

CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO PARA AS EMPRESAS DO SETOR ELÉTRICO: O CAPM AINDA É O MELHOR MODELO A SER UTILIZADO?

Paulo Glécio da Rocha¹
Francisco de Sousa Ramos¹

¹*Universidade Federal de Pernambuco*

DOI: 10.47168/rbe.v30i4.952

RESUMO

Este artigo apresenta uma breve discussão sobre a metodologia empregada pela agência reguladora na definição do custo do capital para os investimentos aplicados no setor elétrico. A remuneração tem como premissa básica uma componente taxa livre de risco e outra que considera o prêmio pelo risco. A metodologia *Capital Asset Price Model* – CAPM é bastante empregada nas análises de revisões tarifárias, impactando a remuneração dos investimentos e a consequente receita homologada anual das empresas. Uma das questões para a definição da taxa de remuneração está na base temporal utilizada em um dos parâmetros do modelo, o fator multiplicador do prêmio de risco de mercado, β , que é calculado com base nas variações históricas dos preços dos ativos. São utilizados dados de empresas no Índice de Energia Elétrica – IEE da Bolsa de Valores. Os resultados para o β não demonstraram variação significativa quando se altera a base temporal, assim como, também, não tiveram impacto em decorrência da pandemia do COVID. Quanto a comparação dos valores utilizados pela agência reguladora, nota-se que há uma divergência, que merece avaliação, considerando as premissas das empresas utilizadas neste artigo e às utilizadas pela Agência.

Palavras-chave: CAPM; Beta; Investimento de capital.

ABSTRACT

This article presents a brief discussion on the methodology used by the regulatory agency to define the cost of capital for investments in the electricity sector. The remuneration is based on a risk-free rate component and on a second that considers the risk premium. The Capital Asset Price Model (CAPM) methodology is widely used in tariff review analyses, impacting the remuneration of investments and the consequent annual approved revenue of companies. One of the issues

in defining the remuneration rate is the time basis used in one of the model parameters, the market risk premium multiplier factor, β , which is calculated based on historical variations in asset prices. The database used is the one of companies in the Electric Energy Index (IEE) of the Stock Exchange. The results for β did not show significant variation when the time basis is changed, nor did they have an impact due to the COVID pandemic. Regarding the comparison of the values used by the regulatory agency, it is noted that there is a divergence, which deserves evaluation, considering the premises of the companies used in this article and those used by the Agency.

Keywords: CAPM; Beta; Capital Investment.

1. INTRODUÇÃO

Os investimentos no setor elétrico, nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, devem garantir o atendimento do mercado, considerando a dinâmica do crescimento econômico. Os contratos associados, de concessões públicas, têm um longo prazo de duração, com possibilidade de renovação. Esse é um fator que traz um risco inerente à primeira vista, mas aporta também uma garantia de recebíveis certos ao longo do tempo. Este fator deve ser refletido na remuneração do capital, com vistas a se ter uma modicidade tarifária. O volume de investimento é altamente significativo, com aplicação dos recursos em prazos variáveis: 18 a 36 meses para os projetos de transmissão, 12 a 24 meses para os projetos de geração eólica e solar, e, dependendo do porte, até 60 meses para os projetos de geração hidráulica.

O setor elétrico é capital intensivo na formação da estrutura de composição do investimento, sendo o principal insumo na função de produção. As fontes de recursos para o desenvolvimento dos projetos são as do capital aplicado pelos investidores: o capital próprio, e capitais obtidos junto aos bancos financiadores e recursos de terceiros. Particularmente no que se refere ao capital próprio, os investidores buscam maximizar seu retorno ao menor risco possível. Portanto, neste caso, como medir a remuneração adequada, pela agência reguladora, para os contratos de concessão de longo prazo?

Especificamente no caso do modelo brasileiro de competição via leilões de ativos/concessões/autorizações e leilões de venda de energia elétrica associados a novos empreendimentos de geração (fonte hidráulica, eólica, solar), é necessário que os agentes concorrentes definam a remuneração do capital aplicado de forma competitiva, frente ao risco do negócio.

A estrutura organizacional do setor é configurada como um ambiente de monopólio natural – caso da transmissão e distribuição, e

ambiente concorrencial no caso dos segmentos da geração e comercialização, ambos através de leilões definidos pelo poder concedente.

A remuneração do capital definirá os preços da energia elétrica em leilões de oferta, ou receita anual permitida para os ativos de transmissão, leiloados entre os agentes. Em ambos os casos, a definição da remuneração do capital é fundamentada na avaliação do risco e retorno dos ativos envolvidos. Nesse âmbito, os cálculos de remuneração do capital devem nortear os lances dos investidores, preservando a rentabilidade desejada para o capital a ser empregado. A alavancagem financeira para cobrir os investimentos segue a regra de que os custos financeiros dos empréstimos são mais baratos do que os recursos próprios dos acionistas, sob a ótica da taxa de juros dos financiamentos e remuneração do capital próprio. Em tese, define-se que os riscos dos investidores são superiores aos dos bancos financiadores, que requerem coberturas e garantias financeiras e ou corporativas para os financiamentos.

A metodologia a ser utilizada para o cálculo dessa remuneração do capital deve considerar fatores que ponderem os riscos da atividade de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica, e comercialização, frente as receitas futuras dos contratos licitados, oportunizando os custos operacionais, riscos de inadimplência, variação do crescimento do mercado, oferta e demanda, e custos financeiros.

A agência reguladora tem o papel definido para estabelecer as regras no ambiente dos negócios do setor elétrico, e é responsável pelo aprimoramento das práticas e performances de mercado, protegendo e promovendo a competição para a prestação de serviço, assim como proteger os agentes, de forma global.

Entre as diversas variáveis elétricas, contábeis e de mercado, este artigo aborda o cálculo e metodologia da remuneração de capital com riscos associados. Busca-se responder às questões seguintes: i) existe alguma metodologia mais adequada que traduza esses efeitos e seja aplicável no setor elétrico? ii) quais são as variáveis que trazem volatilidade para o negócio do setor elétrico? e iii) quais os riscos implícitos envolvidos na atividade de geração, transmissão, distribuição e comercialização?

No caso da primeira questão, entre os diversos modelos de cálculo de risco e retorno destaca-se o *Capital Asset Price Model* - CAPM, método empregado pela agência reguladora, como sendo aquele mais apropriado e mais indicado para definir a remuneração adequada do capital, capturando a relação risco e retorno, e desaguando no indicativo de revisões tarifárias e ajustes das tarifas e preços de energia elétrica e receitas das transmissoras, empresas e consórcios.

A remuneração do capital próprio é calculada com base na taxa livre de risco, representando a base de não haver risco no negó-

cio a ser praticado. Pode-se utilizar as taxas de poupança, por exemplo, e adiciona-se a essa componente um prêmio pelo risco. Essa segunda parcela é referenciada pela multiplicação de um fator sobre a diferença entre o retorno médio do mercado e a taxa livre de risco. O fator ponderador é calculado pela volatilidade relativa entre o comportamento do preço do ativo específico e o mercado, obtido pela covariância do ativo e variância do mercado. No caso, a base de cálculo é o preço da ação, preço de fechamento diário, e o índice da BOVESPA.

Quanto à questão (ii), referente aos riscos exógenos associados ao setor elétrico, quando aplicado a uma metodologia de precificação de riscos e remuneração aponta-se que, entre outros métodos de cálculo do custo do capital próprio, o CAPM tem sido utilizado com mais frequência. A grande discussão sobre a escolha do método reside na consistência adequada para representar os riscos associados à atividade econômica e, de fato, representar a melhor opção e alternativa para a remuneração justa do negócio. Quais são os possíveis problemas com os nos deparamos com a aplicação desse método? O primeiro destaque refere-se à homogeneidade das empresas: aqui, não se tem de forma isolada um rol de empresas com o mesmo perfil-tamanho, prazos de concessões, idade dos ativos, alavancagem financeira, garantias disponíveis e geração de caixa livre, lucratividade e eficiência operacional. Além disso, empresas com a prestação de serviços de transmissão e geração de energia elétrica, bem como comercialização. Outro problema se refere à janela temporal, ou seja, qual é o melhor período de avaliação, prazo, de forma a se ter uma consistência estatística? O terceiro ponto de destaque é a existência de modulações econômicas diversas, provocadas por mudança de políticas econômicas, fatores exógenos, a exemplo da recente pandemia e *lock-down*, e instabilidade das variáveis macroeconômicas, como o descontrole da inflação, provocando distorções das volatilidades dessas variáveis aplicadas na modelagem do CAPM. Este aspecto será tratado no artigo como ponto focal.

No terceiro ponto, riscos inerentes, citam-se os exemplos dos riscos operacionais, como a variabilidade das vazões dos rios, os desligamentos dos sistemas de transmissão para manutenção corretiva e preditiva, acarretando uma descontinuidade na prestação do serviço de transporte de energia elétrica, bem como a frequência e velocidade dos ventos e índices solarimétricos, que afetam diretamente as receitas das empresas de geração, transmissão e distribuição, seja na variação do preço da eletricidade, para o caso dos geradores, ou na receita anual permitida, para as empresas de transmissão. Estes riscos inerentes à geração e transporte de energia elétrica, bem como à distribuição, devem ser mensurados para fins de cálculo das remunerações dos investimentos. Observa-se que a geração e comercialização estão sob o regime do ambiente competitivo, enquanto a transmissão e dis-

tribuição são monopólios naturais. Em ambos os casos os investimentos devem ser remunerados de sorte que os riscos apresentados sejam considerados.

O objetivo do presente artigo é quantificar, de forma simplificada, os cálculos do fator multiplicador de risco, comumente conhecido como fator Beta, β , das empresas do setor elétrico. A agência reguladora tem utilizado esse procedimento para definir os parâmetros de revisão tarifária, uma das componentes de remuneração do capital aplicado. Como objetivo secundário serão comparados os resultados aqui encontrados com aqueles que a agência reguladora utiliza na modelagem de remuneração do capital aplicado no setor elétrico.

São apresentadas as comparações da metodologia aplicada pela agência e cenários alternativos, como proposta de simulação para cálculo do custo do capital próprio, considerando a vertente temporal recém ocorrida, que pode influenciar nos resultados. É possível, a partir da base das empresas reguladas, apontar para uma alternativa que supere os entraves indicados acima? É proposição apresentar os cenários indicativos e subsidiar o mercado com respeito ao custo do capital próprio no tocante à base temporal.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE REMUNERAÇÃO DE ATIVOS

Rocha, Gutierrez e Hausser (2012) propõem que a remuneração do capital próprio para o setor elétrico situe-se em 11,75% a.a., taxa efetiva real, considerando a necessidade da cobertura do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, em atendimento ao Protocolo de Quioto, para o segmento das fontes renováveis de energia. Um grupo que estuda as mudanças climáticas - Junta Executiva da *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC), define o *benchmark* dessa remuneração e a melhor metodologia para estabelecê-la, o CAPM.

A Tabela 1 (ROCHA, GUTIERREZ E HAUSSEER, 2012) apresenta as metodologias aplicadas nos países em processos de revisão tarifária, previstos nos contratos de concessão.

Tabela 1 – Uso do modelo WACC/CAPM por agências reguladoras internacionais

Países	Agência reguladora
Brasil	ANEEL – Energia Elétrica ANATEL – Telecomunicações ANTAQ – Transportes aquaviários ANTT – Transportes terrestres
Argentina	ENRE – Eletricidade ENARGAS – Distribuição de gás natural

Tabela 1 – Uso do modelo WACC/CAPM por agências reguladoras internacionais (cont.)

Países	Agência reguladora
Austrália	AER – Australian energy regulator
México	CRE – Comissão Reguladora de Energia
Itália	Autoridade Regolatoria de Elettricitàde e Gás
França	ART – Regulador de telecomunicações
Holanda	DTE – Dutch energy regulators
Inglaterra	OFTEL – Office of telecommunications OFCOM – Office of communications OFWAT – Water services regulation authority OFGEM – Office of the gas and electricity markets ORR – Office of the rail regulator CAA – Civil aviation authority
Irlanda	CER – Commission of energy regulation CAR – Commission of aviation regulation
Nova Zelândia	Commerce Commission – Electricity, gas, airport

No Brasil, a ANEEL, através de consulta pública CP 15/2018, questionou se era adequada a metodologia aplicada, aderente ao mercado de energia (ANEEL, 2020):

- 6.1 Alternativas quanto à metodologia
32. A questão fundamental da Consulta Pública 15/2018 era conhecer a visão da sociedade sobre a adequabilidade de continuar embasando o cálculo da taxa regulatória de remuneração do capital nas premissas do binômio WACC/CAPM. A partir dessa questão principal foram construídas três alternativas de metodologia demonstradas em termos teóricos, a saber:
- a. Manter a metodologia WACC/CAPM vigente, com aprimoramentos;
 - b. Manter a metodologia WACC/CAPM com possibilidade de alteração substancial na forma de estimação dos parâmetros; e
 - c. Substituir a metodologia WACC/CAPM por outra opção metodológica.

Na análise, os agentes, nos diversos segmentos, fizeram suas contribuições no sentido de apontar o caminho mais pertinente aos cálculos da remuneração do capital, concordando com a atual metodologia, tendo alguns agentes inferido a necessidade de melhorar as estimativas.

Neste artigo, analisa-se, entre os diversos pontos anotados na contribuição, a base temporal, considerando o universo das empresas do setor, principalmente aquelas listadas em Bolsa e que compõem o Índice de Energia Elétrica – IEE, que considera as empresas com ne-

gociação na B3, com critérios de inclusão e exclusão. Essa condição de seleção torna a base do IEE móvel, considerando o nível e volume de negócios dos papéis dessas empresas na B3. Essa dificuldade traz uma flexibilização do resultado esperado, considerando que as empresas selecionadas não são as mesmas ao longo do período analisado. Nesse caso, adota-se aquelas com maior volume de negociação e mercado. Além disso, a proposição dessa seleção das empresas diverge da base de empresas utilizadas pela ANEEL, podendo servir de contraponto aos resultados entre ambas.

Nesse aspecto neste artigo busca-se contribuir na avaliação de um dos termos que compõe a metodologia, o cálculo do β , testando a rigidez estatística aplicada quando da definição da base temporal, bem como a identificação dos agentes que participam do mercado.

O resultado encontrado pela ANEEL (ANEEL, 2020) para o Custo do Capital para os Segmentos de Geração Cotista e Transmissão, é apresentado na Tabela 2 (ANEEL, 2020).

Tabela 2 – Custo do Capital para os Segmentos de Geração Cotista e Transmissão

Transmissão e Geração (Cotistas)	2018	2019	2020
Remuneração de Capital Próprio			
Taxa Livre de Risco	6,40%	6,12%	5,83%
Beta Alavancado	0,5335	0,4749	0,4240
Prêmio de Risco de Mercado	6,38%	6,43%	6,46%
Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro	3,41%	3,06%	2,74%
Remuneração real depois de impostos	9,80%	9,17%	8,57%
Remuneração de Capital de Terceiros			
Debêntures	6,92%	6,71%	6,21%
Custo de emissão	0,35%	0,40%	0,37%
Remuneração real antes de impostos	7,27%	7,11%	6,58%
Impostos	34%	34%	34%
Remuneração real depois de impostos	4,80%	4,69%	4,34%
Estrutura de Capital			
% Capital Próprio	58,25%	60,39%	61,97%
% Capital de Terceiros	41,75%	39,61%	38,03%
Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - Média Ponderada			
Real, antes de impostos	11,69%	11,21%	10,55%
Real, depois de impostos	7,71%	7,40%	6,96%

3. METODOLOGIA APLICADA AO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O custo médio ponderado de capital (WACC, em inglês) é definido pela Equação 1, com a premissa básica de que os custos associados ao capital próprio sejam maiores do que os custos dos financiamentos, $k_a > k_d$, considerando os riscos associados aos recursos. As taxas de juros dos empréstimos, lastreadas em garantias, permitem garantir que o custo de capital de terceiros seja menor do que o dos investidores, que assumem os riscos de negócios, a exemplo de risco de construção, variação do preço no mercado, variação de índices macroeconômicos, entre outros. Fontes básicas de financiamentos para o setor elétrico são os bancos estatais, como o BNDES, BNB e BASA. Esses bancos têm taxas de juros reais de longo prazo que permitem alavancar financeiramente os empreendimentos, quando da sua implantação.

$$WACC = 1 + \frac{E}{E + D} * k_e + \frac{D}{E + D} * (1 - t) * K_d \quad (1)$$

Em que:

k_e = custo de capital próprio;

k_d = custo do capital de terceiros;

t = alíquota de impostos;

E = Capital próprio, ou *Equity*;

D = Capital de terceiros, ou *Debt*.

Entre os diversos métodos que quantificam a remuneração de ativos ao longo do tempo, a exemplo do *Asset Price Model*, APT, Modelo de Gordon, a ANEEL utiliza o *Capital Asset Price Model* (CAPM), adaptando a modelagem ao risco associado, incorporando adicionalmente componentes exógenos, a exemplo do risco regulatório, risco cambial e risco país, quando se tem recursos externos aplicados e ou captação de recursos em moedas estrangeiras.

A forma clássica do CAPM é definida pela Equação 2, na sua forma original. Damodaran (2020) aponta para a utilização desse modelo, simplificado, como melhor forma de quantificar a remuneração do capital próprio, dada a alternativa de outros métodos.

$$k_a = k_{RF} + \beta * (k_M - k_{RF}) \quad (2)$$

Em que:

k_a = custo de capital próprio;

k_{RF} = taxa de juros livre de risco;

k_M = retorno do mercado;

$\beta = cov(k_M; k_a) / Var(k_M)$;

Para o PDE 2030 (EPE, 2021) a taxa do custo médio ponderado de capital, WACC, em termos reais, é indicada em 8% a.a., com a premissa básica de composição da fonte de recurso com 40% capital próprio e 60% capital de terceiros (45% BNDES, 15% mercado - debentures). A indicação da remuneração do capital próprio é de 13% a.a., e a taxa de juros média de 7% a.a. para os financiamentos. Considera-se ainda imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido em 34%, no regime tributário de lucro real.

Na Tabela 3, baseada em Andrade e Vieira (2006), é indicada a formação e premissas para a definição do custo do capital no Brasil, para o setor elétrico, em particular para as atividades de distribuição, sujeitas às revisões tarifárias periódicas. Note-se que o prêmio pelo risco total enseja a componente de capital externo, em dólar, risco país, estrutura de capital ideal, impostos associados, e inflação americana. A razão da amplitude e abertura da formação do custo do capital deve-se ao fato que os investidores são em maioria estrangeiros, associados com empresas brasileiras, com fonte de financiamento dos bancos fomentadores, tendo o BNDES como referência.

Tabela 3 – Componentes do custo de capital para investimentos no setor elétrico

Componentes	
Taxa livre de risco – RF ^a	5,32
Beta US médio desalavancado – BuUS ^b	35,84
Alíquota de impostos corporativos no Brasil – IR ^c	34
Índice de endividamento – P / PL ^d	64,52
Beta realavancado – LBR ^e	51,10

^a Média aritmética, no período de jan. de 1995 a dez. de 2005, do *T-Note 10* (Fonte: IPEA data). <http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>

^b Média dos betas das empresas de energia elétrica dos EUA fornecidos pela Economatica, desalavancados por meio do endividamento e da taxa de 40% para impostos corporativos dos EUA (KPMG's *Corporate Tax Rates Survey* 2004). <https://pages.stern.nyu.edu/adamodar/pc/datasets/marginaltaxrate.pdf>

^c Alíquota marginal adotada para impostos de renda corporativos no Brasil, sendo de 34%, de acordo com o relatório publicado pela KPMG's *Corporate Tax Rates Survey* em janeiro de 2004. <https://pages.stern.nyu.edu/adamodar/pc/datasets/marginaltaxrate.pdf>

^d Média aritmética anual do período 2000-2005 de dados contábeis referentes à razão entre passivo oneroso (P) e patrimônio líquido (PL) das concessionárias analisadas. Fonte: Bovespa. https://www.b3.com.br/pt_br/para-voce

^e US realavancado à estrutura de capital das concessionárias brasileiras analisadas neste estudo.

Tabela 3 – Componentes do custo de capital para investimentos no setor elétrico (cont.)

Componentes	
Prêmio pelo risco de mercado – $RM - RF^f$	5,90
Risco Brasil – αBR^g	8,32
Risco regulatório – αreg^h	1,61
Risco de crédito – αC^i	4,05
Custo do capital próprio nominal: $Ke = RF + BLBR(RM-RF) + \alpha BR + \alpha reg$	18,27
Custo do capital de terceiros nominal: $Ki = RF + \alpha C + \alpha BR$	17,69
Custo do capital de terceiros nominal após IR: $Ki (1-0,34)$	11,68
Participação de capital próprio – $PL / P+PL$	60,97
Participação de capital de terceiros – $P / P+PL$	39,03
WACC (nominal)	15,70
Inflação americana – πUS^j	2,65
WACC real = $[(1+WACC)/(1+\pi US)]-1$	12,71

^f Diferença entre a média aritmética anual do retorno do índice S&P 500 (Fonte: Standard and Poor's) para o período 1995-2005 ($RM=11,22\%$) e a média da taxa livre de risco ($RF = 5,32\%$). https://www.spglobal.com/_assets/documents/ratings/pt/pdf/2021-09-13-estudo-de-default-corporativo-e-de-transicoes-de-ratings-na-america-latina-2020.pdf

^g Média diária do índice EMBI + Brazil para o período de janeiro de 2000 a dezembro de 2005 (período livre dos efeitos da mudança cambial). Fonte: JPMorgan (apud CAMACHO, 2004).

^h Obtido pela diferença entre os betas desalavancados da Inglaterra (0,6311) e dos EUA (0,3584), multiplicado pelo prêmio de risco de mercado (5,90%), conforme Rocha, Bragança e Camacho (2006b). https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/1674/1/TD_1153.pdf

ⁱ Conforme recomendado por Camacho (2006), utilizou-se a média aritmética diária no período entre janeiro de 2000 e dezembro de 2005 da série do JPMorgan (apud CAMACHO, 2006) relativa a *Developed Market High Yield* para o Brasil (Ba2/BB) https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/1674/1/TD_1153.pdf

^j Média aritmética anual do IPC americano no período 1995-2005. Fonte: Revista Conjuntura Econômica RJ, FGV, v.60, fev.2006. apud: Andrade e Vieira (2006) <https://periodicos.fgv.br/rce/issue/view/1634/256>

4. ESTIMAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

O cálculo do β , multiplicador da diferença entre o retorno do mercado e a taxa livre de risco para o setor elétrico, pode ter um viés temporal, conforme dito antes, considerando as incertezas do mercado e a volatilidade econômica. Por construção, o risco relativo dos ativos do setor frente ao retorno do mercado considera o comportamento histórico, preço dos ativos por período a ser selecionado. No Brasil, agência reguladora do setor utiliza a base temporal de dez anos, porém, desconsidera alguns *outliers* que influenciam os resultados. Neste artigo foi utilizado um grupo diferente de empresas, tendo por base o IEE da B3, Índice das Empresas de Energia, de sorte que há uma suavização do risco de curto prazo, observando apenas a tendência de

longo prazo. Do ponto de vista dos contratos de concessão há uma concordância na prática adotada, ou seja, não incorporar no resultado algumas variações de desequilíbrio pontual no mercado de ações¹.

A Equação 3 permite calcular o fator multiplicador do prêmio de mercado para a defasagem temporal.

$$\beta_{t-t_i} = \text{cov}\left(k_a^{(t-t_i)}; k_M^{(t-t_i)}\right) / \text{var}\left(k_M^{(t-t_i)}\right) \quad (3)$$

Em que:

$\beta_{(t-t_i)}$ = fator multiplicado do prêmio de mercado para uma defasagem temporal i ;

t = data focal do último dia da série;

t_i = data focal no período de i dias anteriores ao t_0 ;

k_a = retorno do ativo para uma defasagem temporal i ;

k_M = retorno do mercado para uma defasagem temporal i ;

Em Fama-Macbeth (1973), para uma carteira de ativos, o fator multiplicador do risco de mercado é proporcional a razão da covariância entre o ativo e o mercado, pela variância do mercado:

In the portfolio model the investor looks at individual assets only in terms of their contributions to the expected value and dispersion, or risk, of his portfolio return. With normal return distributions the risk of portfolio p is measured by the standard deviation, $\sigma(\tilde{R}_p)$, of its return, $\tilde{R}_p$, and the risk of an asset for an investor who holds p is the contribution of the asset to $\sigma(\tilde{R}_p)$. If x_{ip} is the proportion of portfolio funds invested in asset i , σ_{ij} , assets i and $j = \text{cov}(R_i, R_j)$ is the covariance between the returns on assets i and j , and N is the number of assets. (FAMA-MACBETH, 1973)

Demonstra-se que a remuneração desejada para um ativo é definida na modelagem apresentada por Fama-Macbeth (1973). Dessa forma, particulariza-se o cálculo do β observando a base temporal. Fama-Macbeth (1973) também analisaram os dados em bases temporais

¹ O mercado de ações em ambiente competitivo deve seguir pressupostos básicos, como a plena disseminação das informações, que todos os agentes tenham o mesmo conhecimento ao tempo das mesmas, que o número de agentes no mercado seja significativo e que os mesmos não tenham poder discricionário de influir no mercado, que não haja barreiras de entrada ou saída do mercado, e que os custos de transação não sejam impeditivos das operações.

distintas, verificando a consistência da assertiva quanto ao retorno esperado.

Considere-se a base temporal variável, objeto de análise do impacto do fator multiplicador do risco de mercado frente a taxa livre de risco.

4.1 Base de dados

Foram consideradas as empresas listadas na BOVESPA que formam o Índice de Energia Elétrica -IEE, considerando uma planilha de livre acesso e fácil manuseio, considerando os argumentos da função `googlefinance` (`=googlefinance(Tiker(),"price";t0()-ti; t0(); "daily")`) com:

- *Tiker()* a sigla da empresa na B3;
- *t₀* = data focal do último dia da série; e
- *t_i* = data focal no período *i* dias anteriores ao *t₀*.

Foi feita a captura dos dados diários dos preços dos ativos, frente a evolução do índice de mercado, como sendo a base de cálculo do β na forma clássica, “desalavancado”, conforme o modelo do CAPM. Um dos problemas enfrentados a se utilizar essa função de captura de dados, é que pode haver lacunas, necessitando uma análise crítica de consistência com reparação e coleta em outra base. Utilizou-se como base complementar o *site*: <https://br.investing.com/equities/cesp-pnb-historical-data>, a exemplo da coleta da empresa CESP6, que foi alterada para a AURE3, devido à não existência desse *Ticker* em uso na B3.

Uma alternativa é obter os dados diretamente da B3, através do *site*: https://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/cotacoes/.

No caso de variação da base temporal, é de se esperar que aplicando um modelo que represente o cálculo da remuneração do capital, frente ao risco, o resultado encontrado não sofra grande variação. Em Cavalcante Filho et al. (2019) é feito o comparativo do quantitativo da base temporal, tamanho da amostra, quantitativo de ativos e relevância para a definição do prêmio pelo risco no mercado de ações norte-Americano e brasileiro, impacto nos betas calculados e possíveis divergências entre os prêmios ex-post e ex-ante. A conclusão desses autores é que os mercados avaliados foram similares. No objeto desse trabalho avalia-se os efeitos da base temporal, considerando quebras e dados exógenos ao mercado, como foi o caso da COVID, Sub-Prime-USA, entre outros ocorridos. Nesse aspecto, dá-se um corte temporal na data de decretação da pandemia, em 19/03/2020, separando duas séries de tempo para cálculo do fator multiplicador do risco, ou seja,

considera-se uma base para antes da pandemia e uma outra para depois da pandemia. Foram testadas as bases temporais nos resultados, com *lags* de tempo em três, cinco e 10 anos, antes e depois desse ocorrido. Fato relevante no trabalho de Cavalcante Filho (2019) é que a base temporal das variáveis foi mensal, tanto para o mercado norte-americano quanto para o brasileiro. Aqui, utilizamos base diária, o que aumenta o volume da dados, possibilitando a captura de flutuações dos preços dos ativos.

No caso, especifica-se apenas a mensuração do fator multiplicador, β , do prêmio de mercado, definido pela Equação (4):

$$R_{it} = (K_{rm}^{it} - K_{rf}^{it})$$

(4)

Em que:

R_{it} é o prêmio de mercado calculado entre o período t e $t-1$, em base diária;

K_{rm}^{it} é o retorno do mercado - rm , aqui calculado pelo índice Bovespa;

K_{rf}^{it} é a taxa de retorno livre de risco – rf do ativo i no período t , podendo adotar a SELIC, a taxa básica primária.

A Tabela 4 apresenta o levantamento dos dados capturados e calculados de acordo com a Equação 3. Considerando a variação da base temporal em três, cinco e 10 anos, sem desagregar o efeito da pandemia do COVID. Ressalte-se os casos em que a maturidade da empresa não alcança o prazo definido.

Tabela 4 – Cálculo do beta das empresas e da média ponderada do beta do setor elétrico – IEE B3

IEEX Carteira do Dia 12/12/23 Código	Ação	Qtde. Teórica	Part. (%) (*)	3 anos 24/01/24 a 25/01/21	5 anos 24/01/24 a 25/01/19	10 anos 24/01/24 a 25/01/14	Pós- pandemia 24/01/24 a 20/03/20	Pré- pandemia 20/03/20 5 anos 20/03/20 a 21/03/15	Pré- pandemia 20/03/20 10 anos 20/03/20 a 21/03/10
AESB3	AES BRASIL	18.000	6,273	0,58	0,63	0,58	0,57	0,59	0,59
ALUP11	ALUPAR	7.000	6,167	0,53	0,54	0,49	0,50	0,52	0,48
AURE3	AUREN	15.900	6,409	0,42	-	-	0,42	-	-
CMIG4	CEMIG	16.100	5,289	0,86	0,97	1,10	0,96	1,20	1,12
COCE5	COELCE	4.500	5,823	0,38	0,32	0,33	0,30	0,35	0,34
CPLE3	COPEL	23.400	6,758	0,65	0,79	0,85	0,76	0,90	0,88
CPFE3	CPFL ENERGIA	5.800	6,482	0,69	0,69	0,68	0,71	0,58	0,66
ELET3	ELETROBRAS	5.500	6,811	1,07	1,24	1,30	1,16	1,36	1,35
ENGI3	ENERGISA	4.300	6,744	0,47	0,54	0,58	0,51	0,58	0,59

Tabela 4 – Cálculo do beta das empresas e da média ponderada do beta do setor elétrico – IEE B3 (cont.)

IEEX Carteira do Dia 12/12/23 Código	Ação	Qtde. Teórica	Part. (%) (*)	3 anos 24/01/24 a 25/01/21	5 anos 24/01/24 a 25/01/19	10 anos 24/01/24 a 25/01/14	Pós- pandemia 24/01/24 a 20/03/20	Pré- pandemia 20/03/20 5 anos 20/03/20 a 21/03/15	Pré- pandemia 20/03/20 10 anos 20/03/20 a 21/03/10
ENEV3	ENEVA	16.500	6,321	1,00	0,87	0,63	0,83	0,58	0,55
EGIE11	ENGIE BRASIL	4.700	6,224	0,74	0,76	0,60	0,79	0,50	0,53
EQTL3	EQUATORIAL	6.200	6,413	0,72	0,73	0,65	0,75	0,60	0,58
NEOE3	NEOENERGIA	10.800	6,608	0,61	0,74	0,84	0,65	0,78	0,78
SRNA3	SERENA	18.700	4,896	0,80	0,71	0,67	0,67	0,76	0,81
TAEE11	TAESA	5.900	6,403	0,40	0,38	0,40	0,35	0,44	0,41
TRPL4	TRAN PAULIST	8.000	6,379	0,45	0,44	0,44	0,44	0,43	0,46
Quantidade Teórica Total	Média Ponderada do Beta do Setor Elétrico	171.300	100,000	0,65	0,65	0,63	0,65	0,63	0,63

Nos resultados da Tabela 4 admite-se a hipótese de que as empresas listadas no IEE seriam representativas do mercado de Energia Elétrica no Brasil.

Para melhor visualização do que é apresentado na Tabela 4, veja a Figura 1.

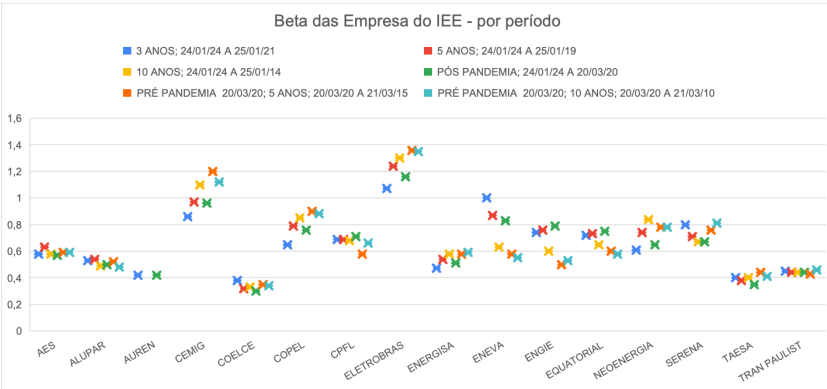


Figura 1 – Beta das empresas em períodos selecionados – IEE B3

Portanto, do rol das empresas indicadas no IEE-2024 destacam-se a Eletrobras e a Cemig como aquelas que tiveram os maiores valores de betas, para os períodos selecionados, seguido da empresa Eneva. As demais situam-se em torno da média, $\beta = 0,64$, considerando os pesos dessas empresas no indicador do IEE, tendo a Taesa e Transmissora Paulista os menores valores de β , bem como o da empre-

sa de distribuição Coelce e a comercializadora de energia Auren.

Os valores apontados pela ANEEL, apresentados na Tabela 2, para empresas submetidas à regulação econômica, são $\beta = 0,42$ em 2020, $\beta = 0,47$ em 2019 e $\beta = 0,53$ em 2018. Comparando com os valores calculados aqui, com média de $\beta = 0,64$, com os períodos discretizados, conforme Tabela 4, e tomando-se por base exclusivamente as empresas listadas na B3 indicados no IEE, percebe-se uma considerável diferença, carecendo, no mínimo, uma reflexão: trata-se de segmento capital intensivo, e os valores multiplicadores do risco de mercado podem estar subavaliados. Os resultados dos valores de β (ANDRADE e VIEIRA, 2006), $\beta = 0,35$, base americana para as empresas de distribuição, pode ser comparado ao resultado da Coelce, que tem uma média de $\beta = 0,34$ para os períodos analisados, com desvio padrão de 0,027.

Comparando a evolução dos ativos, observando a taxa de crescimento acumulada para um período de cinco anos, passado recente, apresenta-se a Figura 2, comparativa ao crescimento do índice da B3, destacando-se o crescimento do valor das empresas no período (figura captada do site B3, https://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/cotacoes/, em 11/03/2024).

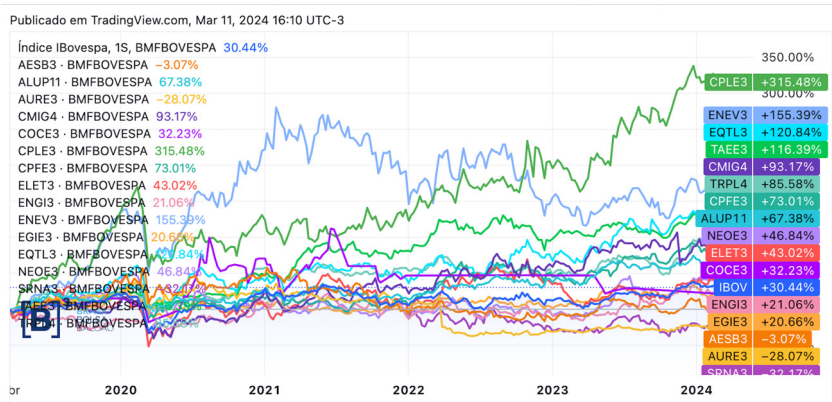


Figura 2 – Evolução da taxa de crescimento acumulada do preço das ações - há cinco anos, base 11/03/2024 - das empresas do setor elétrico – IEE e B3

Percebe-se que no período da pandemia do COVID houve uma drástica queda no valor das empresas, havendo depois uma nova rota de crescimento, e voltando à normalidade ao longo do tempo, tendo algumas empresas crescido acima da evolução do Índice da B3. Esse efeito não se refletiu sobre os valores de β das empresas, apresentados na Tabela 4.

5. CONCLUSÃO

A melhor metodologia a ser aplicada para definir o custo do capital, em particular o do setor elétrico, com características de contratos de longo prazo, capital intensivo, concorrência nos segmentos de geração e comercialização e concorrência para o mercado, via leilões públicos, é, ainda, o CAPM. Cabe à agência reguladora definir os critérios que espelhem o mercado, capturando os riscos inerentes, mantendo a saúde financeira e econômica dos agentes, consumidores e produtores. Nota-se a particularidade e complexidade em definir os parâmetros do custo do capital aplicado nesse segmento. É preponderante que os agentes se mantenham motivados a investir, bem como reinvestir, para manter a qualidade do serviço desejada, essencial para o desenvolvimento econômico e social. É apontado neste artigo a avaliação do parâmetro multiplicador do risco de mercado, calculado a partir das variâncias passadas em relação ao próprio mercado, Bolsa de Valores B3, tendo como referência as empresas listadas na B3 e que fazem parte do indicador IEE.

A divergência significativa entre os procedimentos metodológicos aplicados pela agência reguladora e aqueles sugeridos neste artigo, para a variável β , evidencia que há uma sub remuneração do capital quando aplicado o critério da agência, vis-à-vis o risco de mercado. Não se levou em consideração a alavancagem financeira, por definição do custo de oportunidade do investidor, frente a outros setores, devendo ser adotada a premissa do cálculo do β , na forma original, conforme definição de Fama-Macbeth (1973).

Dessa forma, a definição do parâmetro β ainda requer melhor estudo sobre as bases a serem utilizadas. Também, foi objetivo deste artigo avaliar se houve impacto do período pandêmico da COVID-19, ocorrido nos anos de 2020 e 2021, em que houve um forte arrefecimento da economia, na forma agregada, refletido nas empresas do setor elétrico. O resultado aponta que não foram significativos os efeitos da pandemia para fins de cálculo de remuneração do capital, do ponto de vista do fator multiplicador de risco para as empresas selecionadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, P. H. A.; VIEIRA, S. F. A. Remuneração de Capital das Distribuidoras de Energia Elétrica: uma Análise do Setor no Sul do Brasil. Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia – SEGET – 2006. https://www.aedb.br/seget/arquivos/artigos06/796_ARTIGO%20SEGET.pdf

ANEEL. Taxa Regulatória de Remuneração do Capital. Relatório de Análise de Impacto Regulatório no. 5/2020 – SEM/ANEEL. 2020.

B3. Metodologia do Índice de Energia Elétrica (IEE). Site: <https://www.b3.com.br/data/files/68/24/78/BE/19E615107623A41592D828A8/IEE-Metodologia-pt-br.pdf> . Acessado em 11/01/2024

CAMACHO, F. Custo de capital de indústrias reguladas no Brasil. Revista BNDES, v. 21, p. 139-163, 2004.

CAVALCANTE-FILHO, E.; CHAGUE, F.; De-LOSSO, R.; GIOVANNETTI, B.. US Risk Premia under Emerging Markets Constraints. https://www.anpec.org.br/encontro/2019/submissao/files_l/i8-cd23ae-0311171513000899adb0775fac.pdf. Encontro ANPEC 2019. Acessado em 14/01/2024.

DAMODARAN, A. Avaliação de investimentos: ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2001.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Caderno de Parâmetros de Custos - PDE 2030. EPE Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão (janeiro 2021).

FAMA, E. F.; MACBETH, J. D. The Journal of Political Economy, Vol. 81, No. 3. (May - Jun 1973), pp. 607-636. (1973).

PERLIN, M. Analizing Financial and Economic Data with R. Segunda Edição, Porto Alegre: Marcelo S. Perlin (publicação independente), 2021.

ROCHA, K.; GUTIERREZ, M. B. G. P. S.; HAUSSEER, P. A remuneração dos investimentos em energia renovável no Brasil – uma proposta metodológica ao benchmark da UNFCCC para o Brasil. Texto Para Discussão 1701 - IPEA. 2012.