA, Katia; BRAGANÇA, Gabriel Fiuza de; CAMACHO, Fernando. *Remuneração de capital das distribuidoras de energia elétrica: uma análise comparativa*. BNDES, 2006.
- ROCHA, Renato de Almeida. *Cálculo do custo médio ponderado de capital para o setor de distribuição de energia elétrica no Brasil através de dados da economia nacional e do APT*. 2009. Dissertação de Mestrado. PUC-Rio.
- 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*, Elsevier, v. 4, n. 2, p. 129-76, 1977.
- SHARPE, William F. Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk. *The Journal of Finance*, v. 19, n. 3, p. 425-42, 1964.
- TOBIN, James. Liquidity preference as behavior towards risk. *The Review of Economic Studies*, v. 25, n. 2, p. 65-86, 1958.
- TREYNOR, J. L. *Market value, time and risk*. 1962. Working paper.
- TSAY, Ruey S. *Analysis of financial time series*. New York: John Wiley, 2010.
- WILLIAMS, J. B. *The theory of investment value*. [S.l.]: JSTOR, 1938, v. 36.

APÊNDICES

APÊNDICE A

DISTRIBUIDORAS BRASILEIRAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Quadro 8 - Distribuidoras brasileiras de energia elétrica

(continua)

1	AES ELETROPAULO	Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
2	ALIANÇA	Cooperativa Aliança
3	CELG-D	Companhia Energética de Goiás
4	CELPA	Centrais Elétricas do Pará S/A
5	CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
6	CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
7	CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício
8	COCEL	Companhia Campolarguense de Energia
9	COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
10	COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
11	CPFL JAGUARI	Companhia Jaguari de Energia
12	CPFL LESTE PAULISTA	Companhia Paulista de Energia Elétrica
13	CPFL MOCOCA	Companhia Luz e Força Mococa
14	CPFL PAULISTA	Companhia Paulista de Força e Luz
15	CPFL PIRATININGA	Companhia Piratininga de Força e Luz
16	CPFL SANTA CRUZ	Companhia Luz e Força Santa Cruz
17	CPFL SUL PAULISTA	Companhia Sul Paulista de Energia
18	EDP ESPIRITO SANTO	EDP Espírito Santo - Distribuição de Energia Elétrica S.A.
19	EDP SÃO PAULO	EDP São Paulo - Distribuição de Energia Elétrica S.A.
20	ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços S/A
21	ENEL CE	Enel Distribuição Ceará
22	ENEL RJ	Enel Distribuição Rio
23	ENERGISA BO	Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S/A
24	ENERGISA MG	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S/A
25	ENERGISA MS	Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A
26	ENERGISA MT	Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A
27	ENERGISA NF	Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S/A
28	ENERGISA PB	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A
29	ENERGISA SE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S/A
30	ENERGISA SS	Energisa Sul-Sudesse - Distribuidora de Energia S/A
31	ENERGISA TO	Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A
32	FORCEL	Força e Luz Coronel Vivida Ltda.
33	IGUAÇU ENERGIA	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.
34	JARI	Jari Energética S/A. - JESA
35	JOÃO CESA	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda
36	LIGHT	Light Serviços de Eletricidade S/A
37	MUXFELDT	Muxfeldt, Marin \& Cia Ltda.
38	NOVA PALMA	Usina Hidroelétrica Nova Palma (UENPAL)
39	PANAMBI	Hidroelétrica Panambi S.A (HIDROPAN)
40	RGE	Rio Grande Energia S/A
41	RGE SUL	RGE SUL
42	SANTA MARIA	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A
43	SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade
44	URUSSANGA	Empresa Força e Luz de Urussanga Ltda. (EFLUL)

(conclusão)

45	DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí
46	DMED	DME Distribuição S/A
47	ELETROCAR	Centrais Elétricas de Carazinho S/A
48	CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá
49	CEB-D	CEB Distribuição S/A
50	CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
51	CELESC-D	Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A
52	CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A
53	CERR	Companhia Energética de Roraima
54	COPEL-DIS	Copel Distribuição S/A
55	ELETROBRAS AC	Eletrobras Distribuição Acre
56	ELETROBRAS AL	Eletrobras Distribuição Alagoas
57	ELETROBRAS AM	Eletrobras Amazonas Energia
58	ELETROBRAS PI	Eletrobras Distribuição Piauí
59	ELETROBRAS RO	Eletrobras Distribuição Rondônia
60	ELETROBRAS RR	Eletrobras Distribuição Roraima

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

APÊNDICE B

COMPANHIAS AMERICANAS UTILIZADAS NO CÁLCULO DO BETA

Quadro 9 - Companhias americanas utilizadas no cálculo do beta

1	Ameren Corp
2	American Electric Power Company Inc
3	Avista Corp
4	Duke Energy Corp
5	Exelon Corp
6	FirstEnergy Corp
7	ITC Holdings Corp
8	NextEra Energy Inc
9	Northeast Utilities
10	Peeco Holdings Inc
11	PG&E Corp
12	Public Service Enterprise Group Inc
13	Portland General Electric Co
14	Westar Energy Inc
15	ALLETE Inc
16	Alliant Energy Corp
17	Consolidated Edison Inc
18	Empire District Electric Co
19	Entergy Corp
20	Idacorp Inc
21	Energy Corp
22	Pinnacle West Capital Corp
23	Resources Inc
24	PPL Corp
25	UIL Holdings Corp
26	Xcel Energy Inc
27	Wisconsin Energy Corp

Fonte - Elaborado pelo autor da dissertação.

APÊNDICE C
NOTAS TÉCNICAS DA ANEEL RELATIVAS AOS CRTPs

Quadro 10 - Notas técnicas da ANEEL relativas aos CRTPs

CICLO	ANO	NOTA TÉCNICA
1° CRTP	2005	Nota Técnica n. 122/2005-SRE/ANEEL
2° CRTP	2006	Nota Técnica n. 164/2006-SRE/ANEEL
3° CRTP	2011	Nota Técnica n. 297/2011-SRE/ANEEL
4° CRTP	2015	Nota Técnica n. 22/2015-SRE/ANEEL
5° CRTP	2017	Nota Técnica n. 189/2017-SRE/ANEEL

Fonte - Elaborada pelo autor da dissertação.