



Consulta Pública nº 26/2019
*"Obter subsídios para definição de metodologia
de cálculo e atualização da taxa regulatória de
remuneração do capital"*

Contribuições ISA CTEEP

16 de dezembro de 2019

Índice

1	Considerações iniciais.....	6
2	Contexto	6
3	Resumo dos pedidos	10
4	Considerações quanto aos parâmetros utilizados.....	16
4.1	Taxa Livre de Risco - necessidade de alinhamento da <i>duration</i> dos títulos utilizados	17
4.2	Proposta para o β	25
4.2.1	Adequação do cálculo do retorno da Taxa Livre de Risco	26
4.2.2	Retornos semanais x Retornos diários.....	28
4.2.3	Janela de observação de 5 anos x 10 anos	30
4.2.4	Utilização de todas as empresas com ativos em transmissão e/ou distribuição no último ano da janela de observação	32
4.3	Proposta para o custo do capital de terceiros	35
4.3.1	Cálculo da Taxa de Emissão.....	35
4.3.2	Custo de Emissão.....	39
4.4	Proposta para a Estrutura de Capital.....	47
5	Frequência de atualização dos parâmetros.....	49
6	Remuneração de Obrigações Especiais – OE´s.....	50
7	Cálculo do CAIMI/BAR.....	54
8	Bibliografia	56

Lista de Tabelas

Tabela 1 Comparação dos percentuais propostos para Edificações e Equipamentos gerais AP 09/2019 – CP Nº 26/2019	15
Tabela 2 Valores da Contribuição da ISA CTEEP	16
Tabela 3: Comparativo entre a estimativa da ANEEL e a nova proposta.....	24
Tabela 4 Beta Alavancado 2018	27
Tabela 5 Cálculo do Beta semanal	29
Tabela 6 coeficiente de determinação (R^2)	29
Tabela 7 cálculo do Erro Padrão.....	29
Tabela 8 Amostra de empresas para cálculo do beta	33
Tabela 9 Proposta de peso para ponderação de ativos em D/T.....	35
Tabela 10 Distribuição das emissões de debêntures.....	36
Tabela 11 Rentabilidade das debêntures por ano	38
Tabela 12: Sistema de pagamento das Debêntures ENBR24 e ENBR34.....	41
Tabela 13: Fluxo de caixa do emissor e investidor.....	42
Tabela 14 Registro inicial contábil da debênture com o ticker ENBR24.....	43
Tabela 15 Contabilização anual do custo de emissão da debênture com o ticker ENBR24	44
Tabela 16 Registro anual do pagamento dos juros e do principal da debênture com o ticker ENBR24.....	44
Tabela 17: Diferentes séries de uma mesma emissão.....	45
Tabela 18: Agrupamento de duas séries para a mesma emissão.....	45
Tabela 19 Demonstração Risco País	54
Tabela 20 Comparação dos percentuais propostos para Edificações e Equipamentos gerais AP 09/2019 – CP Nº 26/2019.....	55

Lista de ilustrações

Figura 1 WACC regulatório após impostos – Setores de infraestrutura brasileira	8
Figura 2 WACC real regulatório após impostos – América Latina	9
Figura 3 Histórico de taxas das NTN-B.....	20
Figura 4 Histórico de taxas das NTN-B (<i>duration</i> igual a 10)	21
Figura 5 Representação ilustrativa de um método de interpolação.....	22
Figura 6 Interpolação linear das taxas de juros para uma <i>duration</i> constante de 10 anos	24
Figura 7 Coeficiente de Variação do Beta	31
Figura 8 Dívida Líquida/EBITDA	49

1 Considerações iniciais

Este documento apresenta as contribuições da CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista ("ISA CTEEP") para aprimoramento da metodologia proposta para a definição do Custo Médio Ponderado de Capital (ou "WACC") no bojo da Consulta Pública ANEEL nº 26/2019 ("CP nº 26/2019").

2 Contexto

Antes mesmo de adentrar as contribuições específicas relacionadas a cada parâmetro do Custo Médio Ponderado de Capital a ser aplicado sobre os investimentos realizados por transmissoras, distribuidoras e geradoras de energia elétrica, cabe ressaltar um breve contexto, o qual é essencial para o entendimento sobre a importância da definição de uma taxa de remuneração atrativa, que condiga com a realidade nacional e que tenha principalmente o potencial de atrair os investimentos necessários para o setor de transmissão.

Nesse contexto e adentrando especificamente o caso das transmissoras, já é de conhecimento dessa Agência que as alterações regulatórias trazidas pela Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei 12.783/2013, que impuseram significativa redução de receita para essas empresas sem a imediata compensação pelos ativos não depreciados, acabaram por resultar em um movimento de contingenciamento de investimentos no setor.

Esse contingenciamento, aliado à idade média do parque transmissor brasileiro, resultou em urgente necessidade de renovação e modernização das instalações hoje em operação. De acordo com dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS"), o valor estimado para realização dos investimentos necessários apenas no setor de

transmissão aproxima-se de 21 bilhões de reais¹, isso se considerados apenas os custos para substituição de equipamentos que já chegaram ao seu final de vida útil regulatória.

A realização de tais investimentos é essencial para a manutenção da confiabilidade do setor, garantindo a aplicação das melhores técnicas e a segurança de suprimento. No entanto, por óbvio, que a realização de investimentos em cifras tão elevadas, ainda mais quando analisadas em um contexto de capital intensivo, exige do regulador o compromisso e a necessidade de manter: (i) taxas de retorno do investimento que estejam alinhadas com a realidade nacional e que garantam a atratividade de capital; (ii) estabilidade regulatória, considerando que tais investimentos são de longo prazo.

A necessidade de investimento em infraestrutura, aliada a uma taxa de retorno atrativa, cria para o setor um ciclo virtuoso baseado em dois pilares principais: (i) a manutenção da segurança de suprimento, garantindo ao consumidor final um serviço público de excelência, (ii) a garantia de interesse de aplicação do capital.

Vale dizer que com tal argumento não se nega a obrigação regulatória de manutenção do serviço público, no entanto, não se pode negar que a atratividade de investimentos para o país depende necessariamente das condições que esse oferece para o investidor.

Dessa forma é de se esclarecer que mesmo necessitando de investimentos bilionários para manutenção da qualidade e garantia da modernidade dos serviços públicos, o setor de transmissão de energia elétrica concorre com o investimento de capital em outros setores que, ainda que não necessitem de investimentos na ordem de 21 bilhões de reais, possuem taxas de retorno mais atrativas. Veja-se:

¹ Apresentação feita pelo Diretor de Planejamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Francisco Arteiro no Seminário Internacional de Transmissão de Energia Elétrica em 28/06/2019

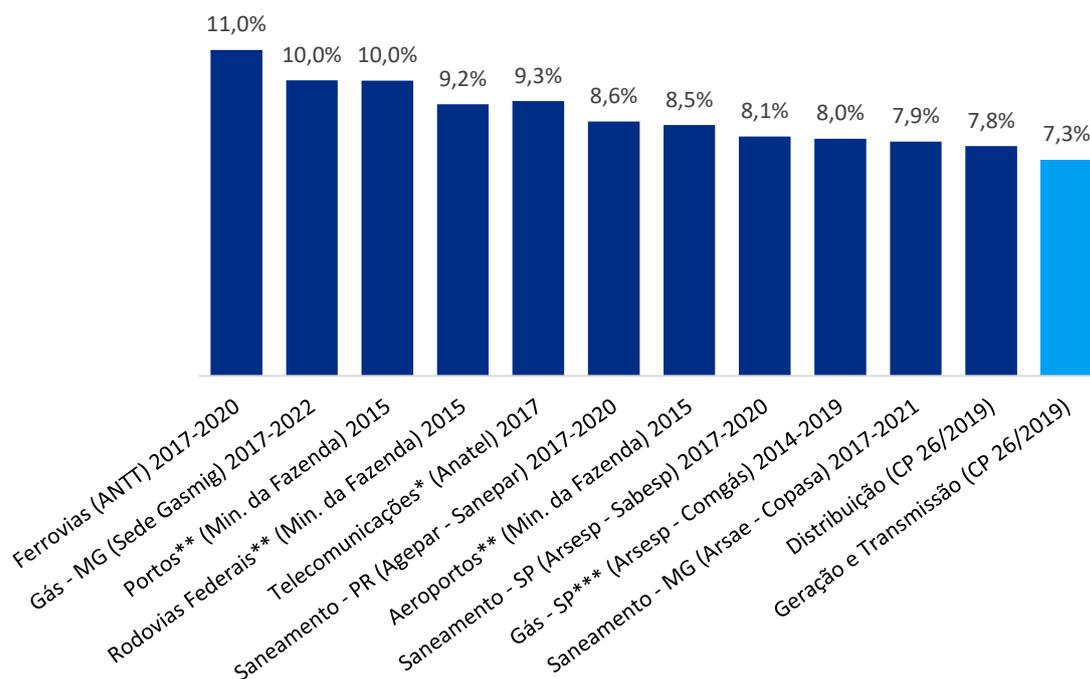


Figura 1 WACC regulatório após impostos – Setores de infraestrutura brasileira²

O mesmo movimento ocorre quando se compara o setor de transmissão brasileiro ao setor de transmissão de outros países da América Latina:

² * Como a Anatel divulga o custo de capital nominal depois de impostos, a taxa real foi computada considerando a meta de inflação de 4,25%. **Obs.: Os custos de capital definidos para Portos, Rodovias Federais e Aeroportos são usados para a definição de preços limites em licitações. ***Obs.: A Deliberação 517 da Arseps que estabelece a taxa de custo de capital na revisão tarifária da Comgás foi judicializada por questões procedimentais. O processo da 4ª Revisão Tarifária Ordinária da Comgás se encerra em 24 de maio de 2019, segundo a Deliberação ARSESP 840/18. A Nota Técnica Final do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), NT.F-0002-2019, apresenta o valor de WACC real, pós impostos, de 8,27%.

Fontes: ANTT - Resolução 5337/2017 (Nota Técnica 16/SUEXE/2015); SEDE/MG - Resolução SEDECTES 34/2017; Ministério da Fazenda – Nota 01/2017/SPP/SEP/PR (Nota Técnica 64 STN/SEAE/MF 2007); Ministério da Fazenda – Nota 02/2015/STN/ SEAE/MF (Nota Técnica 64 STN/SEAE/MF 2007); Anatel – Informe 21/2018/SSEI/CPAE/SCP (Resolução 706/2018); Agepar/PR – Resolução Normativa 01/2017 (Nota Técnica RTP 01/2017); Ministério da Fazenda – Nota Técnica 05/2015/STN/SEAE/ MF (Nota Técnica 64 STN/SEAE/MF 2007); Arseps/SP – Deliberação 753/2017 (Nota Técnica Final 04/2017); Arseps/SP – 517 (Nota Técnica RTG/02/2014); Arsae/MG – Resolução 96/2017 (Nota Técnica CRFEF 69/2017); Aneel – Nota Técnica 189/2017-SRM/ANEEL (Audiência Pública 66/2017); Aneel – Resolução Normativa 608/2014 (Proret - Submódulo 12.3) e Aneel – Nota Técnica 161/2017-SRM/ANEEL (Audiência Pública 41/2017).

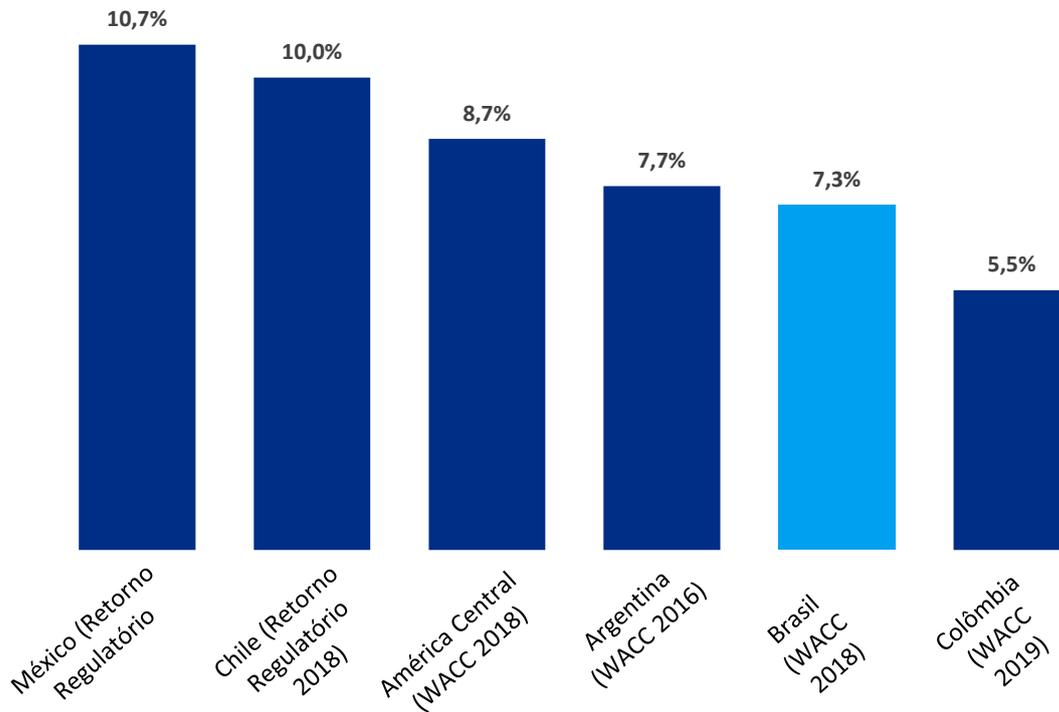


Figura 2 WACC real regulatório após impostos – América Latina³

Nesse sentido, a atratividade de investimentos é maior em outros setores ou países, por exemplo o Chile, cuja taxa de retorno regulatório é maior, mesmo que o seu risco país seja consistentemente inferior ao do Brasil. Portanto, por óbvio que o investimento no Brasil não se torna prioritário pelos investidores, afastando a possibilidade de captação intensiva para fazer frente a revitalização do setor de transmissão de energia elétrica brasileiro.

Diante desse contexto, torna-se inconteste a necessidade de definição de taxa de remuneração que reflita a necessidade de captação de investimentos para o setor.

³ Fontes: Secretaria de Energia México – Prospectiva del Sector Eléctrico (2017-2031); ENEL CHILE IR DECEMBER 2016.PDF; CRIE – Resolução nº CRIE-24-2018; Ente Nacional Regulador de la Electricidad (Argentina) – Resolución ENRE 0553/2016

Posto esse breve contexto, passa-se a ressaltar alguns pontos que certamente auxiliarão na definição de um WACC que reflita a realidade brasileira.

3 Resumo dos pedidos

Taxa Livre de Risco - necessidade de alinhamento da *duration* dos títulos utilizados

A utilização do modelo *Capital Asset Pricing Model* ("CAPM") requer o alinhamento da *duration* dos títulos utilizados para o cálculo da Taxa Livre de Risco do modelo e da Taxa Livre de Risco considerada para a estimativa do PRM. Nesse contexto, considerando que os títulos americanos utilizados como Taxa Livre de Risco para o cálculo do PRM sempre têm *duration* de 10 anos, há necessidade de alinhar a *duration* da NTN-B para o mesmo período.

Para tanto, três são as possibilidades metodológicas:

- (i) Não utilização dos dados dos anos dos títulos próximos ao vencimento, de forma que se retirem dados até o alinhamento da *duration* da NTN-B em 10 anos (*duration* dos títulos americanos utilizados para a estimativa do PRM).
- (ii) Alternativamente, poderia ser adotada a metodologia de interpolação linear das taxas de juros. Tal método aponta que entre títulos de diferentes *durations* a taxa de juros de uma *duration* não observada é igual à média ponderada entre as taxas de juros dos títulos observáveis com *durations* imediatamente superiores e inferiores, de forma que o termo de ponderação é a distância entre a *duration* observada dos títulos e a daquela *duration* que se pretende estimar a taxa de juros.
- (iii) Ou ainda, caso se deseje adotar maior rigor metodológico, o alinhamento da *duration* da NTN-B e dos títulos do tesouro americano utilizados como Taxa Livre de Risco para estimativa do PRM poderia ser realizada por meio de regressão diária em três etapas: (a) regressão para cada dia da série de dados; (b) estimar através da equação da regressão diária a taxa para cada dia, considerando a *duration* da Taxa Livre de Risco do PRM; (c) calcular a média das taxas diárias considerando a janela proposta, neste caso 10 anos.

Proposta para o Cálculo do β

Já para o cálculo do β entendemos que certos ajustes na metodologia proposta são necessários:

- (i)** Conversão da Taxa Livre de Risco expressa em termos anuais (considerados os dados disponibilizados pela ANEEL) para retornos diários;
- (ii)** Utilização de dados diários para o cálculo do beta das empresas, visto que a utilização de dados semanais, inclusive, adiciona volatilidade e instabilidade na amostra, diferentemente da amostra diária. Este fenômeno já foi motivo de pesquisas e artigos, batizado sob o nome de “Efeito da Semana”, uma vez que existem padrões de tendências no comportamento do mercado de ações a depender do dia da semana;
- (iii)** Utilização de janela de dados de 10 anos para o cálculo do Beta, como forma de obedecer ao princípio da padronização de janelas. Além disso, a utilização de janela de dados de 10 anos, é inclusive reconhecida em cenário internacional;
- (iv)** Utilização de todas as empresas com ativos em transmissão e/ou distribuição para o cálculo do beta, com ponderação de sua participação. A utilização desse critério tem o objetivo de diminuir a discricionariedade do critério de “participação de ao menos 50% em ativos de distribuição e/ou transmissão” agregando estabilidade à metodologia com maior estabilidade regulatória para as empresas do setor.

Proposta para o Custo do Capital de Terceiros - Taxa de Emissão

Para o cálculo da Taxa de Emissão, a ANEEL utilizou-se da média das debêntures emitidas para cada ano da amostra de 10 anos, atribuindo, portanto, pesos distintos para cada ano de emissão, visto que a quantidade de debêntures emitidas a cada ano varia. Contudo, para garantir pesos iguais para cada ano da amostra de 10 anos utilizada, o que foi feito pela ANEEL com os demais parâmetros (Taxa Livre de Risco, beta e PRM), a ISA CTEEP entende que deve ser realizada uma média das taxas em cada ano e, posteriormente, uma média das taxas médias de cada ano.

Além da referida proposta de melhoria, há também que se considerar para o cálculo da Taxa de Emissão as debêntures atreladas ao IPCA. Nesse contexto, necessário esclarecer que para o cálculo da taxa de emissão a ANEEL considerou na sua amostra apenas as debêntures atreladas ao CDI, enquanto na amostra para o cálculo do custo de emissão das debêntures, considerou apenas as debêntures atreladas ao IPCA.

Ocorre que, uma vez que as debêntures representam apenas 45% do estoque de dívida em moeda nacional, a ISA CTEEP entende relevante que se considere o maior número de dados possível para o cálculo da taxa de emissão, a fim de elevar a representatividade das amostras consideradas, o que pode ser obtido por meio da inclusão das debêntures atreladas ao IPCA na composição amostral.

Proposta para o Custo do Capital de Terceiros - Custo de Emissão

Na metodologia proposta pela ANEEL, essa Agência entendeu que a melhor metodologia a ser aplicada para o cálculo do custo de emissão seria a de dividir a anuidade do custo de emissão em valores absolutos, calculada considerando a taxa de emissão e o prazo de cada debênture, pelo volume de recursos arrecadados pelo emissor no momento da emissão, líquido do custo de emissão. Contudo, esse cálculo desconsidera algumas variáveis que são fundamentais para maior precisão desse parâmetro, tais como carência e perfis de pagamento diferentes.

Considerando o exposto, a ISA CTEEP entende que para o cálculo do custo de emissão das debêntures, haveria necessidade de se apurar esse custo por meio da diferença entre a Taxa Interna de Retorno ("TIR") do fluxo do emissor e do investidor, sendo que, para o cálculo de cada TIR, devem-se considerar todas as séries que constam de uma mesma emissão de debêntures.

Ainda sobre o custo de emissão, ao analisarmos os dados disponibilizados pela ANEEL, observa-se que várias séries de debêntures foram emitidas por uma mesma empresa, numa mesma data, e possuem exatamente o mesmo custo de emissão. Contudo, ao analisar-se o prospecto de cada uma das debêntures, percebe-se que, em alguns casos uma única emissão contempla diversas séries que compartilham o mesmo custo.

Portanto, ao considerar o custo de emissão de cada série das debêntures, a ANEEL acabou por considerar custos adicionais que não existiram e que, por esse motivo, alteraram o resultado final do custo de emissão. Nesse sentido, a ISA CTEEP propõe o agrupamento das várias séries contidas na amostra e que se relacionam à mesma emissão de debêntures.

Subsidiariamente, caso a ANEEL prefira optar por um cálculo mais simples, existe a possibilidade de adicionar um componente na fórmula já utilizada pela Agência com base no conceito do “Saldo Médio”, ao invés de dividir a parcela de pagamento do custo de emissão pelo valor da emissão líquido do correspondente custo.

Proposta para a Estrutura de Capital

A ANEEL fixou que o nível de endividamento das concessionárias de energia elétrica deveria ser de 2,5x para a razão entre Dívida Líquida e EBITDA, o que corresponde a uma divisão entre capital próprio e capital de terceiros da ordem de 65% e 35%, respectivamente. A ANEEL ainda definiu que o custo do capital de terceiros (Kd) dessas empresas seria de 7,2%. Entretanto, a ISA CTEEP considera que os valores fixados pela ANEEL não correspondem à realidade das empresas utilizadas em suas amostras, uma vez que, ao se analisar a estrutura de capital das empresas utilizadas para o cálculo do $Kd \pm 0,5\%$, estas apresentam um nível de alavancagem diferente do proposto pela Agência (2,5x). Nesse sentido, ao analisar a estrutura de capital dessas empresas observamos que essas possuem uma relação Dívida Líquida/EBITDA igual a 1,81.

Frequência para atualização dos parâmetros

É proposta dessa ANEEL atualizar a janela de dados para o cálculo do WACC ano a ano. No entanto, em que pese tenha sido essa a proposta da Agência, o entendimento da ISA CTEEP é no sentido de que o WACC atualizado anualmente não pode ser aplicado indiscriminadamente sobre todos os componentes da receita das empresas.

Sobre esse ponto, destaca-se que no entendimento da ISA CTEEP não cabe a aplicação do WACC atualizado anualmente sobre o componente financeiro do pagamento

relacionado à Rede Básica Sistema Existente – RBSE. Isso porque esse componente não tem relação com os investimentos ordinários realizados pela empresa, mas representa o pagamento de valores que deveriam ter sido recebidos anteriormente e, em razão de decisões regulatórias e legais, não o foram. Assim, a aplicação do WACC atualizado a cada ano sobre um componente que nada mais é do que a recomposição de um valor que já deveria ter sido recebido, resultaria em instabilidade regulatória, devendo, portanto, o WACC a ser aplicado sobre esse pagamento ser mantido constante até o próximo ciclo de revisão tarifária.

Remuneração das Obrigações Especiais

Para a definição da Taxa Livre de Risco, a ANEEL substituiu na fórmula do CAPM os títulos do tesouro americano adicionado do risco país pela NTN-B. Esse ajuste também foi realizado na fórmula para remuneração das obrigações especiais que consta do PRORET 2.1 vigente.

Ocorre que ao fazê-lo, o efeito do risco-país é retirado da fórmula. O PRORET 2.1 vigente define que a remuneração de obrigações especiais é calculada pela diferença entre o custo de capital próprio (que inclui o risco país) e a taxa livre de risco americana (que não inclui o risco país). Assim, a forma de remuneração das obrigações especiais inclui, ainda que implicitamente, o risco país, já que esse consta do cálculo do custo de capital próprio.

Quando se substitui a taxa livre de risco americana (que não inclui o risco país) pela NTN-B (que inclui o risco país) elimina-se da fórmula o risco país implícito na remuneração.

De acordo com o AIR nº 9/2019, item 250, a ANEEL não está propondo a alteração da metodologia, porém está estendendo a fórmula já utilizada para as distribuidoras às transmissoras e adequando os parâmetros então vigentes aos insumos do cálculo do capital próprio propostos na CP nº 26/2019. Considerando que a metodologia não está em discussão, deve haver neutralidade na aplicação da fórmula, o que não está ocorrendo, com a substituição dos parâmetros " $r_p - r_f$ ", por PRN.

Dessa forma, havendo a necessidade de haver neutralidade da remuneração das obrigações especiais, há necessidade de se considerar para esse cálculo em especial, o risco país.

Adequação do CAIMI

Durante a AP 09/2019 para o cálculo do CAIMI, a ANEEL acatou as solicitações da ISA CTEEP, no entanto, ao fazê-lo, inverteu o percentual de participação das TUC´s 215.09 e 230.01, conforme quadro abaixo:

Item	TUC	AP/009/2019	CP/026/2019
Edificações	215.09 – Edificação Outras	11%	89%
Equipamentos Gerais	230.01 Equipamento Geral – Moveis e Utensílios	89%	11%

Tabela 1 Comparação dos percentuais propostos para Edificações e Equipamentos gerais AP 09/2019 – CP Nº 26/2019

Assim, há necessidade de se considerar: (i) para a TUC 215.09 a participação de 11%; e (ii) para a TUC 230.01 a participação de 89%.

A seguir, apresentamos os valores resultantes dos pedidos da ISA CTEEP para esta Consulta Pública:

Parâmetro	2018		2019	
	Principal	Subsidiário ⁴	Principal	Subsidiário
Remuneração de Capital Próprio				
Taxa Livre de Risco	6,07%	6,03%	5,83%	5,82%
Beta realavancado	0,5735	0,5734	0,5737	0,5741
Prêmio de Risco de Mercado	6,26%	6,26%	6,30%	6,30%
Prêmio de Risco do negócio e financeiro	3,59%	3,59%	3,61%	3,62%
Remuneração real depois de impostos	9,66%	9,62%	9,44%	9,44%
Remuneração de Capital de Terceiros				
Debêntures	7,25%	7,25%	7,10%	7,10%
Custo de emissão	0,50%	0,64%	0,53%	0,68%
Remuneração real antes de impostos	7,75%	7,89%	7,63%	7,78%
Impostos	34%	34%	34%	34%
Remuneração real depois de impostos	5,12%	5,21%	5,21%	5,13%
Estrutura de Capital				
Dívida Líquida / EBITDA	1,81x	1,81x	1,81x	1,81x
% Capital Próprio	71,52%	71,53%	71,96%	71,89%
% Capital de Terceiros	28,48%	28,47%	28,04%	28,11%
Remuneração Média Ponderada de Capital				
Real, depois de impostos	8,37%	8,36%	8,21%	8,23%
Real, antes de impostos	12,68%	12,67%	12,43%	12,47%

Tabela 2 Valores da Contribuição da ISA CTEEP

4 Considerações quanto aos parâmetros utilizados

A partir desse capítulo, comentaremos a respeito de cada parâmetro contido na definição do Custo Médio Ponderado de Capital. Cada parâmetro possui um Pedido Principal, que representa o posicionamento da ISA CTEEP perante a metodologia mais adequada, robusta e correta para a mensuração do parâmetro em discussão. Alguns dos parâmetros

⁴ Quando houver mais de um pedido subsidiário, foi considerado o que for apresentado logo após o pedido principal. Na ausência de um pedido subsidiário, consideramos o valor do principal.

possuem também um Pedido Subsidiário, que seria uma segunda alternativa viável para a adequação do cálculo em questão, para a Agência considerar caso discorde da sugestão contida no Pedido Principal.

Mas, para além da estrutura pela qual se organiza a presente contribuição, algumas considerações são necessárias e relacionadas à metodologia e parâmetros adotados por essa Agência.

Nesse contexto, é fato que a AP nº 09/2019, introduziu ao trabalho decisório da Agência princípios que têm por objetivo subsidiar as decisões a serem tomadas pelo regulador. De fato, a adoção de princípios claros e que têm o condão de subsidiar a tomada de decisões, dota o processo de transparência.

Assim, a aplicação desses princípios levou a uma evolução da metodologia atualmente utilizada, possibilitando a incorporação de parâmetros nacionais. Compreendemos, contudo, que no momento atual existem situações em que não é possível aderir a alguns princípios, como por exemplo, o da utilização de parâmetros nacionais para todos os índices, em especial porque alguns desses parâmetros não possuem dados suficientemente adequados para seu emprego na metodologia.

Considerando o exposto, é importante manter sob observação que as circunstâncias e o atendimento aos princípios são dinâmicos e podem evoluir ao longo do tempo. Hoje o mercado brasileiro ainda não possui a maturidade suficiente para subsidiar o cálculo do prêmio de risco de negócio, mas após um ou dois ciclos tarifários, é possível que esta situação mude e se possa atender ao princípio da utilização de parâmetros locais por meio de um beta brasileiro, por exemplo.

4.1 Taxa Livre de Risco - necessidade de alinhamento da *duration* dos títulos utilizados

Na abertura da AP nº 09/2019, a ANEEL, por meio da Nota Técnica nº 37/2019-SRM, propôs para o parâmetro Taxa Livre de Risco do modelo (“RF” ou “Taxa Livre de Risco”)

a utilização da média das NTN-Bs com vencimentos de 2024 em diante, para o WACC de 2018. A janela de dados proposta também era de 5 anos.

Já na CP nº 26/2019, para o mesmo parâmetro, o Regulador apresenta uma proposta similar, considerando a média das NTN-Bs de todos os vencimentos em uma janela de dados de 10 anos, ao passo que para a Taxa Livre de Risco considerada para o cálculo do Prêmio de Risco de Mercado ("PRM") são utilizados os títulos americanos.

Segundo Damodaran (2012) o modelo Capital Asset Pricing Model ("CAPM") presume a alinhamento entre a Taxa Livre de Risco do modelo com a Taxa Livre de Risco considerada para estimar o PRM. Ainda segundo Damodaran (2012):

"The riskfree rate chosen in computing the premium has to be consistent with the riskfree rate used to compute expected returns. Thus, if the treasury bill rate is used as the riskfree rate, the premium has to be the premium earned by stocks over that rate. If the treasury bond rate is used as the riskfree rate, the premium has to be estimated relative to that rate."

Entretanto, ao se comparar a *duration* dos títulos utilizados para o cálculo da Taxa Livre de Risco com a *duration* dos títulos utilizados para o cálculo do PRM, observa-se um desalinhamento. Isso porque, ao passo que os títulos brasileiros possuem *durations* variadas, os títulos americanos possuirão sempre a mesma *duration* de 10 anos, havendo a necessidade de se tratar os dados utilizados para que as *durations* de ambos os títulos sejam correspondentes.

A *duration* é um indicador de risco de renda fixa. É mais completa que a maturidade, por exemplo, uma vez que depende de três fatores: (i) o prazo restante para resgate do título; (ii) o fluxo de pagamento dos cupons; e (iii) a taxa de remuneração do papel, expressando a vida efetiva de um título.

No mercado monetário estadunidense existem produtos financeiros com *duration* constante (USTB 10y), permitindo que a todo o momento se saiba qual a remuneração de um título com uma *duration* específica. Já no mercado brasileiro esse tipo de produto inexistente, pois os títulos são emitidos com calendário de pagamentos determinado.

Assim, no modelo de remuneração do setor elétrico, a *duration* de 10 anos para a Taxa Livre de Risco já vem sendo adotada dentro do cálculo do PRM. No entanto, o mesmo não se observa na Taxa Livre de Risco que é somada ao produto do Beta pelo PRM.

Dessa forma, deve haver um alinhamento para estimar os parâmetros que compõem o CAPM. Em outras palavras, isto quer dizer que a *duration* dos títulos utilizados para estimar a Taxa Livre de Risco do modelo deve ser equivalente à *duration* dos títulos considerados para estimar a Taxa Livre de Risco do PRM.

Em que pese a necessidade de alinhamento das *duration*, ao se analisar a série utilizada pela ANEEL para o cálculo da Taxa Livre de Risco do modelo verifica-se uma *duration* de 7,48 e 7,79 anos para a série utilizada para o cálculo do WACC de 2018 e 2019, respectivamente, enquanto que para o Taxa Livre de Risco utilizada para estimar o PRM verifica-se uma *duration* de 10 anos.

O desalinhamento das *durations* ocasiona um viés de baixa na estimação do custo do capital próprio por meio do CAPM. Pois, como mencionado anteriormente, a *duration* dos títulos considerados na taxa livre de risco é inferior à da taxa livre de risco utilizada no cálculo do PRM.

Na AP nº 09/2019, foi determinado que os títulos utilizados seriam aqueles com vencimento superior a 5 anos. Reconhecemos a discricionariedade dessa métrica, mas por outro lado, entendemos que há alternativas não discricionárias que permitem a realização de ajustes para corrigir a assimetria entre a Taxa Livre de Risco do modelo calculada utilizando-se a NTN-B e a Taxa Livre de Risco utilizando-se a UTSB 10y conforme segue:

a) Eliminação dos dados dos títulos próximos a data de vencimento

Durante a abertura da AP nº 09/2019, um dos princípios norteadores da metodologia proposta pela Agência foi a simplicidade. Desse modo, verificadas duas metodologias

possíveis para a solução de um mesmo problema que sejam igualmente corretas metodologicamente, a que apresentasse maior simplicidade deveria ser escolhida.

Verificada a necessidade de se alinhar a *duration* dos títulos americano e brasileiro, uma das possibilidades seria a de não utilizar os dados dos títulos brasileiros próximos ao seu vencimento. Esta metodologia é, inclusive, consagrada na literatura de finanças (Veja-se, Damodaran, 2012) e atende ao princípio da simplicidade.

Ademais, há outro efeito indesejado que seria eliminado com a proposta em questão. Como pode ser observado nas séries apresentadas abaixo, títulos próximos ao vencimento apresentam elevada volatilidade, de modo que retirá-los da série de análise, além de permitir o alinhamento da *duration*, também agrega estabilidade ao parâmetro. Veja-se⁵:

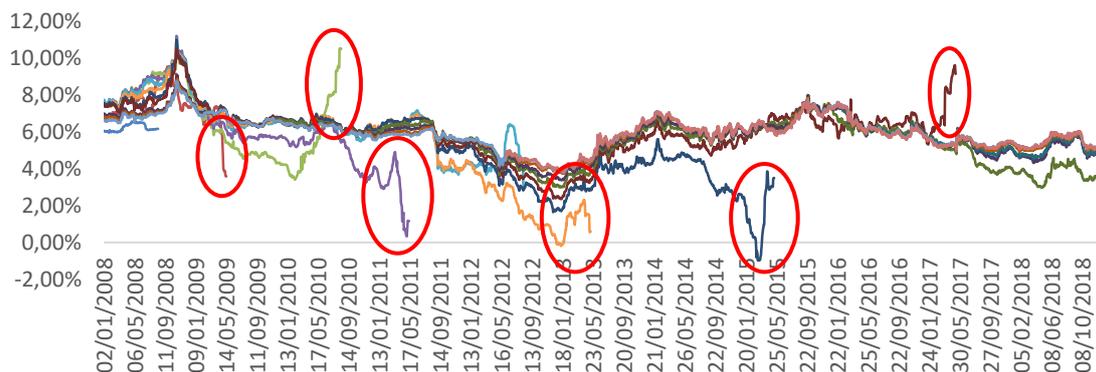


Figura 3 Histórico de taxas das NTN-B

Dessa forma, para que a série de dados da NTN-B produza uma *duration* equivalente à dos títulos americanos, deve ser retirado da amostra a quantidade de anos apta a produzir a mesma *duration* do título americano. Nesse contexto, para o ano de 2018, o

⁵ Dados extraídos da Consulta Pública nº 26/2019

período a ser retirado seria de 4,4 anos, já para o cálculo da taxa do ano de 2019 seria de 3,9 anos, resultando na imagem gráfica abaixo⁶:

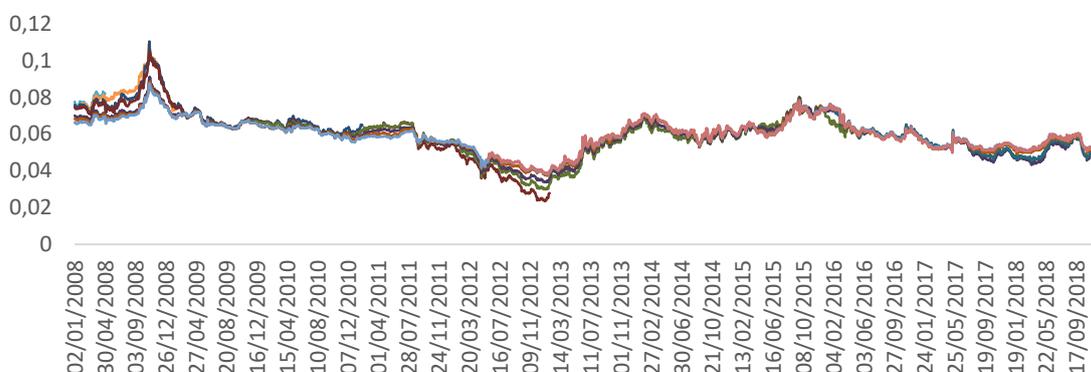


Figura 4 Histórico de taxas das NTN-B (*duration* igual a 10)

Esta medida resulta numa *duration* de exatamente 10 anos para a NTN-B e também elimina a volatilidade dos retornos dos títulos, como pôde-se observar na **Figura 4**.

Pedido 1. A ISA CTEEP requer que seja mantido o uso das NTN-B como parâmetro para o cálculo da taxa livre de risco, com ajuste da *duration* por meio da eliminação dos anos necessários antes do vencimento de cada título para o alinhamento da *duration* em 10 anos.

b) Interpolação linear das taxas de juros

Alternativamente, outra metodologia que poderia ser utilizada para o alinhamento da *duration* dos títulos seria a de interpolar linearmente as taxas de juros.

Considerando que diariamente há títulos sendo negociados no mercado, podemos observar o conjunto de taxas de juros $r = \{r_1, r_2, \dots, r_n\}$ e respectivas *durations* $d = \{d_1, d_2, \dots, d_n\}$, ilustrados na **Figura 5** abaixo:

⁶ Dados extraídos da Consulta Pública nº 26/2019

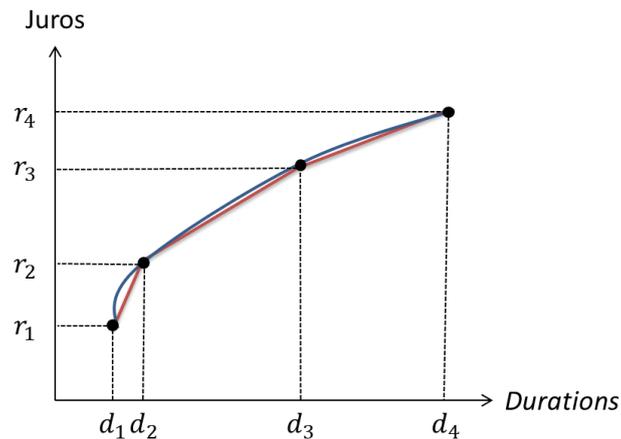


Figura 5 Representação ilustrativa de um método de interpolação.

As observações estão representadas pelos pontos pretos, com as *durations* representadas no eixo horizontal e as taxas de juros representadas no eixo vertical. Um método de interpolação pode construir tanto a curva azul quanto a vermelha. Ambas as curvas passam por todos os pontos observados, mas entre os pontos as duas curvas divergem.

Diferentes métodos de interpolação estimam diferentes funções, o método de interpolação que propomos é o método da interpolação linear, similar ao ilustrado pela curva vermelha da **Figura 5**. Esse método aponta que entre títulos de diferentes *durations*, a taxa de juros de uma *duration* não observada é igual à média ponderada entre as taxas de juros dos títulos observáveis com *durations* imediatamente superiores e inferiores, de forma que o termo de ponderação é a distância entre a *duration* observada dos títulos e a daquela *duration* que se pretende estimar a taxa de juros.

Como esta relação é inversamente proporcional, ou seja, quanto menor a distância, maior a relação com a taxa em questão, o peso resultante da maior distância multiplicará a taxa com a menor distância, e vice-versa.

Consequentemente, o método da interpolação linear aponta que a taxa de juros estimada para um título com *duration* d^* será:

$$\text{taxa a ser estimada} = r^* = \frac{(d^s - d^*) * r^i + (d^* - d^i) * r^s}{d^s - d^i}$$

Equação 1 Fórmula proposta para a interpolação da taxa de juros.

Onde:

r^* = taxa de juros a ser estimada

r^i = taxa de juros da observação imediatamente inferior a r^*

r^s = taxa de juros da observação imediatamente superior a r^*

d^* = *duration* do título a ser estimado

d^i = *duration* do título imediatamente inferior a d^*

d^s = *duration* do título imediatamente superior a d^*

Como na CP nº 26/2019 utiliza-se o título americano com *duration* constante de 10 anos para calcular o PRM, propomos que a Taxa Livre de Risco tenha sua *duration* alinhada àquele título de forma que $d^* = 10$.

Em linha com a proposta do regulador, propõe-se que continue sendo utilizada a média diária da taxa ao longo dos 10 anos mais recentes, de forma que a única alteração em relação à proposta apresentada por essa ANEEL seja que ao invés de utilizar a média de todas as taxas diárias, primeiro interpole-se diariamente a taxa de juros de 10 anos e posteriormente seja calculada a média de todas as taxas estimadas.

Na **Figura 6**, as séries vermelhas e verdes representam títulos que foram efetivamente negociados no mercado. A taxa de juros vermelha representa a remuneração do título que tinha a maior *duration* inferior a 10 anos, ao passo que a linha verde representa o título com a menor *duration* superior a 10 anos. Esses dois títulos, portanto, representam os dois títulos mais próximos da *duration* buscada de 10 anos, e o resultado correto para esta estimação está contido entre a taxa de juros do título representado pela linha vermelha e verde. A série roxa representa a taxa interpolada entre as duas séries observadas, calculada conforme a **Equação 1**.

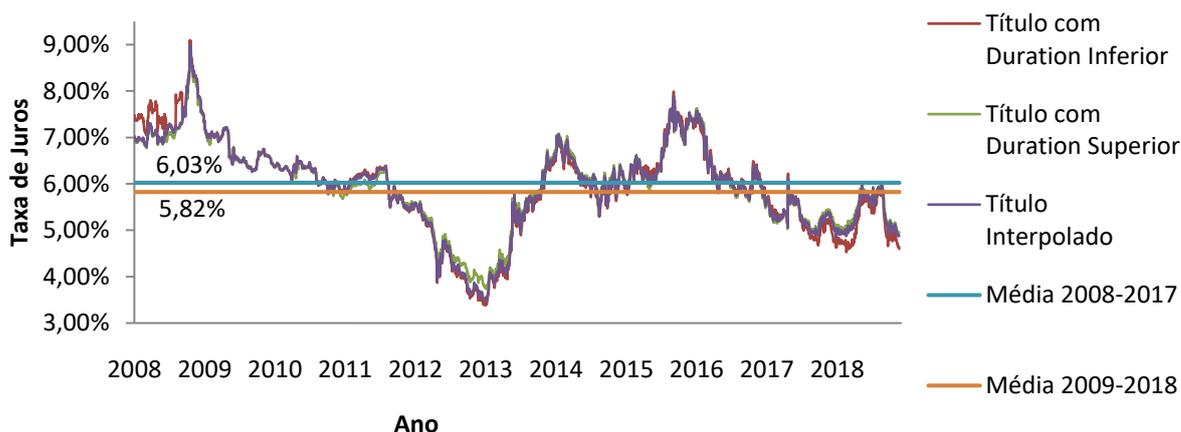


Figura 6 Interpolação linear das taxas de juros para uma *duration* constante de 10 anos

As duas retas paralelas, azul e laranja, representam as médias de 10 anos considerando as janelas 2008-2017 e 2009-2018. Verifica-se que ao longo da janela 2008-2017 um título com *duration* de 10 anos teve uma remuneração média de 6,03% enquanto na janela 2009-2018 a remuneração foi de 5,82%. A **Tabela 3** compara essas estimativas com aquelas propostas pela Agência.

	Proposta	Aneel	Diferença
2019	5,82%	5,59%	0,23%
2018	6,03%	5,88%	0,15%

Tabela 3: Comparativo entre a estimativa da ANEEL e a nova proposta

A **Tabela 3** mostra que as estimativas geradas pela proposta de interpolar as taxas de juros são superiores às estimativas da ANEEL. Isso ocorre principalmente devido à baixa *duration* da carteira de títulos públicos proposta pelo regulador que, como já mencionado, representa uma medida de risco e, quanto menor a *duration*, menor será o retorno portanto.

Sendo assim, recomenda-se o ajuste da Taxa Livre de Risco compatível com uma *duration* de 10 anos por meio da interpolação linear proposta.

Pedido 2. Alternativamente, requer-se que para o alinhamento da *duration* da Taxa Livre de Risco do modelo com a Taxa Livre de Risco utilizada para a estimativa do PRM seja utilizado o método de interpolação linear.

c) Regressão diária

Existe ainda uma terceira opção para o alinhamento da *duration* dos títulos americanos e brasileiros, sendo esta a mais adequada do ponto de vista técnico, já que apresenta maior aderência ao rigor metodológico. O cálculo seria composto por três etapas que serão explicadas a seguir.

A primeira etapa consiste em realizar uma regressão para cada dia da série de dados, sendo que deveria ser utilizada a regressão que melhor descreve o comportamento dos dados daquele dia. As regressões poderiam ser, por exemplo, polinomiais, exponenciais etc.

A segunda etapa consiste em estimar, por meio da equação da regressão diária, a taxa para cada dia considerando a *duration* da Taxa Livre de Risco do PRM, neste caso 10 anos. Uma vez estimadas todas as taxas diárias considerando a *duration* de 10 anos, passamos para a terceira etapa, a qual consiste em calcular a média das taxas diárias considerando a janela proposta de 10 anos.

Pedido 3. Por fim, de forma alternativa às outras duas propostas, requer-se que seja utilizada a regressão diária para o alinhamento da *duration* da NTN-B e da Taxa Livre de Risco (títulos do tesouro americano) utilizada para estimativa do PRM.

4.2 Proposta para o β

A ANEEL considerou para o cálculo do beta: a) metodologia de excesso de retornos (a qual consideramos adequada com a teoria do CAPM); b) retornos semanais; c) janela de observação de 5 anos; d) amostra de empresas com ao menos 50% de ativos em transmissão e/ou distribuição no último ano da janela de observação. Isto posto, faremos contribuições relativas a estes quatro aspectos do cálculo a seguir.

4.2.1 Adequação do cálculo do retorno da Taxa Livre de Risco

Os retornos utilizados das empresas e do Standard & Poor's 500 ("S&P 500") foram calculados com base no preço de fechamento ocorrido nas sextas-feiras contra a sexta-feira imediatamente anterior. Já para o cálculo da Taxa Livre de Risco para estimar o PRM, que subtrai os retornos de cada ativo e do S&P 500, foi utilizada a variação do rendimento anual do título do governo americano com vencimento em 10 anos nas mesmas datas, semana após semana.

Sobre a forma de cálculo aplicada pela ANEEL fazemos duas observações. Primeiro que deveria ser subtraído do retorno dos ativos e do S&P 500 a própria Taxa Livre de Risco, e não a variação dessa. Segundo que deveria ser subtraído o retorno da Taxa Livre de Risco no mesmo período que o retorno dos ativos e do S&P 500, ou seja, quando realizado o cálculo do Beta semanal, todos os retornos devem ser semanais. Caso a Agência concorde em retornar para o cálculo do Beta diário, todos os retornos devem ser diários.

De acordo com a teoria⁷, a diferença entre o resultado da metodologia de retornos e excesso de retornos deve apresentar resultados bastante próximos, no entanto, como pode ser observado na **Tabela 4** há diferenças que podem ser significativas.

Beta alavancado 2018				
Janela/ periodicidade	(a) Excesso de retornos (Met. ANEEL)	(b) Excesso de retornos (Met. corrigida)	(c) Retornos	Diferença (a) - (c)
5 anos / diário	0,5882	0,5721	0,5721	0,0161 (2,7%)
5 anos / semanal	0,4847	0,4579	0,4579	0,0268 (5,5%)
10 anos / diário	0,6615	0,6624	0,6624	-0,0009 (-0,1%)
10 anos / semanal	0,6330	0,6304	0,6303	0,0027 (0,4%)

⁷ Pratt, S.; Grabowski, R. Cost of Capital: Applications and Examples. Third Edition. John Wiley & Sons, Inc. 2010

Tabela 4 Beta Alavancado 2018

Quando se observa o excesso de retornos com a correção proposta neste tópico (coluna b), porém, verifica-se a equivalência entre ambas as metodologias, uma vez que as diferenças aparecem apenas a partir da quarta ou quinta casa decimal. Portanto, entendemos que ao invés da Taxa Livre de Risco ser calculada pela variação das taxas anuais (como representada na **Equação 2**):

$$\text{Retorno do USTB}^8 = \frac{(1 + Rf^t)}{(1 + Rf^{t-1})} - 1$$

Equação 2 Cálculo da variação das taxas anuais

O correto seria converter a Taxa Livre de Risco expressa em termos anuais (considerados os dados disponibilizados pela ANEEL) para retornos semanais ou diários conforme as equações abaixo (**Equação 3** - se utilizados retornos semanais; **Equação 4** - se utilizados retornos diários);

$$\text{Retorno semanal do USTB} = (1 + Rf)^{\frac{1}{52}} - 1$$

Equação 3 Cálculo do retorno da Taxa Livre de Risco semanal

$$\text{Retorno semanal do USTB} = (1 + Rf)^{\frac{1}{252}} - 1$$

Equação 4 Cálculo do retorno da Taxa Livre de Risco diário

Pedido 4. Requer-se que seja corrigida a fórmula para cálculo do retorno da Taxa Livre de Risco considerada no cálculo do Beta, de forma que não seja considerada a variação das taxas anuais de retorno da Taxa Livre de Risco, passando-se a converter conforme **Equação 3** ou **Equação 4**.

⁸ Cálculo utilizado pela ANEEL para representar o retorno semanal da Taxa Livre de Risco considerada no cálculo do Beta.

Em que pese a correção da utilização da fórmula utilizando os retornos diários ou semanais, como será verificado no tópico a seguir, entende-se que a utilização de retornos diários seria o mais metodologicamente correto.

4.2.2 Retornos semanais x Retornos diários

Na AP nº 09/2019 foi utilizada a frequência diária para cálculo do beta das empresas. Esta frequência foi alterada para semanal nesta Consulta Pública sob o argumento de alinhar à prática mais comum do mercado. De acordo com Damodaran (2008) pode-se utilizar periodicidade anual, mensal, semanal, diária ou intra-day. Como temos dados para os preços destes ativos em frequência diária, existe uma medida muito mais precisa e fiel à realidade do que os dados semanais, que desprezam informações relevantes acerca das movimentações ocorridas nos demais dias da semana.

A utilização de dados semanais, inclusive, adiciona volatilidade e instabilidade à amostra, diferentemente da amostra diária. Este fenômeno já foi motivo de pesquisas e artigos, batizado sob o nome de “Efeito da Semana”, uma vez que existem padrões de tendências no comportamento do mercado de ações a depender do dia da semana.

Como principais conclusões do estudo de Berument e Kiyamaz (2001), temos:

"The findings show that the day of the week effect is present in both volatility and the return equation. While the highest and lowest return are observed on Wednesday and Monday, the highest and the lowest volatility are observed on Friday and Wednesday, respectively. All of these findings are statistically significant. The highest volatility on Friday may be a result of several macroeconomic news releases taking place on Thursday and Friday."

A fim de investigar o comportamento do beta de acordo com os dias da semana, foi feita uma apuração de seu valor para a janela de 5 e 10 anos, utilizando como corte semanal os diferentes dias da semana.

Conforme pode ser observado na **Tabela 5**, o beta varia consideravelmente caso seja calculado com base em diferentes dias da semana. Na janela com 5 anos, o beta de sexta-feira é o que possui o menor valor, enquanto o mais alto se encontra na quinta-

feira. Ao ampliarmos a janela de dados, no entanto, o beta da sexta passa a ser o 2º mais alto, confirmando a teoria acerca da volatilidade observada para este dia da semana.

Com tamanha variação, fica evidente a discricionariedade na escolha do cálculo semanal a partir da sexta-feira:

Beta alavancado 2018	Segunda	Terça	Quarta	Quinta	Sexta
Janela 5 anos	0,509	0,509	0,512	0,533	0,485
Janela 10 anos	0,603	0,540	0,612	0,648	0,633

Tabela 5 Cálculo do Beta semanal

A frequência semanal é apenas recomendada para ativos e mercados que possam apresentar ausência de negociações em uma quantidade relevante de dias. No entanto, como estamos falando do mercado norte-americano e de empresas bastante negociadas, o desprezo das movimentações ocorridas ao longo da semana prejudica a robustez da metodologia. Isto porque foi constatado que houve negociações em 100% dos dias, tanto considerando a janela de 5 anos como a de 10 anos.

O benefício de utilizar os resultados diários é evidente quando se observa a evolução do R² e do erro padrão. Com dados semanais, verifica-se um R² de 0,10, ao passo que o R² do cálculo com dados diários aumenta para 0,16. Quanto ao erro padrão, encontramos uma evolução de 0,0015 para 0,0003.

Periodicidade	2018	2019
Diário	0,1629	0,1168
Semanal	0,1031	0,0715

Tabela 6 coeficiente de determinação (R²)

Periodicidade	2018	2019
Diário	0,0003	0,0003
Semanal	0,0015	0,0015

Tabela 7 cálculo do Erro Padrão

Pedido 5. Uma vez que a utilização de retornos diários se mostra metodologicamente mais correta, requer-se a utilização de retornos diários para o cálculo do Beta.

4.2.3 Janela de observação de 5 anos x 10 anos

A utilização de janelas de dados de 10 anos para os parâmetros da Taxa Livre de Risco e Custo de Capital de Terceiros foi uma grande evolução da CP nº 26/2019 em relação à AP nº 09/2019.

Contudo, a manutenção da janela de dados de 5 anos para o beta fere o princípio da padronização de janelas. Isto é especialmente preocupante quando se trata do Custo de Capital Próprio, já que temos, dentro deste componente, janelas de 5, 10 e 90 anos.

Além da importância da padronização de janelas, para a utilização do CAPM é fundamental discutirmos a robustez do presente parâmetro. De acordo com Gombola e Kahl (1990), a instabilidade do Beta é a razão pela qual sua aplicação é tão controversa, especialmente em alguns setores, como por exemplo, o de serviços públicos. Chen (1982) enfatiza que a estabilidade do Beta é especialmente importante se o CAPM for utilizado para determinar o Custo de Capital Próprio para as empresas de serviços públicos, como no caso do setor de energia.

Logo, para buscar a janela de dados que agregue estabilidade ao Beta, foi feita uma análise do coeficiente de variação (calculado como a razão do desvio padrão pela média) para diversas janelas de dados. Para isto foram utilizados os mesmos critérios propostos pela ANEEL para o parâmetro beta na presente Consulta Pública.

Na **Figura 7** é possível observar que a partir de uma janela de dez anos o coeficiente de variação diminui significativamente, agregando estabilidade para o parâmetro.

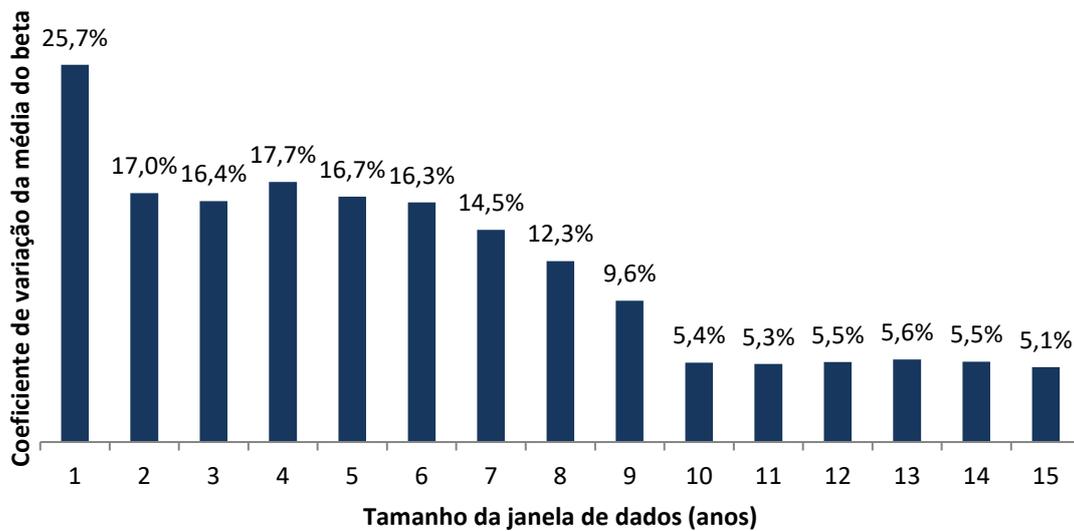


Figura 7 Coeficiente de Variação do Beta

A utilização de uma janela de 10 anos para o cálculo do Beta, além de atender ao princípio da padronização de janelas, tem outras vantagens, já reconhecidas inclusive, no cenário internacional. Veja-se, nesse contexto, o quanto destacado pelo Reino Unido⁹:

- Um período de pelo menos 10 anos é apropriado para a estimação de taxas livres de risco;
- Uma média de longo prazo do retorno dos mercados é a melhor descrição das expectativas dos investidores com relação ao retorno total dos mercados;
- É apropriado considerar os resultados de longo prazo na estimação do Beta, considerando impactos estruturais.

Ainda sobre este ponto, outros diversos países¹⁰ utilizam janelas de dados com 10 anos para o cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital, quais sejam: Finlândia; Grécia; Holanda; Hungria; Inglaterra e República Checa.

⁹ https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/12/rrio-2_finance_annex.pdf

¹⁰ Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks – CEER 2019

A adoção do período proposto agrega estabilidade à metodologia, conseqüentemente eleva o nível de segurança dos investidores. No longo prazo, diminui o nível de risco sistemático, levando, assim, a um ambiente tarifário menos volátil para os consumidores.

Pedido 6. Em razão do princípio da padronização de janelas e ainda da utilização de janelas de 10 anos, inclusive, por reguladores de diversos países, requer-se a adoção da janela de 10 anos para o cálculo do Beta.

4.2.4 Utilização de todas as empresas com ativos em transmissão e/ou distribuição no último ano da janela de observação

A sugestão da utilização de todas as empresas com ativos em transmissão e/ou distribuição já foi aventada pela ISA CTEEP no âmbito da Audiência Pública 09/2019, não sendo acatada por essa Agência.

No entanto, ao se analisar o Relatório de Análise de Impacto Regulatório - RAIR - Nº 9/2019 – SRM/ANEEL, de 14/10/2019 (AIR nº 09/2019) relacionado a referida Audiência Pública, mais especificamente na página 40, a ANEEL entendeu que *“a Cteep sugere que se faça média ponderada da representatividade dos ativos de transmissão”*.

Em que pese ter sido esse o entendimento da ANEEL sobre o tema, o fato é que a proposta apresentada pela ISA CTEEP é de que seja considerada a proporção de ativos em transmissão e/ou distribuição, e não apenas transmissão.

A amostra de empresas para cálculo do Beta proposto pela ANEEL possui empresas do mercado norte-americano membros do Edison Electric Institute (“EEI”) e com ao menos 50% dos ativos em transmissão e/ou distribuição. Em relação ao cálculo, foi utilizado o retorno de mercado medido pelo índice S&P500. Foi constatado, porém, que a amostra de empresas flutuou bastante entre 2017, 2018 e 2019, conforme a tabela abaixo.

Amostra de Empresas	Anos		
	2017	2018	2019
Empresa			
American Electric Power Company, Inc.	☑	☑	☑

CenterPoint Energy, Inc.	☑	☑	☑
Consolidated Edison, Inc.	☑	☑	☑
Edison International	☑	☑	☑
Eversource Energy	☑	☑	☑
Exelon Corporation	☑	☑	☑
FirstEnergy Corp.	☑	☑	☑
NorthWestern Corporation	☑	☑	☑
OGE Energy Corp.	☑	☑	☑
PG&E Corporation	☑	☑	☑
PPL Corporation	☑	☑	☑
Ameren Corporation	☑	☒	☑
Public Service Enterprise Group	☑	☒	☑
Entergy Corporation	☒	☒	☑
NextEra Energy, Inc.	☒	☑	☑
Número de empresas	13	12	15

Tabela 8 Amostra de empresas para cálculo do beta

Dada essa situação, acreditamos que o fator de ao menos 50% de ativos em transmissão e/ou em distribuição para consideração na amostra adiciona ampla discricionariedade e instabilidade ao processo, pois:

- a) Uma empresa que esteja na margem dos 50% pode ora integrar a amostra, ora sair dela. Em outras palavras, o modelo atual atribui o mesmo peso para empresas que possuam 100% ou 51% de ativos em distribuição e transmissão. No entanto, uma empresa que possua 49% dessa proporção, é completamente descartada da amostra, apesar de possuir praticamente a mesma participação daquela com 50%;
- b) Uma empresa como a FirstEnergy Corp, que possui 88% de ativos em transmissão e distribuição em 2019, possui o mesmo peso que a Entergy Corporation, com 50%;
- c) O critério considera apenas a proporção de ativos no último ano da amostra, muito embora para a amostra de cálculo atual, seja utilizada uma base de dados de 5 anos. Consequentemente, para o ano de 2018, por exemplo, a empresa

NextEra Energy é considerada, apesar de possuir menos de 50% no ano anterior, cujo desempenho compõe a base de dados de cálculo do beta.

Conseqüentemente, com o objetivo de diminuir a discricionariedade do critério de “participação de ao menos 50% em ativos de distribuição e/ou transmissão” e agregar estabilidade à metodologia, entendemos como sustentável um cálculo que considere todas as empresas do EEI, mas que o peso de cada uma delas seja ponderado pela proporção de ativos em transmissão e/ou distribuição. Essa medida permite maior estabilidade da amostra e, portanto, maior estabilidade regulatória para as empresas do setor.

Amostra de Empresas	Proposta de peso para ponderação (% de ativos em D/T)		Proposta de peso atual da ANEEL	
	2018	2019	2018	2019
Empresa	2018	2019	2018	2019
FirstEnergy Corp.	84,49%	88,16%	100%	100%
Eversource Energy	82,17%	81,06%	100%	100%
Edison International	81,09%	81,89%	100%	100%
Consolidated Edison, Inc.	66,94%	65,85%	100%	100%
PPL Corporation	62,54%	64,84%	100%	100%
CenterPoint Energy, Inc.	60,79%	60,41%	100%	100%
American Electric Power Company, Inc.	60,42%	61,41%	100%	100%
PG&E Corporation	58,58%	57,89%	100%	100%
OGE Energy Corp.	57,62%	57,31%	100%	100%
NextEra Energy, Inc.	55,52%	55,43%	100%	100%
Exelon Corporation	52,88%	53,55%	100%	100%
NorthWestern Corporation	52,18%	53,18%	100%	100%
Ameren Corporation	48,90%	50,21%	0%	100%
Entergy Corporation	48,50%	50,01%	0%	100%
IDACORP, Inc.	48,12%	48,65%	0%	0%
Pinnacle West Capital Corporation	48,04%	48,48%	0%	0%
Public Service Enterprise Group Incorporated	47,11%	50,81%	0%	0%
El Paso Electric Company	42,90%	42,78%	0%	0%
Otter Tail Corporation	42,32%	44,73%	0%	0%
Avista Corporation	41,76%	42,20%	0%	0%
Unitil Corporation	39,10%	38,35%	0%	0%
Alliant Energy Corporation	35,94%	35,20%	0%	0%
CMS Energy Corporation	34,59%	34,08%	0%	0%
Great Plains Energy Inc.	33,21%	34,38%	0%	0%
Sempra Energy	32,96%	28,01%	0%	0%
Southern Company	30,05%	29,75%	0%	0%

Dominion Resources, Inc.	29,14%	29,05%	0%	0%
DTE Energy Company	27,09%	27,49%	0%	0%
Black Hills Corporation	21,91%	22,43%	0%	0%
MDU Resources Group, Inc.	10,67%	10,78%	0%	0%

Tabela 9 Proposta de peso para ponderação de ativos em D/T

Pedido 7. Pelo exposto, requer-se a utilização de todas as empresas que contenham ativo de transmissão e/ou distribuição com a ponderação pela proporção de ativos em transmissão e/ou distribuição.

4.3 Proposta para o custo do capital de terceiros

Quanto ao tema, primeiramente, a ISA CTEEP parabeniza a ANEEL pelas mudanças metodológicas promovidas no âmbito desta CP no que se refere ao custo do capital de terceiros. A adoção da janela de 10 anos segue os princípios direcionadores deste tema e também acompanha a janela de dados da Taxa Livre de Risco. Adicionalmente, o ajuste da utilização do CDI projetado no ato da emissão das debêntures agrega grande evolução em relação ao cálculo apresentado pela ANEEL no âmbito da Audiência Pública nº 09/2019.

Entretanto, em que pese a evolução da ANEEL em relação à este tema, a ISA CTEEP ainda visualiza oportunidades de aprimoramento na atual metodologia relacionadas a dois ajustes específicos, a saber: (i) Correção da assimetria temporal; e (ii) Inclusão de debêntures atreladas ao IPCA, conforme detalhado abaixo.

4.3.1 Cálculo da Taxa de Emissão

a) Correção da assimetria temporal

O cálculo da taxa de emissão das debêntures feito pela ANEEL no âmbito desta CP, considerou a média da taxa real de todas debêntures, independentemente do ano de sua emissão e da quantidade de debêntures emitidas naquele ano. Ou seja, o que a ANEEL fez foi considerar uma única média para todas as debêntures emitidas entre os

anos de 2009 e 2018, sem levar em consideração a quantidade de debêntures emitidas naquele ano, o que revela o cenário econômico daquela época.

Conseqüentemente, um ano que tenha tido mais emissões de debêntures influenciará muito mais o resultado da taxa de emissão do que um ano com menos emissões, já que o peso atribuído pela ANEEL, ao considerar uma média absoluta das taxas de emissão, será muito maior para um ano com mais emissões de debêntures. Nesse sentido, essa média absoluta feita pela ANEEL distorce o cálculo da taxa de emissão das debêntures, já que a conjuntura de um determinado ano, com a emissão de mais debêntures, polui a amostra e exerce maior influência sobre a taxa de emissão proposta.

No quadro abaixo, verifica-se que os anos com mais emissões, 2014 e 2018, possuem um peso de 18% e 21%, respectivamente. Em contrapartida, os anos de 2009 e 2015 pesam 1% e 3%, respectivamente.

Distribuição das emissões		
Ano	Quantidade	Peso na média
2009	1	1,0%
2010	6	6,3%
2011	9	9,4%
2012	10	10,4%
2013	9	9,4%
2014	17	17,7%
2015	3	3,1%
2016	7	7,3%
2017	14	14,6%
2018	20	20,8%
Total	96	100,0%

Tabela 10 Distribuição das emissões de debêntures

Como visto, os pesos em cada ano da janela de 10 anos variam de acordo com a quantidade de debêntures emitidas naquele ano o que, por sua vez, influencia no resultado final da taxa de emissão.

Ainda, cabe ressaltar que a média absoluta das taxas utilizada pela ANEEL conflita, inclusive, com os demais parâmetros utilizados pela Agência, já que as amostras da taxa livre de risco, beta e PRM têm uma quantidade de valores igual para cada ano da janela de dados.

Nesse sentido, considerando que a ANEEL utiliza dados de 10 anos, a ISA CTEEP entende que o peso de cada ano deveria ser igual, assim como ocorre nos demais parâmetros, ou seja, para o cálculo da taxa de emissão das debêntures, cada ano deve ter um peso de 10% no cálculo final.

Assim, para que se chegue à este resultado, a ISA CTEEP entende que deve ser feita uma média das taxas das emissões das debêntures emitidas em cada ano e, na sequência, fazer uma média das médias anuais calculadas anteriormente, conforme detalhado na tabela abaixo:

Rentabilidade das Debêntures		
Ano	2018	2019
	Taxa	Taxa
Média Anual - 2008	*11	NA
Média Anual - 2009	7,94%	7,94%
Média Anual - 2010	7,96%	7,96%
Média Anual - 2011	7,48%	7,48%
Média Anual - 2012	4,25%	4,25%
Média Anual - 2013	7,29%	7,29%
Média Anual - 2014	7,47%	7,47%
Média Anual - 2015	8,04%	8,04%
Média Anual - 2016	8,70%	8,70%
Média Anual - 2017	5,39%	5,39%

¹¹ Não existem debêntures com as características consideradas pela ANEEL para o ano de 2008

Média Anual - 2018	NA	5,78%
Média total	7,17%	7,03%

Tabela 11 Rentabilidade das debêntures por ano

Como verificado na **Tabela 11**, ao se considerar a média das taxas de emissão de cada ano e, após, fazer uma média geral das médias de cada ano, chega-se a uma taxa de emissão de debêntures de 7,17% para o ano de 2018 e de 7,03% para o ano de 2019, enquanto a ANEEL propõe uma taxa de 6,82% para o ano de 2018 e de 6,60% para o ano de 2019.

Pedido 8. Pelo exposto, requer-se a utilização de uma média das taxas das emissões das debêntures emitidas em cada ano e, na sequência, fazer uma média das médias anuais calculadas anteriormente para cálculo da taxa de emissão do custo de capital de terceiros.

b) Inclusão de debêntures atreladas ao IPCA

Para o cálculo do custo de capital de terceiros, a ANEEL considerou na sua amostra apenas as debêntures atreladas ao CDI, enquanto na amostra para o cálculo do custo de emissão das debêntures, considerou apenas as debêntures atreladas ao IPCA. Assim, foram utilizadas amostras diferentes para o cálculo do custo do capital de terceiros.

Nesse sentido, segundo os dados apresentados na Nota Técnica nº 113/2019, item 196, as debêntures representam somente 45% do estoque de dívida em moeda nacional das concessionárias de distribuição e transmissão de energia elétrica. Dessa forma, para que haja uma maior e melhor representatividade no cálculo do custo do capital de terceiros, a ISA CTEEP considera extremamente importante que sejam utilizados o maior número de observações possíveis para se estimar o custo da dívida, o que pode ser feito por meio da inclusão das debêntures não incentivadas atreladas ao IPCA na base de dados. Ressalta-se que a própria Agência já reconheceu na AIR nº 9/2019, item 130, que considerar as debêntures incentivadas não seria adequado.

A ISA CTEEP considera que, com a inclusão das debêntures não incentivadas atreladas ao IPCA nas amostras utilizadas pela ANEEL, haverá uma retratação mais fiel do cálculo da taxa de emissão das debêntures e, por consequência, no cálculo do custo do capital de terceiros, o que trará maior aderência com a realidade das concessionárias de energia elétrica.

Pedido 9. A ISA CTEEP requer que sejam incluídas as debêntures atreladas ao IPCA na composição amostral utilizadas pela ANEEL para o cálculo da taxa de emissão das debêntures. Com a utilização do maior número de dados possível, a haveria maior representatividade das amostras e um reflexo mais fidedigno do custo da taxa de emissão de debêntures e, por consequência, do custo de capital de terceiros.

4.3.2 Custo de Emissão

Como sabido por essa Agência, além da taxa de emissão das debêntures, é essencial que também seja considerado no cálculo do custo do capital de terceiros o custo com a sua emissão. Em toda emissão de debêntures, o banco estruturador irá reter as taxas e comissões correspondentes à estruturação, distribuição, marketing, assessoria jurídica, auditoria independente, dentre outros, o que implica em um custo para a concessionária de transmissão que irá emitir as debêntures.

Em sua proposta apresentada no âmbito desta CP, a ANEEL reconhece o custo de emissão como um custo a ser incluído no cálculo do custo do capital de terceiros. Entretanto, a ISA CTEEP entende que alguns ajustes são necessários para que haja uma estimativa mais aderente à realidade das concessionárias de energia elétrica. Os ajustes que a ISA CTEEP entende que são necessários para a correta estimativa do custo de emissão das debêntures são relacionados a: a) Cálculo do custo de emissão; e b) Agrupamento de várias séries que são emitidas de forma conjunta antes do cálculo.

4.3.2.1 Cálculo do Custo de emissão

a) Delta TIR - Cálculo do Custo de Emissão

Para o cálculo do “Custo real” contido na planilha “Calculo-WACC-GT-e-D-CP.xlsx”, divulgada no âmbito desta CP, na aba custo de emissão, na coluna “U”, a Agência propôs dividir a anuidade do custo de emissão pelo volume de recursos arrecadados pela transmissora no momento da emissão, líquido deste custo.

Contudo, esse cálculo desconsidera algumas variáveis que são fundamentais para a estimação precisa desse parâmetro. Nesse sentido, é necessário considerar que as debêntures possuem perfis de pagamento diferentes, ou seja, possuem carência e perfis de pagamento que não o sistema francês, e isso influencia de forma bastante relevante o resultado final do cálculo do custo de emissão apresentado pela ANEEL.

Dessa forma, a ISA CTEEP considera que a metodologia mais correta seria apurar o custo de emissão das debêntures por meio da diferença entre a taxa interna de retorno (TIR) do fluxo do emissor e do investidor. Para o cálculo de cada TIR, deve-se considerar todas as séries que constam de uma mesma emissão de debêntures, ou seja, o fluxo do emissor e do investidor deverá ser composto pelo somatório do fluxo de todas as séries daquela debênture específica.

A EDP, por exemplo, emitiu as duas séries de debêntures em 15/09/2015: a ENBR24 e a ENBR34. Seus respectivos prazos de pagamento são de 6 e 9 anos e, por conseguinte, tanto o fluxo de caixa do emissor quanto o do investidor devem ser obtidos por meio do somatório dos fluxos individuais de cada uma dessas séries.

Ressalta-se que a única diferença entre os fluxos do emissor e do investidor é o valor retido pelo banco estruturador pois, quando do lançamento das debêntures, parte do montante pago pelos investidores é retido pelo banco para cobrir os custos de emissão e, conseqüentemente, não é recebido pelo emissor. Portanto, o montante recebido pelo emissor será menor do que o valor da debênture emitida, o que representa o seu custo de emissão.

Quanto aos demais fluxos de caixa, que ocorrem num momento posterior ao da emissão, foram considerados idênticos, uma vez que o valor pago pelo emissor ao longo do tempo

será integralmente recebido pelo investidor. Em decorrência disso, a TIR do fluxo do emissor é maior do que a TIR do investidor.

No exemplo das séries da EDP, temos que os dois papéis serão amortizados em 3 pagamentos no valor de 33,33% cada, em anos consecutivos, sendo que o último pagamento deve ocorrer no último ano de vigência da debênture, conforme a tabela:

Emissor	Código ISIN	Ticker	Prazo (anos)	Carência (anos)	Sistema de Pagamento
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.	BRENBRDBS053	ENBR24	6	3	SAC
	BRENBRDBS061	ENBR34	9	6	SAC

Tabela 12: Sistema de pagamento das Debêntures ENBR24 e ENBR34

Assim, verifica-se que a debênture de *ticker* ENBR24 possui uma carência de principal de 3 anos, ao passo que a ENBR34 tem carência de principal de 6 anos. Ainda, é importante ressaltar que há incidência de juros ao longo de todo o período.

Com essas informações, é possível construir o fluxo abaixo:

Emissor	EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.	EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.	Fluxo de Caixa Consolidado - Investidor	Fluxo de Caixa Consolidado - Emissor
Código ISIN	BRENBRDBS053	BRENBRDBS061		
Ticker	ENBR24	ENBR34		
Data da emissão	15/09/2015	15/09/2015		
Data de vencimento	15/09/2021	15/09/2024		
Valor da emissão (R\$ Milhões)	179,89	48,07		
Custo da emissão (%)	1,708%	1,708%		
Prazo (anos)	6	9		
Remuneração REAL	8,8%	8,8%		
Juros Anual	15,87	4,21		
Ano 0	- 176,81	- 47,25	-227,95	224,06

Fluxo de Caixa	Ano 1	15,87	4,21	20,08	-20,08
	Ano 2	15,87	4,21	20,08	-20,08
	Ano 3	15,87	4,21	20,08	-20,08
	Ano 4	75,82	4,21	80,03	-80,03
	Ano 5	70,53	4,21	74,75	-74,75
	Ano 6	65,25	4,21	69,46	-69,46
	Ano 7		20,23	20,23	-20,23
	Ano 8		18,83	18,83	-18,83
	Ano 9		17,42	17,42	-17,42
	TIR			8,80%	9,21%
Custo de Emissão Correto					0,41%

Tabela 13: Fluxo de caixa do emissor e investidor

O fluxo de caixa em termos reais inclui a incidência dos juros, o pagamento do principal e o custo de emissão. Ao fazermos o fluxo de caixa do emissor, é realizado o mesmo processo do investidor, apenas com a exclusão do valor do custo de emissão (1,708%) retido no ano 0.

Dessa maneira, chega-se a uma TIR de 9,21% para o emissor, e de 8,80% para o investidor, e, portanto, em um custo de emissão de 0,41%, que é a diferença entre a TIR do emissor e a TIR do investidor. Todavia, o cálculo que a ANEEL fez chegou a um valor de 0,39% para o ENBR24 e de 0,29% para o ENBR34. Sendo assim, é necessário que haja uma correção no cálculo realizado pela ANEEL para refletir corretamente o valor do custo de emissão das debêntures.

Sobre esse ponto, em que pese já ter sido objeto de contribuição da ISA CTEEP, entendeu a ANEEL que a adoção do delta TIR seria questionável em razão de questões contábeis, uma vez que a contabilização dos gastos com a emissão ocorre ao longo do tempo

Neste ensejo, o fato é que o Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC nº 48 (“CPC 48”) preconiza que “quando um ativo financeiro ou um passivo financeiro é inicialmente reconhecido, a entidade deve mensurá-lo pelo seu valor justo mais, no caso de ativo financeiro

ou passivo financeiro que não seja pelo valor justo por meio do resultado, os custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão do ativo financeiro ou passivo financeiro.” (CPC 48, página 21).

Em outras palavras, isso quer dizer que no momento da contabilização de um passivo financeiro esse deve ser registrado pelo valor líquido recebido, sendo a diferença entre o valor captado e liberado tratado como encargo financeiro a ser apropriado pelo método do custo amortizado.

Por método de custo amortizado, entende-se aquele em que a apropriação da despesa deve ser feita conforme a Taxa Interna de Retorno (TIR) do passivo financeiro, incluindo não somente a remuneração do capital, mas também os demais encargos financeiros.

Assim, e considerando o exemplo acima (Debênture com o ticker ENBR24), ao invés de em cada período verificarmos um impacto no resultado da companhia correspondente a 8,8% do valor contratado do empréstimo, o que se verifica é um custo de 9,21%. A diferença entre as duas taxas (8,8% e 9,21%) corresponde ao custo de estruturação que será apropriado ao longo da vigência da operação financeira.

Ainda considerando o exemplo, contabilmente, o registro da operação seria realizado conforme demonstrado na **Tabela 14**, **Tabela 15** e **Tabela 16**.

Conforme se verifica, inicialmente não há movimento em nenhuma conta de resultado, de forma que, ao contrário de reconhecer os custos da captação no momento do pagamento, registra-se esse valor em uma conta retificadora do passivo, de modo que essa despesa será reconhecida ao longo da vigência do contrato. Nota-se também que a mutação do passivo financeiro totaliza R\$ 176,81 milhões, valor equivalente ao recebido no caixa.

	Grupo	Contabilização Captação Debêntures	D/C	Ano							
				0	1	2	3	4	5	6	
Balanço	Ativo	Caixa	D	176,82							
Balanço	Passivo	Custo	D	3,07							
Balanço	Passivo	Empréstimos/Financiamento	C	179,89							

Tabela 14 Registro inicial contábil da debênture com o ticker ENBR24

	Grupo	Contabilização Captação Debêntures	D/C	Ano						
				0	1	2	3	4	5	6
Balanco	Passivo	Custo	C		0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
Resultado	Despesa Financeira	Amortização Custos	D		0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51

Tabela 15 Contabilização anual do custo de emissão da debênture com o ticker ENBR24

	Grupo	Contabilização Captação Debêntures	D/C	Ano						
				0	1	2	3	4	5	6
Balanco	Passivo	Juros sobre empréstimos	C		15,87	15,87	15,87	15,87	10,57	5,29
Balanco	Ativo	Caixa	C		15,87	15,87	15,87	75,82	70,53	65,25
Balanco	Passivo	Empréstimos/Financiamento	D					59,97	59,96	59,96
Resultado	Despesa Financeira	Despesa Financeira (Juros)	D		15,87	15,87	15,87	15,87	10,57	5,29

Tabela 16 Registro anual do pagamento dos juros e do principal da debênture com o ticker ENBR24

Tal fato elucida a distinção entre a dinâmica que um empréstimo tem no caixa da empresa e no balanço patrimonial. Enquanto no regime de competência os custos são diluídos ao longo da vigência do contrato, no regime de caixa esse dinheiro não chega a transitar pela conta corrente, sendo imediatamente retido pelo banco na liberação.

Pedido 10. A ISA CTEEP requer que o cálculo do custo de emissão seja feito através da média das diferenças entre a TIR do emissor e a TIR do investidor para cada uma das debêntures, sendo observado, ainda, o tópico abaixo.

b) Agrupamento das séries que compõem uma mesma emissão

Ao analisarmos a mesma planilha apresentada pela ANEEL, observa-se que várias séries de debêntures foram emitidas por uma mesma empresa, numa mesma data, e possuem exatamente o mesmo custo de emissão.

Contudo, ao analisar-se o prospecto de cada uma das debêntures, percebe-se que em vários casos há a emissão de várias séries de uma única debênture, sendo que o custo de emissão diz respeito ao conjunto das séries. Logo, ao considerar o custo de emissão de cada série das debêntures, a ANEEL acabou por considerar custos adicionais que não existiram e que, por esse motivo, alteraram o resultado final do custo de emissão.

Nesse sentido, a ISA CTEEP propõe o agrupamento das várias séries contidas na amostra e que se relacionam à mesma emissão de debêntures, conforme pode ser verificado no caso da EDP:

Cálculo apresentado pela ANEEL:

Emissor	Código ISIN	Ticker	Data da emissão	Custo da Emissão
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.	BRENBRDBS053	ENBR24	15/09/2015	1,708%
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.	BRENBRDBS061	ENBR34	15/09/2015	1,708%

Tabela 17: Diferentes séries de uma mesma emissão

Agrupamento sugerido pela ISA CTEEP:

Emissor	N séries	Data da emissão	Custo da Emissão
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.	2	15/09/2015	1,708%

Tabela 18: Agrupamento de duas séries para a mesma emissão

Ao fazer esse agrupamento, a ISA CTEEP entende que serão considerados os custos realmente incorridos com a emissão de cada debênture, independentemente do número de séries emitidas e, dessa forma, o valor final do custo de emissão estará mais próximo da realidade das concessionárias de transmissão.

Para o correto tratamento do agrupamento, é imprescindível que seja realizado o fluxo de pagamentos de cada série, conforme a metodologia do delta TIR supracitada, e a soma dos fluxos de cada uma, para cálculo do delta TIR unificado da emissão, posteriormente.

Ressaltamos o tratamento realizado quanto à primeira série desta mesma emissão, de ISIN BRENBRDBS038, que corresponde à uma debênture comercial e não referente a investimentos de infraestrutura, e que, portanto, não deve incorporar esta amostra. Por esse motivo consideraremos, por ora, apenas a segunda e terceira séries.

Pedido 11. A ISA CTEEP requer que seja feito um agrupamento de todas as séries de uma mesma debênture e que seja considerado um único custo de emissão para todas essas séries que compõem uma mesma emissão, uma vez que a consideração de um único custo para várias séries de uma mesma debênture está aderente com as debêntures que foram consideradas pela ANEEL para o cálculo do custo de emissão.

4.3.2.2 Custo de Emissão: critério do saldo médio

a) Pedido subsidiário para o custo de emissão: critério do saldo médio

A ISA CTEEP entende que o cálculo do custo de emissão, como exposto no subitem 1.1.1a) do item 4.3.2.1, não pode ser considerado complexo, mas dado a quantidade de emissões que são feitas anualmente, seria necessária a elaboração de diversos fluxos de caixa.

Desta forma, subsidiariamente, a ISA CTEEP apresenta uma simplificação de cálculo possível de ser aplicada, mais especificamente no denominador da fórmula proposta.

Considerando-se que a Agência propôs no numerador a utilização da fórmula PMT para distribuir o custo da emissão, em Reais, pelo período de cada debênture, não se pode manter no denominador o valor do saldo devedor no primeiro período.

Isto posto, dado que a metodologia assume a distribuição do pagamento ao longo da maturidade da debênture, por coerência, deve-se considerar no denominador uma média do saldo devedor ao longo da maturidade.

A simplificação, portanto, pode ser feita se considerarmos que o custo de emissão pode ser calculado com o critério denominado “saldo médio”. Para o referido cálculo, devemos adotar como premissa que as emissões são pagas por meio de um sistema de amortização constante (SAC), sendo o numerador a parcela previamente calculada (PMT) e o denominador calculado considerando o valor total da dívida e o prazo de cada emissão, como demonstramos:

$$\text{Custo de Emissão} = \left(\frac{CE \times \left[\frac{(1+i)^t \times i}{(1+i)^t - 1} \right]}{\frac{VE + \frac{VE}{t}}{2}} \right)$$

Equação 5 Cálculo do custo de emissão por meio do saldo médio

Onde:

CE: Valor do Custo da Emissão, calculado a partir da taxa do custo de emissão multiplicado pelo valor da emissão

VE: Valor da Emissão total da debênture

i: Taxa de juros

t: prazo da debênture

Por fim, vale ressaltar que a realização do cálculo com o saldo devedor inicial proposto pela Agência subestima o resultado do custo de emissão, uma vez que o saldo devedor cai ao longo do tempo. E como adotou-se um SAC, o saldo médio pode ser encontrado pela média aritmética entre o saldo devedor no primeiro período e no último.

Pedido Subsidiário 11.a A ISA CTEEP sugere, subsidiariamente, que o custo de emissão seja calculado com base no critério do saldo médio, considerando a fórmula, expressa a seguir:

$$\text{Custo de Emissão} = \left(\frac{CE \times \left[\frac{(1+i)^t \times i}{(1+i)^t - 1} \right]}{\frac{VE + \frac{VE}{t}}{2}} \right)$$

4.4 Proposta para a Estrutura de Capital

A estrutura de capital representa a dependência que as empresas têm de capital de terceiros.

Já, quanto maior o nível de alavancagem de uma empresa, que é medido pela relação entre o endividamento financeiro (D) e a capitalização total (D+E, ou Enterprise Value, EV), maior será o risco de se investir em uma empresa, seja para o acionista ou para o credor (terceiro). É dizer: quanto maior o nível de alavancagem (endividamento) de uma empresa, maior será o retorno exigido (custo de capital) pelos seus acionistas (custo de capital próprio, ou Ke) ou pelos seus credores (custo de capital de terceiros, ou Kd) para emprestar dinheiro à essa empresa.

Ainda, é consenso entre as agências de rating e instituições financeiras a importância de um baixo endividamento e capacidade de pagamento das dívidas para avaliar a saúde financeira de uma empresa. Além do endividamento, também são levados em conta a sua liquidez e lucratividade. À medida que o endividamento das empresas aumenta, a lucratividade cai, ou sua liquidez piora, as agências refletem esses efeitos no “selo de bom pagador” de cada empresa, o que impacta diretamente seu *Credit Rating*.

O *Credit Rating*, por sua vez, representa o risco de *default* das empresas frente aos seus compromissos, de maneira que o mercado exigirá maior retorno (custo de capital) para um ativo de maior risco.

Nesse sentido, a ANEEL fixou que o nível de endividamento das concessionárias de energia elétrica seria de 2,5x, o que corresponde a uma divisão entre capital próprio e capital de terceiros da ordem de 65% e 35%. A ANEEL ainda definiu que o custo do capital de terceiros (Kd) dessas empresas seria de 7,2% (para 2018).

Entretanto, a ISA CTEEP considera que os valores fixados pela ANEEL não correspondem à realidade das empresas utilizadas em suas amostras. Ao se analisar a estrutura de capital das empresas cujas debêntures possuem taxas de remuneração variando de 6,7% a 7,7%, ou seja, o custo de capital de terceiros (Kd) \pm 0,5%, estas apresentam um nível de alavancagem diferente do proposto pela Agência (2,5).

Nesse sentido, ao analisar a estrutura de capital dessas empresas para o período de 2010 a 2017 observamos que essas possuem uma relação Dívida Líquida/EBITDA média igual a 1,81, como pode ser observado no gráfico abaixo:

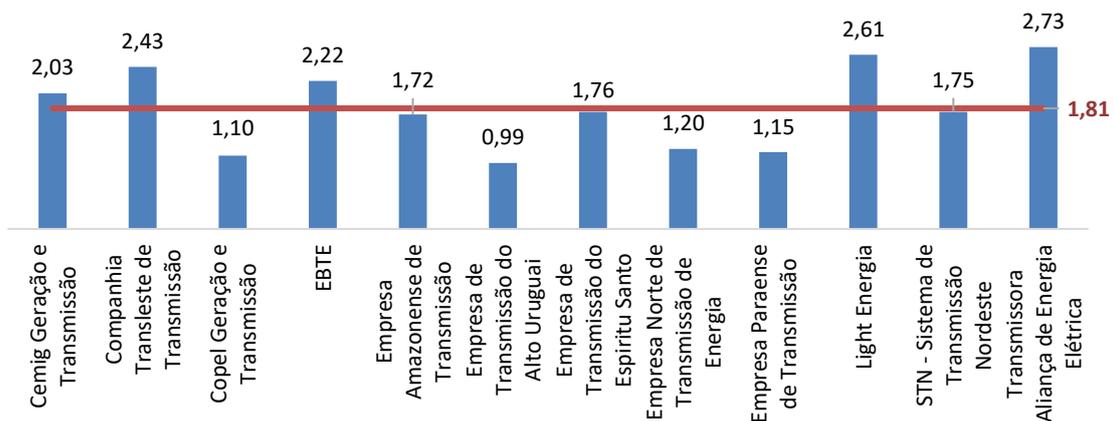


Figura 8 Dívida Líquida/EBITDA

Por fim, cabe ressaltar que, ao final da concessão, as concessionárias devem reduzir o seu nível de endividamento progressivamente, de forma a ter o seu endividamento zerado até o término do prazo. Contudo, a ISA CTEEP também observou que a ANEEL não considerou essa redução do nível de endividamento das concessionárias ao longo da concessão, o que também contribuiu para uma superestimação do nível de endividamento das concessionárias.

Pedido 12. A ISA CTEEP requer a utilização de Dívida Líquida /EBITDA = 1,81x.

5 Frequência de atualização dos parâmetros

Como já mencionado durante a presente contribuição, na definição da metodologia para o cálculo do WACC, a ANEEL utilizou-se de alguns princípios, os quais nortearam todo o trabalho da Agência. Um desses princípios é o da estabilidade de regulatória.

Diante disso, é proposta dessa ANEEL atualizar a janela de dados para o cálculo do WACC ano a ano. No entanto, em que pese tenha sido essa a proposta da Agência, o

entendimento da ISA CTEEP é no sentido de que o WACC atualizado anualmente não possa ser aplicado indiscriminadamente sobre todos os componentes da receita das empresas.

Nesse contexto, há que se considerar que determinados componentes da receita das companhias não poderiam sofrer atualizações anuais, sob pena de infração ao princípio da estabilidade regulatória.

Sobre esse ponto, destaca-se a impossibilidade de aplicação do WACC atualizado anualmente sobre o componente financeiro do pagamento relacionado à Rede Básica Sistema Existente – RBSE. Isso porque esse componente não tem relação com os investimentos ordinários realizados pela empresa, mas representa o pagamento de valores que a empresa deveria ter recebido anteriormente e, em razão de decisões regulatórias e legais, não recebeu.

Assim, a aplicação do WACC atualizado a cada ano sobre um componente que nada mais é do que a recomposição de um valor que já deveria ter sido recebido, resulta em instabilidade regulatória, devendo o WACC a ser aplicado sobre esse pagamento ser mantido constante até o próximo ciclo de revisão tarifária.

Pedido 13. Requer-se que não sejam atualizadas as janelas de dados para o cálculo do WACC aplicado ao componente financeiro do pagamento RBSE.

6 Remuneração de Obrigações Especiais – OE's

Como resultado da Audiência Pública nº 23/2014 ("AP nº 23/2014"), que determinou metodologias e critérios gerais para as revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica, a ANEEL definiu um critério de remuneração para as obrigações especiais, de acordo com a fórmula descrita a seguir:

$$RC_{OE} = \frac{r_p - r_f}{1 - t} * 0,5 * y * \frac{CAOM}{CAOM + CAA - RC_{OE}} * OES_b$$

Equação 6 Remuneração das obrigações especiais de acordo com a AP 23/2014

Onde:

50

RC_{OE} : remuneração de Investimentos com OES
 r_p : custo do capital próprio (nominal)
 r_f : remuneração do ativo livre de risco (nominal)
t: impostos e contribuições sobre a renda
y: participação do capital próprio no capital total
CAOM: custos de administração, operação e manutenção
CAA: custo anual dos ativos
 OES_b : Obrigações Especiais Brutas

Já na CP nº 26/2019, a ANEEL promoveu uma alteração na fórmula, substituindo a expressão " $r_p - r_f$ ", por Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro ("PRN"), como segue:

$$TRC_{OE} = \frac{PRN}{1-t} * 0,5 * y * \frac{CAOM}{CAOM+CAA-RC_{OE}} * OES_b$$

Equação 7 Remuneração obrigações especiais de acordo com a CP Nº 26/2019

Onde:

TRC_{OE} : Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais
PRN: prêmio de risco de negócio e financeiro
t: impostos e contribuições sobre a renda
y: participação do capital próprio no capital total
CAOM: custos de administração, operação e manutenção
CAA: custo anual dos ativos
 RC_{OE} : Remuneração do Capital antes da Remuneração das Obrigações Especiais
 OES_b : Obrigações Especiais Brutas

Esclarecemos que o PRN não foi definido na fórmula, porém representa a multiplicação do Fator Beta (β) pelo PRM, conforme definido no AIR nº 09/2019, item 21.

De acordo com o AIR nº 9/2019, item 250, a ANEEL não está propondo a alteração da metodologia, mas sim, estendendo a fórmula já utilizada até então para as distribuidoras, para as transmissoras; e adequando os parâmetros então vigentes aos insumos do cálculo do capital próprio propostos na CP nº 26/2019. Considerando que a metodologia não está em discussão, deve haver neutralidade na aplicação da fórmula, o que significa

dizer que deve haver a consideração do risco país, o que não ocorre com a substituição dos parâmetros " $r_p - r_f$ ", por PRN, como demonstramos a seguir.

Os insumos do cálculo do Custo do Capital Próprio (r_f , β e PRM) são definidos periodicamente pela ANEEL quando das Revisões Tarifárias Periódicas. A ANEEL adota para cálculo do referido custo, o método de risco/retorno CAPM formado basicamente pela fórmula:

$$r_p = r_f + \beta * PRM$$

Equação 8 Fórmula custo de capital próprio método de risco/retorno CAPM

Onde:

r_p : custo do capital próprio (nominal)

r_f : taxa de retorno livre de risco

β : beta do setor regulado

PRM: prêmio de risco do mercado de referência

Desta forma, se trocarmos de posição um dos componentes da equação do custo de capital próprio, temos que a alteração proposta pela ANEEL não representa, inicialmente, nenhuma distorção grave, como segue:

$$r_p - r_f = \beta * PRM$$

Equação 9 Fórmula custo de capital próprio método de risco/retorno CAPM

Uma das formas de se aplicar o CAPM, é utilizar dados do risco/retorno de outros países e adaptá-lo aos riscos locais ou se utilizar dados nacionais. Desse modo, quando da definição do custo de capital próprio por meio da AP nº 023/2014, a ANEEL considerou premissas distintas das consideradas na CP nº 026/2019 para a definição da Taxa Livre de Risco.

Na AP nº 23/2014, a opção foi por adotar a Taxa Livre de Risco do mercado americano. Desta forma, foi necessário adaptá-lo aos riscos do Brasil e incluir na fórmula mais um parâmetro: a Taxa de Risco País (r_b), que representa a diferença dos rendimentos dos

títulos soberanos que o Brasil emitiu no exterior e os correspondentes títulos dos EUA. Assim, a fórmula do CAPM passou a ser escrita da seguinte forma:

$$r_p = r_f + \beta * PRM + r_b$$

Equação 10 Fórmula do CAPM com a inclusão da Taxa de Risco País

Alterando-se a posição dos componentes da **Equação 10**, temos que a parcela da remuneração das obrigações especiais associada ao componente " $r_p - r_f$ " na AP nº 23/2014 pode ser representada por:

$$r_p - r_f = \beta * PRM + r_b$$

Equação 11 Parcela da remuneração das obrigações especiais

Já na CP nº 26/2019, o r_f passou a ser calculado com um indicador nacional, a NTN-B. A NTN-B é uma taxa maior que a taxa de risco do mercado estadunidense, justamente por já contemplar o risco país. Em suma, substituiu-se o construto taxa livre de risco americana + risco país pela NTN-B

Com isso, temos que " $r_p - r_f$ " é representado na AP/023/2014 pela **Equação 11** e na CP/026/2019, pela **Equação 9**. Desta forma, observa-se que a supressão do risco país (r_b) desfaz a neutralidade da fórmula proposta pela ANEEL.

Como já mencionado anteriormente, a NTN-B é maior que a taxa de risco americana pois já contempla o risco país. Assim, para que seja mantida a consistência entre as fórmulas definidas na AP nº 23/2014 e na proposta constante da CP nº 26/2019, faz-se necessário expurgar da NTN-B os efeitos do risco país e considerá-lo como componente do PRN.

Os dados divulgados pela ANEEL na CP nº 26/2019, já contemplam os insumos necessários para que se segregue da NTN-B o risco país, dado que apresenta tanto a NTN-B quanto a Taxa de Livre de Risco do mercado americano.

Vale lembrar que a Taxa Livre de Risco é uma taxa expressa em dólar e deve ser deflacionada pela inflação americana. Para isso, mantivemos as taxas divulgadas na própria CP nº 26/2019, de forma que basta subtrair da NTN-B o rendimento do título do

governo americano (já deflacionado), ambos calculados com janela de 10 anos, como segue:

NTN-B	UST-B	Risco País
5,88%	0,96%	4,92%

Tabela 19 Demonstração Risco País

Feita a segregação, é necessário redefinir-se a composição do PRN, que passa a ser definido como o produto do β pelo PRM, acrescido do risco país ($\beta * PRM + r_p$).

Pedido 14. A ISA CTEEP requer que: (i) a fórmula do PRN seja redefinida como o produto do β pelo PRM, acrescido do risco país; e (ii) o risco país seja o resultado da diferença da NTN-B pelo rendimento do título do governo americano.

7 Cálculo do CAIMI/BAR

Em sua contribuição à AP nº 09/2019, a ISA CTEEP afirma que para o cálculo do Custo Anual de Aluguéis, foram considerados dois critérios para definição da participação das TUC's 215.09 e 230.01, um na minuta do Proret 9.1 e outro na planilha excel divulgada no âmbito daquela AP. Tais TUC's foram assim representadas:

- a) 50% da Vida Útil da TUC "230.01 – Equipamento Geral – Moveis e Utensílios" e 50% referente ao TUC "215.09 – Edificação Outras", e
- b) na planilha "CAIMI - T - WACC 2019 03 11.xls", na aba "BAR", células G209 e G210, que a participação efetiva dos itens de edificação e equipamentos gerais é de 11% e 89% respectivamente para as TUC's "215.09 – Edificação Outras" e "230.01 – Equipamento Geral – Moveis e Utensílios".

Ocorre que quando da publicação da nova minuta do PRORET 9.1, a ANEEL em que pese ter atendido a solicitação da ISA CTEEP quanto a manutenção dos percentuais constantes da planilha, inverteu a participação efetiva das TUCs como segue:

Item	TUC	AP/009/2019	CP/026/2019
------	-----	-------------	-------------

Edificações	215.09 – Edificação Outras	11%	89%
Equipamentos Gerais	230.01 Equipamento Geral – Moveis e Utensílios	89%	11%

Tabela 20 Comparação dos percentuais propostos para Edificações e Equipamentos gerais AP 09/2019 – CP Nº 26/2019

A inversão dessas participações não condiz com a realidade da participação da TUCs nos ativos da Companhia, de forma que se requer sua correção.

Pedido 15. A ISA CTEEP solicita a correção do PRORET 9.1, com a redefinição dos percentuais de participação da TUC “215.09 – Edificação Outras”, para 11% e para a TUC “230.01 – Equipamento Geral – Moveis e Utensílios” para 89%, como proposto na planilha Excel constante da AP nº 09/2019.

8 Bibliografia

BERUMENT, Hakan; KIYMAZ, Halil. The day of the week effect on stock market volatility. *Journal of economics and finance*, v. 25, n. 2, p. 181-193, 2001.

CHEN, C. R. (1982). Time-Series Analysis of Beta Stationarity and Its Determinants: A Case of Public Utilities. Source: *Financial Management*, 11(3), 64–70.

Damodaran, A. *Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of any Asset*. Wiley, 3rd Edition, 2012.

GOMBOLA & KAHL, *Time-Series Processes of Utility Betas: Implications for Forecasting Systematic Risk*, *Financial Management*, 1990.

Ministério da Fazenda. *Metodologia de Cálculo do WACC*. Brasília, 2018.