

NOTA TÉCNICA Nº 30/2020–SRM/ANEEL

Em 9 de março de 2020.

Processo: 48500.001761/2018-10**Assunto: Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 26/2019 acerca da metodologia e atualização da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital.**

I - DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 26/2019, instaurada com vistas para obter subsídios acerca da metodologia e atualização da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital para revisão de tarifa ou receita dos segmentos de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica, conforme disposto em Relatório de Análise de Impacto Regulatório.

II - DOS FATOS

2. Por ocasião da Reunião Pública Ordinária (RPO), ocorrida no dia 6 de março de 2018, a necessidade de aprimoramentos na metodologia de cálculo do custo de capital ficou evidenciada nos votos dos então diretores Tiago de Barros Correia e André Pepitone da Nóbrega, como consta nos autos do processo nº 48500.005329/2017-17. Em vista desse contexto, a decisão unânime da Diretoria Colegiada naquela oportunidade foi revogar a previsão de atualização do custo ponderado de capital no ano de 2018 e aprovar nova versão do Submódulo 2.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que estabelece a antecipação da revisão metodológica para o ano de 2019, com aplicação a partir de janeiro de 2020, conforme disposto na Resolução Normativa nº 807, de 06 de março de 2018.

3. Na RPO de 22 de maio de 2018, em relação ao processo que discutia a definição dos critérios e procedimentos a serem utilizados no processo de revisão periódica das Receitas Anuais

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 2 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Permitidas – RAPs das instalações de transmissão de energia elétrica¹, em especial, relativa às regras para apuração da Base de Remuneração Regulatória – BRR, a Diretoria Colegiada deliberou pela manutenção do custo de capital vigente, haja vista a extensão da discussão na definição do Banco de Preços de Referência para estabelecer a remuneração de capital. Dessa forma, a discussão da metodologia deveria ser realizada simultaneamente com o segmento de distribuição, o que implicou em provisoriedade da RAP estabelecida para o período de julho/2018 a junho/19.

4. Em 19 de junho de 2018, no âmbito do processo que discutia o aprimoramento da metodologia para a inclusão de adicional de receita associada a melhorias para composição da Receita Anual da Geração – RAG das usinas hidrelétricas que renovaram as concessões nos termos da Lei nº 12.783/2013, entre outras deliberações, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu estabelecer que o cálculo do custo médio ponderado de capital do setor de geração, constante do Submódulo 12.3 do PRORET, fosse realizado no processo conjunto dos setores de transmissão e distribuição. O processo também definiu que os efeitos econômicos das diferenças apuradas em função de aplicação do valor vigente fossem recuperados em parcelas iguais até a próxima revisão tarifária.

5. A fim de receber contribuições sobre o tema, foi instituída a Consulta Pública nº 15/2018, com recebimento de contribuições no período de 17/08/2018 a 30/09/2018. Considerando as contribuições recebidas, a experiência da ANEEL e a contextualização recente, foi apresentada proposta para a metodologia e atualização da taxa regulatória de remuneração do capital para os segmentos de transmissão e geração (regime de cotas) por meio da Audiência Pública nº 9/2019, que recebeu contribuições entre 14/03/19 e 24/04/19, com sessão presencial realizada em 10/04/2019.

6. Posteriormente, a Diretoria, em função de pedidos de reconsideração interpostos por agentes acerca do Banco de Preços de Referencial² do segmento de transmissão³, prorrogou por 90 dias o prazo para envio definitivo dos relatórios de avaliação e de conciliação físico contábil, previstos nos Anexos dos submódulos 9.1 e 9.2 do PRORET, os quais eram necessários para a definição da Base de Remuneração Regulatória – BRR, sobre a qual incidiria a taxa regulatória de remuneração do capital.

7. Como consequência desses fatos, assim como a ausência de deliberação dos valores dos custos operacionais eficientes a serem reconhecidos no processo de revisão da RAP das transmissoras

¹ Sicnet: 48500.000703/2017-80.

² Vide Despacho Nº 796, de 19 de fevereiro de 2019, estabeleceu, excepcionalmente para os processos que serão deliberados em 2019, o prazo de 09 de abril de 2019 para o envio dos relatórios de conciliação físico contábil e avaliação, previstos nos Anexos do Submódulos 9.1 e 9.2 do PRORET, e Despacho nº 1.140/2019, de 16 de abril de 2019, que estabeleceu para os processos que serão deliberados em 2019, o prazo de 30 dias para consistência das premissas e cálculos adotados, bem como a aprovação por parte da área técnica, contados a partir da publicação dessa decisão, e estabelecer o prazo de 60 dias, após aprovação da área técnica, para envio definitivo dos relatórios de avaliação e de conciliação físico contábil e, previstos nos Anexos do Submódulos 9.1 e 9.2 do PRORET.

³ Vide Resolução Homologatória nº 2.514/2019, que homologa novos valores para o Banco de Preços de Referência ANEEL a ser utilizado nos processos de autorização, licitação para outorga de concessão e revisão das receitas anuais permitidas das concessionárias de transmissão de energia elétrica, e Resolução Homologatória nº 2.549, de 14 de março de 2019, que altera os Anexos I e II da Resolução Homologatória nº 2.514/2019.

P. 3 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

(Audiência Pública nº 41/2017), a revisão periódica foi aplicada de forma provisória⁴, nas parcelas de receita que passariam por revisão em 2019. De acordo com a SGT⁵, após a conclusão das discussões ora em andamento, a ANEEL calculará e aplicará a revisão periódica da RAP desses contratos de concessão de forma definitiva com os eventuais ajustes financeiros.

8. Na RPO de 15/10/2019, a Diretoria decidiu instaurar Consulta Pública, nos termos da Lei nº 13.848/2019, no período de 17 de outubro a 2 de dezembro de 2019, com vistas à obtenção de subsídios para definição da taxa regulatória de remuneração do capital. Esta Nota Técnica analisa as contribuições e propõe metodologia de cálculo e periodicidade de atualização da referida taxa.

III - DA ANÁLISE

9. Na Consulta Pública nº 26/2016 (CP 26/2019) foram recebidas 171 contribuições de 22 agentes: Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livre – **Abrace**, Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica – **Abradee**, Associação Brasileira das Empresas Geradores de Energia Elétrica – **Abrage**, Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica – **Abrate**, Celesc Distribuição S.A – **Celesc**, Companhia Energética de Minas Gerais – **Cemig**, Copel Distribuição – **Copel**, Grupo CPFL Energia – **CPFL Energia**, Energias do Brasil S.A. - **EDP**, Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – **Eletrobras**, Centrais Elétricas S/A – **Eletrosul**, Enel Energia - **Enel**, Grupo Energisa – **Energisa**, Grupo Equatorial Energia – **Equatorial**, Neoenergia - **Neoenergia** / Fundação Getúlio Vargas – **FGV**, Federação das Indústrias do Estado de São Paulo – **FIESP**, Furnas Centrais Elétricas S/A – **Furnas**, Global Performance Management – **GPM**, Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - ISA **CTEEP**, Light Serviços de Eletricidade S/A – **Light**, Synergix Consultoria e Projetos Ambientais – **Synergix**, Transmissora Aliança de Energia Elétrica S/A – **Taesá**, Cia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – **CEEE GT**. As contribuições foram divididas conforme a Tabela 1:

Tabela 1 – Recomendações propostas quanto às contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública

Acatadas	Acatadas parcialmente	Não acatadas	Total
33	12	126	171

10. Com base na contextualização e nas contribuições recebidas, foi elaborada proposta para a definição da metodologia e da periodicidade de atualização da taxa regulatória de remuneração do capital, assim como para as respectivas Resoluções Normativas e Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) aplicáveis.

⁴ Vide Resolução Homologatória nº 2.565 de 25 de junho de 2019, que estabelece as Receitas Anuais Permitidas pela disponibilização das instalações sob responsabilidade de concessionárias de serviço público de transmissão de energia, e dá outras providências.

⁵ Nota Técnica nº 115/2019 SGT/ANEEL.



P. 4 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

III. 1 - Diretrizes

11. Assim como já descrito nas fases anteriores de discussão desse tema⁶, foram observados os seguintes princípios como norteadores das propostas apresentadas nesta Nota Técnica:

- a. **Estabilidade regulatória**: entre dois parâmetros igualmente possíveis, optou-se por manter aquele que já vinha sendo aplicado anteriormente, caso possíveis alternativas não se demonstrem claramente melhores;
- b. **Uso de parâmetros locais**, quando possível, desde que não comprometam a fundamentação teórica da modelagem;
- c. **Simplificação**: entre dois parâmetros igualmente possíveis, optou-se por aquele com cálculo mais simples;
- d. **Uso de dados públicos**, quando possível;
- e. **Padronização das janelas entre segmentos**: para um mesmo parâmetro, não haverá diferenciação de janelas entre os segmentos; e
- f. **Períodos de referência mais próximos do tamanho dos ciclos de revisão**, como forma de não utilizar janelas nem muito longas e nem muito curtas.

12. Essas são diretrizes básicas para a definição da taxa regulatória de remuneração do capital. Considera-se natural a ocorrência de conflito entre as diretrizes, o que favorece o surgimento de custos de oportunidade com os quais o regulador precisa lidar na sua tomada de decisão, procurando equilibrar diferentes objetivos e interesses. O objetivo de explicitar tais princípios norteadores é garantir à sociedade maior clareza quanto aos critérios julgados importantes para ponderar as diferentes alternativas metodológicas.

III.2 Remuneração do Capital Próprio

III.2.a Taxa livre de Risco e Risco País

13. No Relatório de AIR (RAIR) nº 9/2019 – SRM/ANEEL, foi proposto que o conjunto “taxa livre de risco mais risco-país” fosse representado pelo retorno médio das Notas do Tesouro Nacional indexadas à inflação medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, disponibilizado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatísticas – IBGE (NTN-B), considerando todas as séries disponíveis no sítio eletrônico do Tesouro Direto⁷, sem limitação de vencimentos, utilizando uma janela de 10 anos.

⁶ Notas Técnicas de abertura da Consulta Pública nº 15/2018 (sicnet: 48580.001263/2018-00), Audiência Pública nº 9/2019 (sicnet: 48580.000411/2019-00) e Abertura da Consulta Pública nº 26/2016 (sicnet: 48580.001661/2019-00).

⁷ Disponível em: <https://sisweb.tesouro.gov.br/apex/f?p=2031:2:0>

P. 5 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

14. Sobre esse tópico, foram recebidas contribuições de **Abrace, Abrage, Abrate, Taesa, CEEE GT, Celesc D, Cemig, Neoenergia, CPFL, Eletrobras, Eletrosul, Equatorial, Fiesp e Cteep**.

15. Em relação à amostra, a **Abrace** entende que a aplicação da média do retorno dos títulos do governo estadunidense seja a opção mais adequada, pois considera que os títulos brasileiros não seriam livres de risco e somente deveriam ser utilizados após classificação do Brasil por agências de risco como grau de investimento.

16. A questão da duração média da carteira de NTN-B utilizada, foi levantada pela maioria dos agentes que contribuíram nesta CP. Em geral, eles solicitam que haja ajuste da duração da carteira para se alinhar à duração do ativo em questão (ativos operacionais de transmissão, geração e distribuição).

17. **Abrate, Taesa e Cteep** sugerem que ajuste na amostragem poderia ser realizado de três formas: pela exclusão das observações mais próximas aos vencimentos de cada série; pela interpolação linear das NTN-B; ou por meio da utilização de regressão polinomial de 4º grau.

18. Com o mesmo propósito, a **Cemig** manifestou opção pelo corte dos últimos cinco anos da amostra dos retornos dos títulos, corroborada pela **CPFL**, que justifica o ajuste pela perda de liquidez dos papéis quando se aproximam de seu vencimento, e pela **Celesc D**, pois, assim, a série ficaria menos volátil. Entendimento similar ao da **Equatorial**, que sugere que não sejam computados os rendimentos de títulos próximos ao vencimento, que expressam retornos de curto prazo. Desse modo, seriam considerados apenas NTN-B's com maturidades superiores a 5 anos.

19. **Abrage, Neoenergia e CEEE GT** recomendam que a ANEEL volte à proposta anterior (da Audiência Pública – AP 9/2019) e utilize títulos com vencimentos maiores ou iguais a cinco anos, o que proporcionaria à carteira uma duração de aproximadamente 14 anos. A **Fiesp** também concorda com a proposta anterior da Agência, de utilizar os títulos com vencimento superior a cinco anos, mas entende que o mais adequado seria também limitar o uso aos títulos com vencimento inferior a 15 anos.

20. A **Eletrobras** entende que seria necessário adicionar o risco-país e o prêmio de risco do negócio e financeiro à NTN-B, por entender que a NTN-B somente incorporaria o risco soberano.

21. Em relação ao tamanho da janela a ser considerada, **Cemig e Equatorial** defenderam que fosse utilizado período mais longo, abrangendo toda a série de NTN-B disponível (desde 2003). De acordo com a **Cemig**, essa metodologia traria maior estabilidade. A **Equatorial** entende que a taxa livre de risco seria melhor representada se fosse possível capturar ciclos econômicos completos sofridos por uma economia ao longo do tempo.



P. 6 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Análise

22. Em relação à contribuição da Abrace, esclarece-se que não se considera que a NTN-B seja um ativo livre de risco, muito embora, como já mencionado ao longo da instrução processual, segundo Damodaran⁸ (2008), os únicos títulos que podem ser considerados como livres de risco são títulos de governo, em função de seu poder de emitir moeda e pagar, ao menos, os valores nominais. Ainda assim, considera-se que a NTN-B incorpora em sua precificação, o valor de um ativo livre de risco adicionado do risco-país e outros riscos, pelo fato de estar denominada em reais e indexada à inflação medida pelo IPCA. Todas as vantagens da adoção da NTN-B já explicitada ao longo da instrução processual parecem superar as desvantagens, de forma que não se vislumbra, nesse momento, possibilidade de retornar à metodologia anterior. Recomenda-se não acatar a contribuição.

23. A questão da maturidade e duração da taxa livre risco utilizada no cálculo da taxa regulatória de remuneração do capital tem sido trazida pela ANEEL para discussão com a sociedade desde os primeiros processos de revisão de metodologia. Nos processos anteriores à revisão em tela, ocorridos a partir de 2005⁹, por diversas vezes foi mencionada a preocupação de manter coerência entre a *duration* dos ativos de distribuição e transmissão (de aproximadamente sete anos) com aquela do ativo livre de risco, o título do tesouro estadunidense com maturidade de 10 anos e *duration* de aproximadamente oito anos.

24. No âmbito de discussão do processo atual, que iniciou com a Consulta Pública nº 15/2018¹⁰, a abordagem teórica de fundamentação foi trazida no sentido de que a compatibilidade da maturidade média poderia neutralizar risco de reinvestimento. Importante lembrar que nos processos de definição do Custo Médio Ponderado de Capital (do inglês, *Weighted Average Cost of Capital* – WACC) dos três segmentos ocorridos entre abril de 2005 e janeiro de 2015, a ANEEL sempre utilizou como parâmetro a média do retorno dos títulos do governo estadunidense com maturidade de 10 anos.

25. A partir de 2016, nova metodologia foi proposta para o cálculo do teto da Receita Anual Permitida dos leilões de concessão de transmissão de energia elétrica, sendo que, com relação à taxa livre de risco, foi proposta a substituição do título de 10 anos dos Estados Unidos por títulos públicos brasileiros que pagam juros reais e são indexados à inflação.

26. Essa também foi a proposta colocada na Audiência Pública nº 9/2019 para os segmentos de transmissão e geração e replicada na abertura desta Consulta Pública nº 26/2019 para os três

⁸ Damodaran, A. (2008): *What is the risk-free rate? A search for the basic building block*. Stern School of Business.

⁹ Alguns exemplos de como o tema *duration* foi tratado em processos anteriores de revisão de metodologia do WACC: Segmento de Distribuição: Nota Técnica nº 122/2005 SRE/ANEEL, de 19/04/2005 (Processo nº 48500.000142/2004-23); Nota Técnica no 302/2006-SRE/ANEEL, de 19/12/2006 e Nota Técnica no 68/2007-SRE/ANEEL, de 21/03/2007 (Processo nº 48500.001208/2006-37); Nota Técnica no 297/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011 (Processo nº 48500.007102/2009-99). Segmento de Transmissão: Nota Técnica no 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007 (Processo nº 48500.001488/2006-65); Nota Técnica 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009 (Processo nº 48500.006551/2008-38); Nota Técnica no 196/2013-SRE/ANEEL, de 29/05/2013 (Processo nº 48500.000770/2012-90).

¹⁰ Relatório de AIR nº 3/2018 – SRM/ANEEL, de 16/08/2018.



P. 7 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

segmentos. Apesar de todos os argumentos favoráveis a essa substituição que já foram devidamente tratados nos respectivos Relatórios de AIR, alguns agentes, naquela oportunidade, argumentaram que utilizar os títulos do Tesouro Estadunidense seria adequado, entre outros motivos, pelo fato de tais títulos apresentarem *duration* compatível com o prazo de concessão, com o horizonte de operação e com a vida útil dos ativos, de forma a se alinharem aos preceitos de liquidez e oportunidade de reinvestimento verificados junto aos investidores do setor de energia elétrica, que aportam em ativos ilíquidos e por longo período.

27. Torna-se oportuno lembrar o motivo pelo qual simplesmente não se adotou uma série de NTN-B com maturidade compatível com a da concessão: pelo fato de não haver no Brasil, uma série de maturidade constante, como há nos Estados Unidos¹¹; e pelo fato de que o título com vencimento em dez anos ser a série com menor estoque, ou seja, menor liquidez. Portanto, inicialmente, a opção considerada mais viável foi não se limitar a uma única série de títulos, mas a uma carteira formada por papéis com vencimento superior a cinco anos, que representavam um estoque de R\$ 504 bilhões em novembro de 2018, conforme dados do Tesouro Nacional. Essa foi a proposta da AP 9/2019, que se fundamentou também no fato de que a utilização de uma carteira de títulos não é uma inovação, pois já é utilizada, por exemplo, na Alemanha. Com vistas à simplicidade do cálculo, não foram incluídas questões de convexidade, pois os benefícios face ao aumento da complexidade no cálculo não foram considerados inequívocos.

28. Na AP 9/2019, a opção por utilizar títulos com vencimentos superiores a cinco anos para compor a carteira de NTN-B foi criticada pela EDP, Enel e FIESP. As duas primeiras sugeriram utilizar todas as séries disponíveis para evitar discricionariedade na escolha; e a última, limitar o vencimento mínimo a cinco anos e o máximo, a 15 anos, para aproximar a carteira ao tempo de investimento no ativo regulatório da concessão. Em razão das contribuições e dos princípios adotados para a escolha dos parâmetros, entre eles a simplicidade, a argumentação contida no RAIR 9/2019 de abertura da CP 26/2019, foi a seguinte:

154. Questões sobre a compatibilização de maturidade dos títulos e do ativo em avaliação foram apontadas anteriormente, neste Relatórios de AIR, bem como pelos agentes em suas contribuições. Ao analisar escolhas para a metodologia, considerando os princípios norteadores, identificou-se que haviam dificuldades para a adoção do casamento de maturidades, como por exemplo: inexistência de título do governo com maturidade constante como existe nos Estados Unidos; a limitação do estoque de títulos brasileiros e seus vencimentos, vis-à-vis o ativo em tela; a complexidade inerente ao cálculo para a seleção de carteira de títulos com duration próxima das concessões de transmissão, em função de necessários rebalanceamentos periódicos dentro da janela adotada dado que a duration é variável e adotar apenas a maturidade não é suficiente para solucionar a questão. Isso sem incluir as questões relativas à convexidade dos papéis, como sugerido por agentes na CP

¹¹ Conforme dados do *Board of Governors of the Federal Reserve System* (2019), disponível em: <https://www.federalreserve.gov/datadownload/Download.aspx?rel=H15&series=bf17364827e38702b42a58cf8eaa3f78&filetype=sheetml&label=include&layout=seriescolumn&from=01/01/2008&to=12/31/2019>

P. 8 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

15/2018.

155. *O critério de pesos de cada papel, como sugerido pela Abrage, faria sentido para tentar aproximar a duration da carteira de títulos à do ativo regulado, porém, como já exposto, agregaria demasiada complexidade e necessidade de reequilíbrio recorrente dos pesos, dado que não existe no Brasil um título com maturidade e duration constantes, o que ao final, poderia ocasionar o atingimento desse objetivo mas descasar com a intenção de manter a representatividade dos papéis mais líquidos.*

156. *A proposta de limitar a seleção a papéis com vencimento superior a cinco anos procurou aproximar, de forma simplificada, ao objetivo proposto pela FIESP, dado que a duração média do investimento nas concessões é de aproximadamente 10 anos. Contudo, entende-se que é possível aprimorar a metodologia sem adentrar nessas questões (maturidade, convexidade, duration), mantendo o objetivo de primar pela simplicidade. Nesse sentido, em relação às contribuições da Enel e EDP, a adoção de critérios que minimizem a discricionariedade é bem-vinda, e uma forma de fazê-lo é por meio de escolhas bem fundamentadas. Portanto, concorda-se com a avaliação de que utilizar todos os títulos disponíveis pode ser uma forma de reduzir a discricionariedade e agregar em simplicidade.*

29. A partir dessa contextualização, passa-se efetivamente à análise dos argumentos trazidos pelos agentes neta CP. Em primeiro lugar, a *duration* da carteira de NTN-B escolhida é equivalente a 7,49 (janela 2008-2017), 7,80 (janela 2009-2018) e 8,08 (janela 2010-2019), com tendência de aumento em função das taxas decrescentes de juros bem como da disponibilidade de títulos mais longos por parte do Tesouro Direto, a partir de 2020. De todo modo, a *duration* dos ativos em análise de distribuição, transmissão e geração varia a depender da taxa utilizada, vigente ou esperada, atualmente situando-se aproximadamente a 8 ou 9 anos, mas não alcançando 10 anos, que é a maturidade do título de referência. Esse título, possui maturidade constante e sua *duration* calculada, em 30/12/2019, era equivalente a nove anos. Adicionalmente, a *duration* de uma carteira composta apenas com títulos com vencimento acima de cinco anos ultrapassa dez anos. E a proposta da Abrate e Taesa objetiva uma *duration* de exatamente dez anos.

30. Dessa forma, entende-se que, embora não seja exata, há coerência entre a *duration* da carteira de NTN-B adotada e aquela das concessões em tela, bem como do ativo livre de risco utilizado como referência. Além disso, mantém-se o critério de simplicidade, ao não incorporar mais um elemento no cálculo. Portanto, considera-se mais apropriado não acatar as contribuições para aplicar ajustes nas séries de NTN-B's utilizadas, mantendo-se manter a proposta da abertura da CP.

31. Em relação solicitação da Eletrobras para a adição de risco-país à remuneração do capital próprio, não se vislumbra necessidade de adicionar riscos ao modelo proposto. Lembra-se que a nova metodologia adota preferencialmente parâmetros brasileiros, optando pela NTN-B. Uma das vantagens que já foram amplamente justificadas em Relatórios de AIR anteriores é a substituição de dois parâmetros nacionais por apenas um, brasileiro, que podem desempenhar a mesma função. Além disso, o risco-país considerado na metodologia anterior, era representado pela série EMBI+ Brazil, cujo *spread*, segundo o

P. 9 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Banco Central do Brasil¹², “é conhecido como risco-Brasil e corresponde à média ponderada dos prêmios pagos pelos títulos da dívida externa brasileira em relação a papéis de prazo equivalente do Tesouro dos Estados Unidos”. Portanto, entende-se que a NTN-B atende adequadamente o que se almeja representar, conforme já detalhado ao longo da instrução processual, de forma que se recomenda não acatar a contribuição.

32. Quanto ao tamanho da janela, mantém-se o entendimento da abertura da CP 26/2019. A janela de dez anos, que é maior que a considerada na AP 9/2019 (cinco anos), não é considerada tão longa a ponto de perpetuar na remuneração um ambiente macroeconômico demasiadamente distante e diferente dos dias atuais (exemplo que se aplica às contribuições que solicitam a janela mais longa possível). Do mesmo modo, não é tão curta, a ponto de agregar risco conjuntural à remuneração do capital próprio, que é tipicamente mais rígido que o de terceiros. Esse último ponto, a rigidez do capital próprio, teve sua análise aprofundada, como se verá adiante neste documento, no item dedicado à atualização dos parâmetros.

Proposta para Taxa Livre de Risco + Risco-País: retorno médio das Notas do Tesouro Nacional indexadas à inflação (IPCA).

III.2.b Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro

III.2.b.i Beta

33. A proposta contida na abertura da CP 26/2019 foi de que o beta a ser utilizado seria resultado da média dos betas das empresas estadunidenses membros do Edison Electric Institute (EEl), cujos ativos de transmissão (T) ou distribuição (D) representassem ao menos 50% dos ativos totais dessas empresas. O beta de cada empresa, por esta proposta, foi calculado com base no prêmio de risco dos retornos semanais das empresas em relação ao prêmio de risco do mercado, no período de cinco anos. Obtido inicialmente na forma alavancada, o beta é desalavancado pela estrutura de capital e nível de impostos estadunidenses e posteriormente alavancado pela estrutura de capital regulatória e impostos brasileiros.

34. Foram recebidas diversas contribuições quanto ao beta. Inicialmente, são apresentadas aquelas relativas à amostra das empresas selecionadas para o cálculo. Nesse sentido, **Abrate** e **Taes** entendem que a amostra deve ser composta por todas as empresas do EEl para as quais houver informação disponível sobre a composição do ativo e fazer ponderação segundo o percentual de ativos de transmissão ou distribuição dessas empresas, o que poderia melhorar a variabilidade da amostra em decorrência da variação marginal da proporção de T e D no ativo das empresas. Essa proposta é corroborada também por **Celesc D**, **CPFL Energia** e **Cteep**.

¹² Informações disponíveis em:

https://www.bcb.gov.br/content/cidadaniafinanceira/Documents/publicacoes/serie_pmf/FAQ%2009-Risco%20Pa%C3%ADs.pdf



P. 10 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

35. A **CEEE GT** concorda com a utilização média do beta das empresas estadunidenses membros do EEI com ao menos 50% dos ativos D ou T, mas entende que a amostra deveria incluir todas as empresas, mesmo as que estiveram fora em um ou mais anos durante uma janela de 10 anos.

36. Para a **Cemig**, o beta médio deveria ser ponderado pela participação de ativos de D e T de todas as empresas do EEI que tenham negociação de suas ações em, ao menos, 90% dos dias contidos no intervalo amostral.

37. Em relação ao modelo prêmio de risco, onde as séries utilizadas no cálculo do beta¹³ refletem a diferença entre retornos dos ativos de risco (ações e índice de mercado) e ativo livre de risco, os agentes apontaram incongruência na proposta da CP 26/2019, relativa à transformação da taxa livre de risco anual em semanal. Trouxeram contribuições nesse sentido **Abrate, Taesa, CPFL Energia, EDP, Eletrobras, Energisa, Equatorial e Cteep**.

38. A **Eletrobras** e a **GPM** solicitaram que o cálculo do beta fosse realizado em base amostral e não populacional.

39. A maior quantidade de contribuições sobre esse tópico se referiu à frequência das observações solicitando que fossem utilizadas observações diárias e não semanais.

40. Segundo a **Abradee**, a utilização de beta semanal não teria sido adequadamente motivada e as séries diárias trariam mais representatividade, resultados mais previsíveis e críveis. A **Abrage** considera que o uso de dados semanais comprometeria a qualidade da estimativa estatística pela redução do número de observações. Para **Abrate** e **Taesa**, utilizar betas diários poderia aumentar a representatividade e a confiança estatística do modelo. Tal visão é corroborada pela **Copel**. A **Celesc D** entende que dados diários deveriam ser utilizados para alinhar com a frequência das NTN-Bs, devido ao chamado “efeito calendário”, por supostamente não haver embasamento na adoção de beta semanal e a literatura não confirmar inequivocamente a escolha de dados semanais.

41. Na mesma linha, a **Cemig** argumenta que a proposta da ANEEL trouxe modificação para dados semanais, que possuiriam valor informacional menor, e não teria havido discussão aprofundada

¹³ O *Capital Asset Pricing Model* – CAPM, desenvolvido por Shape (1964), Lintner (1965) e Mossin (1964), relaciona risco e retorno de forma linear, associado a premissas consideradas fortes quando comparadas à realidade. Descreve-se, a seguir, a equação fundamental do CAPM:

$$\bar{R}_i = R_f + \beta_i(\bar{R}_M - R_f)$$

Onde:

R_i : retorno esperado do ativo i (ou custo do capital próprio);

R_f : retorno do ativo livre de risco;

β_i : beta do ativo i (ou índice do risco sistemático);

\bar{R}_M : retorno esperado da carteira de mercado;

$\bar{R}_M - R_f$: prêmio de risco do mercado acionário; e

$\beta_i * (\bar{R}_M - R_f)$: prêmio de risco do negócio e financeiro.



P. 11 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

sobre o tema. A empresa entende que se trata de uma questão regulatória e que não haveria consenso teórico, citando questões como o “efeito calendário” nos dados semanais. Para a empresa, utilizar betas diários traria representatividade, robustez da estimativa e estabilidade regulatória.

42. Para a **CPFL Energia**, observação semanal não seria a prática mais comum utilizada por reguladores nacionais e o valor proposto de beta pela ANEEL estaria abaixo do esperado e não seria consistente com o beta do setor *power* calculado por Damodaran. Adicionalmente, a **CPFL** entende que não haveria lógica em reduzir a amostra dos retornos porque a amostra de empresas já seria mínima, a análise de consistência mostraria que o coeficiente de determinação (R^2) do beta diário seria maior e a escolha do dia da semana pela ANEEL ampliaria as decisões discricionárias devido a sazonalidades. Finalmente, a **CPFL** argumenta que a única justificativa para utilizar beta semanal seria possível viés decorrente de liquidez diária de alguma ação e que a ANEEL teria sempre observado frequência diária do retorno, de modo que usar o semanal não estaria alinhado à prática mais comum da própria ANEEL.

43. A **EDP** entende que a vantagem de usar betas diários seria o maior número de observações que aumentaria a robustez dos resultados baixando erro padrão, sendo que essa prática seria desaconselhada quando houvesse problemas de liquidez, o que a empresa entende que não haveria. Para a **EDP**, utilizar dados semanais traria arbitrariedades na escolha do dia da semana.

44. A **Eletrobras** observa que não há consenso na literatura sobre o melhor intervalo a ser utilizado para o cálculo do beta, trazendo exemplos de autores e reguladores que defendem ou utilizam betas mensais, semanais, diários e intra-diários. Cita o fato de que problemas de falta de negociação das empresas não afetaria a utilização de dados diários para a amostra de empresas estadunidenses. A empresa enfatiza que na ausência de orientação teórica ou consenso empírico, a determinação da frequência de dados a ser utilizada seria uma questão regulatória, interpretando que não seria adequado que a ANEEL realizasse tal modificação sem discussão com o setor. Adicionalmente, a empresa também apresentou argumentos referentes ao efeito dia da semana, que poderia haver na estimação do beta semanal.

45. Para a **Enel**, utilizar dados diários agregaria maior robustez ao beta, pois as estimativas seriam melhores e o erro-padrão seria minimizado. A empresa afirma que as empresas da amostra não possuiriam problemas de liquidez, o que também justificaria a adoção de beta diário.

46. A **Energisa** enfatizou que o beta diário foi utilizado na taxa regulatória de remuneração de capital vigente até 31/12/2019 e que teria qualidade equivalente ao beta semanal, com a vantagem de aumentar o número de observações.

47. Segundo a **Equatorial**, utilizar beta semanal não guardaria coerência com outros parâmetros do WACC calculados em base diária e a consideração da sexta-feira poderia gerar distorção. Para a empresa, como existe o “efeito calendário”, a utilização de beta semanal seria invalidada e o diário seria mais fidedigno.

48. As contribuições de **Eletrosul**, **Furnas** e **Cteep** estão alinhadas às das demais empresas,



P. 12 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

optando pelo beta diário em função do aumento das observações e como forma de evitar o efeito dia da semana, bem como pelo incremento no grau de ajuste e redução de erro padrão.

49. A **Light** sugere utilizar dados diários pois agregaria maior número de observações, maior robustez ao resultado e coerência com a diretriz de estabilidade regulatória.

50. A **Neoenergia** defende a utilização de beta diário pois o semanal reduziria o número de observações e a qualidade da estimativa estatística, bem como evitaria o “efeito dia da semana”.

51. Ainda em relação ao beta, a **Abrate, Taesa e Eletrosul** solicitam que seja utilizada a série com ajuste de dividendos também para o cálculo do beta, como foi utilizada para o cálculo do prêmio de risco de mercado. A justificativa seria o alinhamento dos dois parâmetros. Segundo **Abrate e Taesa**, isso seria especialmente relevante para o caso de empresas do setor elétrico e infraestrutura, que historicamente pagam dividendos elevados.

Análise

52. Quanto à proposta de se considerar todas as empresas do EEI na amostra de empresas para o beta, fazendo ponderação segundo a participação de seus ativos de transmissão e distribuição em seus ativos totais, o que reduziria a variabilidade da amostra, após análise não se considerou adequado incorporar ao beta o risco de empresas com participação minoritária dos ativos em análise, como, por exemplo, os casos das empresas Black Hills Corporation (22,31%), WEC Energy Group, Inc. (22,14%) e MDU Resources Group, Inc. (10,20%). Ainda que a participação dessas empresas no beta seja menor, haverá relativa influência. Entretanto, a ideia de ponderação pareceu pertinente, pois existem empresas com alta dedicação à atividade de transmissão e distribuição, como FirstEnergy Corp. (97,70%), Edison International (82,69%) e Eversource Energy (80,45%). Assim, dar maior peso para esses casos tende a melhorar a representatividade desses segmentos no beta. Portanto, recomenda-se acatar parcialmente a contribuição.

53. Em relação à contribuição da CEEE GT para incluir empresas que estiveram fora em um ou mais anos em uma janela de dez anos, foi realizado o teste, mas não se identificou nenhum caso alegado. Normalmente, as empresas entram ou saem da amostra de forma permanente, e as que voltam não o fazem em um prazo igual ou menor a dois anos. Dessa forma, recomenda-se não acatar a contribuição.

54. O critério de liquidez solicitado pela Cemig não deve ser aproveitado, pois entende-se que, escolher o mercado estadunidense já minimiza problemas clássicos do mercado brasileiro, tais como concentração, pouca liquidez da amostra de empresas, poucas empresas componentes do principal índice, entre outros fatores. Escolher o índice mais representativo do mercado estadunidense e as empresas membros do *Edison Electric Institute* com, ao menos, 50% dos ativos dedicados à transmissão ou distribuição já produz filtros suficientes para a amostra, que não é tão extensa.

55. Em relação ao modelo prêmio de risco, concorda-se com o apontamento realizado pelos agentes sobre o cálculo semanal do ativo livre de risco. Contudo, como o modelo bruto retorna os mesmos



P. 13 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

valores do modelo excesso de risco, a fim de preservar o princípio da simplicidade e da estabilidade, analisa-se que é mais vantajoso retornar à forma de cálculo adotada pela ANEEL e já conhecida pelos agentes, que é o modelo bruto¹⁴.

56. Recomenda-se acatar a contribuição de Eletrobras e GPM sobre cálculo amostral do beta e a contribuição de Abrate, Taesa e Eletrosul sobre utilizar a série com ajuste de dividendos, por significarem refinamento do cálculo que não agrega complexidade, além de manter coerência com a série adotada para o prêmio de risco de mercado.

57. Passa-se à análise das contribuições que solicitaram a substituição do beta semanal pelo diário. Apenas para fins de elucidação, no segmento de transmissão sempre foi adotado pela ANEEL o beta semanal em todas as revisões de metodologia. Para o segmento de distribuição, o beta semanal foi utilizado na maioria das revisões, sendo que apenas na última optou-se pelo diário. Assim, ao propor o beta semanal na abertura desta Consulta Pública, apenas se retornou à metodologia mais frequentemente utilizada pela própria ANEEL. Sobre realizar alterações sem haver discussão, o argumento não procede, pois o momento da discussão com a sociedade é justamente no âmbito da Consulta Pública, sendo a proposta plausível de alterações que se julgarem pertinentes a partir das contribuições dos agentes ou do melhor entendimento do regulador.

Tabela 2 – Metodologia quanto ao beta adotada nas revisões para cada segmento.

Data	Seg.	Revisão	Empresas da amostra (EUA)	Quant.	Janela	Frequência	EUA Desalav.	EC Brasil	Brasil Alav.
abr-05	D	1ª RTP	predominantemente D	15	mar/95 a jun/02	semanal	0,159	50,00%	0,264
mai-07	T	1ª RTP	TD >= 50% do ativo total.	20	jul/01 a jun/06	semanal	0,296	50,40%	0,495
mar-07	D	2ª RTP	TD >= 50% do ativo total.	20	jul/01 a jun/06	semanal	0,296	57,16%	0,554
dez-08	T	2ª RTP	(NERC*) TD >= 50% do ativo total.	13	5 anos	semanal	0,291	63,55%	0,627
out-11	D	3ª RTP	(EEI**), TD >= 50% do ativo total.	29	5 anos	semanal	0,410	55,00%	0,740
mai-13	T	3ª RTP	(EEI**), TD >= 50% do ativo total.	15	5 anos	semanal	0,440	60,00%	0,880
mar-14	G	1ª RTP	(EEI**), TD >= 50% do ativo total.	15	250 semanas	semanal	0,440	50,00%	0,730
jan-15	D	4ª RTP	(EEI**) liquidez	27	5 anos	diária	0,430	48,76%	0,700

Nota: *NERC:North American Electric Reliability Corporation; ** EEI: Edison Electric Institute

¹⁴ Vide formulação: $\beta_{\alpha} = \frac{cov(Retorno_{ativo}, Retorno_{mercado})}{\sigma_{Retorno\ do\ Mercado}^2}$.



P. 14 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

58. A partir de pesquisa na literatura¹⁵, identificou-se que existe conflito de escolha entre maior e menor frequência do beta, cujo debate está associado à janela maior ou menor a depender do caso. Ao contrário do que aparenta, a questão está entre escolher entre beta mensal, semanal e diário e não somente entre beta semanal e diário. Considerando as opções, o semanal seria aquele que minimizaria os problemas e até as qualidades apresentadas pelas duas opções extremas – o mensal e o diário.

59. Em relação ao beta diário, pode-se citar que possui os seguintes pontos favoráveis:

- permite mais observações (tudo o mais constante, pois ao usar o beta diário, recomenda-se encurtar janelas e portanto, reduzir observações);
- menor erro-padrão (se houver mais observações);
- não é necessário decidir sobre qual dia da semana utilizar, não sofre do “efeito calendário”;
- pode ser mais eficiente se problemas de heteroscedasticidade e autocorrelação forem corrigidos com defasagem e erros robustos introduzidos na regressão;
- reduz o efeito de mudanças estruturais ao fornecer mais informações que o beta semanal e mensal (com janelas de tamanho similar);
- pode ser útil em indústrias que estão em constante mudança tecnológica e onde o risco sistemático de negócio muda rapidamente (nesses casos, melhor janela curta pois o uso da janela de cinco anos pode considerar períodos que não são mais relevantes para o futuro); e
- pode ser indicado para empresas que mudaram significativamente o patamar de endividamento nos períodos recentes.

60. Por outro lado, são questões desfavoráveis para a utilização do beta diário:

- a literatura recomenda usar janelas curtas, de um ou dois anos;
- janelas curtas são evitadas pela maioria dos reguladores para fins regulatórios;
- janelas curtas, introduzem considerável volatilidade, sendo irregulares;
- para ações defensivas, em um horizonte de investimento muito curto, o beta poderia estar sobrestimado;
- não deve ser usado para empresas com pouca liquidez (em contraposição, ações muito líquidas respondem rapidamente a novas informações do mercado e por sua vez, o mercado demora para atualizar as notícias refletidas instantaneamente no preço das ações e isso pode introduzir viés de superestimação no beta); e
- pode incorrer em autocorrelação e heteroscedasticidade, demandando ajustes

¹⁵ Fontes: WRIGHT, Stephen; MASON, Robin; MILES, David. *A Study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities in the UK*. Smithers & Company Limited, 2003; HENRY, Ólan T.; STREET, Chatham. *Estimating β : An update*. University of Liverpool Management School Chatham Street Liverpool 2014; VILLADSEN, Bente et al. *Risk and return for regulated industries*. Academic Press, 2017; ALEXANDER, Ian; MAYER, Colin; WEEDS, Helen. *Regulatory structure and risk and infrastructure firms*. World Bank, 1996.



P. 15 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

estatísticos, tais como defasagem (discricionariedade ao ter que definir quantas) e erros robustos, bem como testes de robustez (o que aumenta a complexidade), ou usar semanal ou mensal para mitigar esses problemas.

61. Em outras palavras, os resultados do beta diário podem ser mais vulneráveis a erros de medição do que betas semanais e a suposta vantagem da precisão precisa ser significativa para superar as desvantagens.

62. Quanto ao outro extremo, o beta mensal possui como pontos favoráveis o fato de estar menos suscetível a problemas de autocorrelação serial e heteroscedasticidade e ser uma opção para a correção do problema de superestimação do beta diário. O beta mensal necessita ser utilizado com janela longa, as quais são menos voláteis.

63. Entretanto, o beta mensal também possui desvantagens, entre as quais pode-se citar:

- os betas podem ser sensíveis em relação ao dia escolhido para coletar os retornos;
- normalmente fornecem menos observações que os betas semanal e diário;
- como necessita de janela longa, pode não revelar a ocorrência de mudança estrutural, tais como reformas, alterações no grau de concorrência ou de tecnologia do setor, entre outros fatores, visto que muitas relações econômicas mudam ao longo de um período de 10 anos. Em outras palavras, o beta poderia não demonstrar o risco do ativo hoje.
- quando se utiliza uma janela longa, aumenta a possibilidade de ocorrer problemas com a amostra de empresas, visto que muitas empresas deixam de ter dados em um período de 10 anos. Segundo a literatura, valores mobiliários negociados com baixa frequência podem estar subestimados; e
- a precisão da estimativa é reduzida com menos observações. No caso de ações defensivas, em um horizonte de investimento muito longo, o beta estaria subestimado.

64. Em relação ao beta semanal, pode-se dizer que possui as mesmas vantagens e desvantagens das duas outras opções, o mensal e o diário, mas em menor grau. Isso significa que ele reduz os problemas enfrentados, mas também reduz o grau de alcance de pontos positivos. A seu favor, há o fato de ser o mais comumente utilizado, inclusive por Damodaran¹⁶, autor frequentemente citado pelos agentes. Além disso, o beta semanal foi aquele mais utilizado pela ANEEL em suas metodologias de cálculo de revisão tarifária e de receita anual permitida, condizente com o preceito de estabilidade.

65. A questão do “efeito calendário” citada pelos agentes não chega a ser um problema intransponível, pois existem inúmeros outros efeitos já identificados na literatura em relação ao CAPM. Além dos efeitos sazonais ou de calendário, existem anomalias comportamentais, técnicas e fundamentais que afetam ou são desconsideradas pelo CAPM. Em relação aos efeitos sazonais, pode-se

¹⁶ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm



P. 16 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

citar o efeito da segunda-feira, do feriado, último dia do mês, do mês de janeiro. Ainda existem outros, tais como: efeito tarde e efeito mudança de ano. Entende-se que o “efeito calendário” não inviabiliza a utilização do beta semanal, sendo mais importante a sinalização pelo regulador de qual o dia irá utilizar, para que seja favorecida a previsibilidade e a reprodutibilidade aos interessados. Pelo exposto, recomenda-se manter o beta calculado por meio de frequência de dados semanal.

III.1.b.ii Prêmio de Risco de Mercado - PRM

66. A proposta para o Prêmio de Risco de Mercado (PRM) era de ser calculado por meio da média da diferença entre o retorno (com ajuste de dividendos) do índice S&P 500 e os títulos do Tesouro estadunidense de dez anos, deflacionados pela inflação estadunidense. A janela utilizada foi a mais longa possível, conforme recomenda a literatura.

67. De acordo com **Abrate** e **Taes**, a utilização de PRM em termos reais agregaria complexidade em decorrência da necessidade de utilização de mais uma série no cálculo, a inflação, bem como ocasionaria descasamento com a metodologia do beta. Portanto a associação propõe que se utilize o PRM em termos nominais corroborando com a literatura internacional. A solicitação de manter o PRM nominal foi feita também por **CEEE GT**, **Cemig**, **Energisa** e **Light**. De acordo com a **Cemig**, o procedimento adotado não é usual e não reflete o fato de o PRM pretende representar um *spread*. Para a **Energisa**, não deflacionar o PRM atende ao princípio da estabilidade regulatória e simplicidade e confere maior coerência à apuração do custo de capital próprio. A **Light** afirma que a forma correta de calcular o PRM é por meio de taxas nominais e não reais.

68. Adicionalmente, a **Energisa** informou que as bases de dados utilizadas pela ANEEL para o cálculo da taxa regulatória de remuneração de capital foram checadas e extraídas das fontes indicadas pela Agência na CP 26/2019. Dessa forma, identificou que os dados para cálculo do índice de mercado – retorno do índice S&P 500 estão um pouco diferentes a partir de 31/10/1996 e que, corrigindo pelos dados disponibilizados na Bloomberg, haveria alteração do PRM real 2018 de 6,303% para 6,304%, sem afetar o resultado do WACC.

Análise

69. A transformação do cálculo do PRM de nominal para real foi decorrente da aceitação das contribuições do Cerme UnB, EDP e FIESP, além da SECAP/Fazenda/ME na AP 9/2019, que fizeram considerações sobre a necessidade de incluir a inflação estadunidense. Identificou-se oportunidade de discussão do tema nesta Consulta Pública ao acatar tais contribuições. De fato, concorda-se com o ponto de vista trazido pela ABRATE/TAESA, CEEE GT, Cemig, Energisa e Light, de que se trata de modelo prêmio de risco e que o desconto da inflação nas duas séries não deveria trazer grandes alterações, senão nenhuma, no resultado. Além disso, a inclusão de uma nova série estadunidense, de fato incrementa a complexidade. Pelo exposto, entende-se razoável retornar ao modelo anterior e manter o cálculo do PRM em termos nominais preservando os princípios da simplicidade e estabilidade regulatória ao acatar as contribuições nesse sentido.

P. 17 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

70. Quanto à divergência apontada pela Energisa, não foi identificada incorreção, e a extração de dados foi mantida como estava na abertura da CP 26/2019.

III.1.b.iii Prêmio de Risco Da Distribuição

71. O Relatório de AIR (RAIR) nº 9/2019 – SRM/ANEEL, apresentou uma nova proposta para a diferenciação dos segmentos: que ao prêmio de risco do negócio e financeiro do segmento de distribuição fosse acrescida a diferença verificada na remuneração do capital de terceiros entre este segmento e o de transmissão. A proposta decorre:

- da impossibilidade de diferenciar os segmentos por meio da metodologia CAPM tradicional;
- do fato de a metodologia regulatória vigente incorporar diferenciação entre os segmentos de transmissão, geração e distribuição por meio de questões conjunturais, momento do cálculo por ocasião de revisão de metodologia, tamanho de janelas em cada parâmetro e até em função da frequência diária ou semanal do beta; e
- do objetivo de padronizar a metodologia para os parâmetros em que não haja motivação para tratamento não uniforme para cada atividade.

72. Em relação a esse tópico, foram recebidas contribuições da **Abradee, Cemig, Copel, CPFL Energia, EDP, Enel, Energisa, Equatorial, Fiesp, Light e Neoenergia**.

73. A **Fiesp** não concorda com a proposta da CP 26/2019, preferindo que a distinção entre os segmentos seja obtida por meio dos betas específicos, separando as empresas estadunidenses de distribuição e transmissão. Para a **Fiesp**, uma vez que a metodologia do capital de terceiros seja baseada em debêntures, não haveria como avaliar se o mercado brasileiro seria maduro o suficiente para se utilizar a expectativa de um investidor privado, interessado, basicamente, no rendimento do título, de refletir a diferença de riscos de negócio entre os segmentos de transmissão e distribuição. Com isso, seria o mercado de ações que determinaria o risco do capital próprio, não as operações com debêntures.

74. A **EDP** apresentou metodologia baseada em índice quantitativo denominado Índice de Risco Relativo (IRR), o qual seria obtido pela razão entre volatilidades (estadunidense e brasileira) capturadas por meio de índices de desempenho econômico-financeiro extraídos de dados contábeis das empresas do setor elétrico de ambos os países. Esse IRR multiplicaria os betas, existindo um para cada segmento.

75. Proposta similar foi apresentada pela **Enel**, também baseada em capturar volatilidade de indicadores econômico-financeiros extraídos de dados contábeis entre empresas estadunidenses e brasileiras, para, ao final, diferenciar o mercado estadunidense do brasileiro e os riscos entre os segmentos de distribuição e de geração/transmissão. A empresa cita duas outras metodologias e forma comparativa: por meio do beta de empresas que possuem ADR (*American Depositary Receipt*) na bolsa estadunidense ou por meio da comparação da relação entre os prêmios de risco do capital próprio e do



P. 18 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

capital de terceiros.

76. **Cemig, Copel, CPFL Energia, Energisa, Light e Neoenergia** defenderam a aplicação de um fator de multiplicação sobre o valor proposto na CP 26/2019.

77. A **Cemig** recomenda que a participação do capital próprio da distribuição fosse incorporada no cálculo do parâmetro, pois, como ela afetaria o beta, deveria também afetar o prêmio de risco da distribuição.

78. A **Neoenergia** argumenta que, como os acionistas carregariam o risco do negócio, motivo pelo qual o custo do capital próprio seria superior ao de terceiros, ao introduzir no custo do capital próprio componente com origem em informações de dívidas, a ANEEL subestimaria o prêmio de risco específico da distribuição. Dessa forma, a empresa propõe um fator de multiplicação do prêmio de risco da distribuição decorrente da proporção da participação do capital próprio sobre a de terceiros do segmento de transmissão. A proposta é corroborada pela **Light**.

79. A proposta da **CPFL Energia**, embora tenha a mesma premissa, diferencia-se por incluir não a diferença da proporção de capital próprio e de terceiros, mas a relação entre as remunerações de capital próprio e de terceiros.

80. Embora não seja a sua proposta principal, a **Enel** apresentou alternativa de diferenciação de segmentos por meio da comparação entre prêmio de risco de capital próprio e de terceiros, porém já alterando diversos parâmetros necessários ao cálculo, conforme justificativas que constam em sua contribuição (beta diário, janela de oito anos, modificação no cálculo do retorno das debêntures, entre outros).

81. A proposta da **Energisa** consiste em aplicar a razão entre os custos de capital de terceiros de distribuição e de transmissão sobre o custo de capital próprio da transmissão.

82. A **Copel** concorda com o multiplicador advindo da proporção entre capital próprio e dívida e enfatiza a necessidade de especificação da metodologia de cálculo do prêmio de risco da distribuição Submódulo 2.4 do Proret.

83. A **Abradee** entende que a proposta da CP 26/2019 tenderia a subestimar o risco, pois internalizaria somente a percepção de risco do financiador, menor do que a do operador. A associação entende que, mesmo que haja retificação na fórmula, ela não alcançaria, no mérito, as dimensões de risco percebidas pelo operador. A **Abradee** manifestou ainda preocupação em relação ao curto período de apuração dos parâmetros, o que poderia ocasionar situações de variação e até inversão do prêmio de risco. Dessa forma, a associação apresentou a proposta denominada “prêmio do regime de regulação”, decorrente da diferença de betas de empresas do regime *price cap* (preço-teto) contra as demais (*cost plus + revenue cap*¹⁷), com uma amostra representada por dez países.

¹⁷ Receita-teto.



P. 19 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

84. Para a **Equatorial**, a proposta da CP 26/2019 não seria a *proxy* mais adequada para diferenciar os riscos dos segmentos. Nesse sentido, a empresa propõe o prêmio seja encontrado por meio das variações do mercado consumidor que diferencia o regime *price cap* do *revenue cap*. Mais detalhadamente, a **Equatorial** sugere a utilização da metodologia *Value at Risk* (VaR) da variação do mercado ponderado pela receita das 52 distribuidoras como o Prêmio de Risco do setor de distribuição.

Análise

85. Concorde-se com a Fiesp que o mercado de ações determina o risco do capital próprio, mas ação proposta não é possível de ser executada, pois não há como separar as empresas de transmissão e distribuição estadunidenses. Com dados do ano de 2018, a Tabela 3 demonstra que as empresas da amostra não são exclusivamente transmissoras ou distribuidoras, mas possuem as duas atividades, além de outras, tais como geração, gás e água. Observa-se grau de verticalização em tal mercado.

Tabela 3 - Ativo Imobilizado em serviço - Em milhões de dólares - 2018

Empresa	Ticker	Transmissão	Distribuição	Transmissão e Distribuição	Ativo Total	% ativos TD
FirstEnergy Corp.	FE	11.041	27.520		39.469	97,70%
Edison International	EIX	13.800	25.026		46.952	82,69%
Eversource Energy	ES	10.154	15.071		31.354	80,45%
Consolidated Edison, Inc.	ED	3.333	19.750		35.602	64,84%
PPL Corporation	PPL		16.700	11.257	43.396	64,42%
American Electric Power Company, Inc.	AEP	21.531	21.195		68.691	62,20%
CenterPoint Energy, Inc.	CNP			12.148	20.267	59,94%
OGE Energy Corp.	OGE	2.847	4.229		12.371	57,20%
PG&E Corporation	PCG	13.177	32.926		80.706	57,12%
Exelon Corporation	EXC			53.090	96.232	55,17%
NorthWestern Corporation	NWE			3.341.001	6.176.028	54,10%
NextEra Energy, Inc.	NEE			53.484	103.702	51,57%
Entergy Corporation	ETR	6.592	8.343		29.085	51,35%
Ameren Corporation	AEE	5.309	11.959		34.002	50,79%

Fonte: elaboração própria a partir de dados das demonstrações financeiras disponibilizadas na US *Securities and Exchange Commission* – SEC.

86. As propostas da Enel e da EDP utilizam dados contábeis para calcular indicadores das empresas (EBIT¹⁸ sobre Ativo Total; EBIT sobre vendas e vendas sobre ativo total) estadunidenses e brasileiras para fazer diferenciação do beta entre os dois países. As metodologias adicionam complexidade ao cálculo e, para justificá-la, seria necessária ampla discussão com a sociedade sobre todas as premissas utilizadas, inclusive sobre os indicadores e seus tratamentos para cada caso. Nesse sentido,

¹⁸ *Earnings Before Income and Taxes*. No Brasil, também utilizada a sigla LAJIR (lucro antes de juros e tributos).



P. 20 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

a utilização dos dados contábeis, por si, só já seria motivo de discussão sobre vários aspectos, tais como: tratamento de *outliers*, seleção de amostra, ajustes de dados incorretos, tratamento do efeito de eventos como a prorrogação de concessões de transmissão, entre outros aspectos. Dessa forma, prezando pela simplicidade, a recomendação é não acatar tais contribuições.

87. Primeiramente, o prêmio de risco de distribuição proposto busca diferenciar o risco do capital próprio do negócio de distribuição daquele de transmissão, pois a simples diferenciação de capital próprio e de terceiros já está contemplada na metodologia. O delta debêntures seria a replicação no capital próprio, da diferença verificada no capital de terceiros. Sendo assim, sobre o fator de multiplicação sugerido por Cemig, Copel, CPFL Energia, Energisa, Light e Neoenergia, entende-se que tais contribuições careceram de fundamentação teórica. Ainda que tenham proposto fatores de multiplicação calculados de modo diferenciado, os agentes apenas contribuíram sobre como fazer, mas não comprovaram qual é o tamanho e se existe, efetivamente, diferença adicional no capital próprio excedente ao delta debêntures. Ademais, o racional da teoria da estrutura de capital não permite a sua utilização, pois, pela teoria, o capital próprio é tão mais arriscado quanto maior for o endividamento proporcional, e não o contrário. Além disso, caso ocorra inversão do prêmio de risco, tal fator apenas potencializa o efeito, não resolvendo a questão.

88. Entende-se, igualmente, que carece de fundamentação a afirmação da Abradee de que o delta debêntures subestima o risco do capital próprio, pois o risco do financiador é adicionado ao do acionista. Não foi apresentada evidência observável da ocorrência de tal efeito no valor final das duas fontes de capital consideradas. A preocupação sobre o curto prazo de apuração dos parâmetros pode ser mitigada pelo crescimento do mercado de crédito corporativo verificado no país especialmente nos últimos cinco anos. Sobre a proposta de “prêmio do regime de regulação”, entende-se que agrega complexidade ao envolver diversos países, na medida em que haveria necessidade de avaliar especificidades relativas a ambiente macroeconômico e institucional, nível de impostos, peculiaridade da amostra de empresa, bem como haveria dificuldade de constatar o grau de “pureza” do regime de regulação por *price cap* ou *revenue cap*, em vista das possibilidades de incentivos ou mecanismos de proteção que podem existir nos diversos contratos de operação do serviço. Recomenda-se não acatar as contribuições.

89. Em relação à proposta de VaR da variação do mercado do consumidor trazida pela Equatorial, entende-se que não se pode concentrar a diferença de todos os riscos inerentes à operação e aos contratos de concessão de transmissão e distribuição de energia apenas na variação do mercado consumidor da distribuição. Como visto da Consulta Pública nº 3/2019, o segmento de distribuição possui diversos riscos inerentes, sendo o de mercado apenas um deles. Por exemplo, em relação à qualidade, o risco do segmento de transmissão referente à Parcela Variável, conforme Resolução Normativa nº 729/2016 é maior do que o risco da distribuição. Dessa forma, ainda que não seja perfeito, entende-se que a diferença observável relativa às debêntures dos dois segmentos tende a reunir mais riscos inerentes ao negócio do que a proposta apresentada.

90. Nesse sentido, a proposta de mensurar a diferenciação pelas debêntures é tentativa de identificar prêmio de risco decorrente da atividade a partir de dados observáveis, tendo o papel de *proxy*



P. 21 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

do dado real, que não é observável. Em função da ausência de propostas que consigam conciliar mais fidedignamente o que se quer representar, preservando a simplicidade, recomenda-se que se mantenha o prêmio de risco de distribuição como proposto na abertura da CP nº 26/2019, mensurado por meio da diferença entre a rentabilidade das debêntures dos segmentos de distribuição e transmissão.

91. Recomenda-se acatar a contribuição da Copel relativa ao PRORET, de modo a melhor especificar o normativo.

Proposta para o prêmio de risco do negócio e financeiro

Beta: média ponderada do beta das empresas estadunidenses membros do *Edison Electric Institute* – EEI com, ao menos, 50% dos ativos em transmissão ou distribuição, com frequência semanal dos retornos.

Prêmio de risco de mercado: média da diferença entre o retorno do índice S&P 500 e os títulos do Tesouro estadunidense de dez anos, em termos nominais.

Diferenciação de segmentos: por meio da diferença verificada na remuneração do capital de terceiros entre o segmento de distribuição e de transmissão, a ser replicada no custo do capital próprio da distribuição.

III.3 Custo do Capital de Terceiros

92. No Relatório de AIR (RAIR) nº 9/2019 – SRM/ANEEL, foi proposto que a remuneração do capital de terceiros fosse obtida por meio da média da rentabilidade das debêntures emitidas por empresas de distribuição e transmissão de energia elétrica, atreladas ao CDI com adição de custo de emissão verificado em debêntures atreladas ao IPCA. A rentabilidade das debêntures seria convertida em valores reais com base na estrutura a termo das taxas de juros na data de emissão. A janela considerada foi a de dez anos.

III.3.a Debêntures

93. A **CEEE GT** propôs que fosse adotada a média das referências das dívidas com reforços e melhorias (representada por bancos nacionais públicos e privados e debêntures com valores inferiores a R\$ 400 milhões), utilizando dados do Relatório de Informações Trimestrais – RIT. A empresa justifica que as debêntures atreladas ao CDI seriam parcela muito pequena de toda a cesta de custos com capital de terceiros que não retrataria a realidade das empresas.

94. **Abrate, Taesa, Fiesp e Cteep** solicitam que a amostra de debêntures seja ampliada para incluir aquelas atreladas ao IPCA. Segundo **Abrate, Taesa e Cteep**, incluir debêntures IPCA não incentivadas aumentaria a amostra em 10 debêntures, reduziria suposta discricionariedade e agregaria



P. 22 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

robustez com a retratação mais fiel da realidade das concessionárias.

95. A **Fiesp** considera prematura a utilização de debêntures pela ANEEL em virtude de sua baixa representatividade no estoque de dívida das empresas, defendendo a inclusão das debêntures incentivadas com tratamento matemático para a retirada de benefício tributário. Além disso, defende a utilização de média ponderada entre o custo de captação via debêntures e via bancos, aplicando como *proxy*, a Taxa de Longo Prazo – TLP que é a remuneração do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Adicionalmente, a **Fiesp** concorda com a utilização das taxas referenciais de estrutura a termo para a conversão em taxas nominais e reais, conforme a data da emissão de cada debênture.

96. Em relação à medida de tendência central a ser utilizada, alguns agentes optam pela média da média anual (**Abrate, Taesa, Cemig, Eletrosul, Furnas e Cteep**) e outros, pela média da média por empresa (**Abralee, CPFL Energia, Enel, Energisa, Equatorial e Light**). O argumento mais utilizado pelo primeiro grupo é o de que não utilizar a média da média anual faz com que se perca a especificidade temporal do momento da emissão e anos com mais emissões possuirão maior representatividade. Assim, fazer a média da média anual daria pesos equivalentes para cada ano.

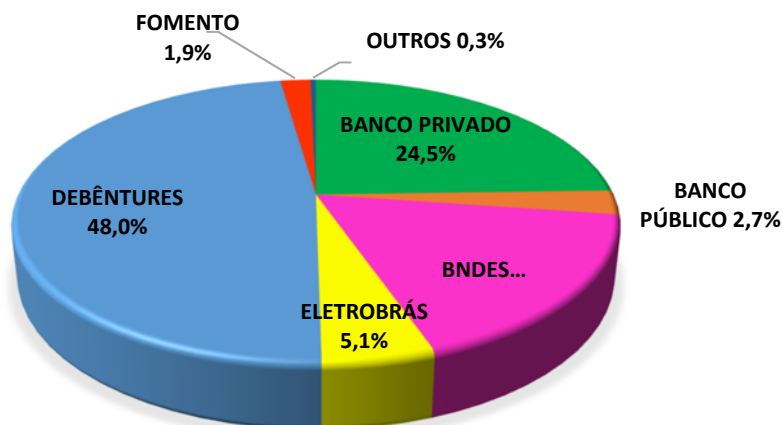
97. Para o segundo grupo, fazer média da média por empresa evitaria que o resultado tivesse viés ocasionado por empresas que possuem maior acesso ao mercado de debêntures e equilibraria o peso da qualificação de risco de todos os agentes. Esse tratamento, de acordo com as contribuições, estaria aderente com a forma que a ANEEL calcula outros itens que compõem a Parcela B das distribuidoras. Além disso, a proposta de média anual é criticada por, por essa ótica, favorecer a concentração de uma empresa na média geral do custo de captação do segmento.

Análise

98. Em relação à inclusão de outras formas de financiamento, além das debêntures ou sua substituição, já foi demonstrado que, além da complexidade de ajustar os indexadores, a variação dos juros de empréstimos de bancos e fundos públicos, existe dificuldade de obtenção, padronização e ajuste dos dados disponibilizados pelas empresas. Entretanto, verificou-se aumento na participação das debentures no financiamento das empresas em relação à última análise realizada em junho de 2018, conforme gráfico a seguir:

P. 23 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Figura 1: Captação por fonte - 2015 a 2019



Fonte: elaboração própria a partir de dados contidos no Relatório de Informações Trimestrais - RIT, do terceiro trimestre/2019

99. Conforme demonstrado, a emissão de debêntures representa quase 50% dos totais de captações o que a torna o principal mecanismo de financiamento das empresas, superando empréstimos nacionais, internacionais, BNDES, fundos constitucionais e bancos de fomento.

100. No intuito de aumentar a robustez da amostra das debêntures, recomenda-se acatar as propostas da Abrate, Taesa, Fiesp e Cteep sobre incluir as debêntures IPCA não incentivadas. Já contribuição da FIESP sobre a inclusão das debêntures incentivadas com o devido tratamento agregaria complexidade ao cálculo sem ganho significativo, além de atrelar o risco de implementação desses projetos ao cálculo.

101. As contribuições sobre usar medidas de tendência central (média por ano ou por empresa), além ocasionar distorções, conforme descrito a seguir, acarretariam redução significativa das observações da amostragem:

Tabela 4 – Quantidade de Debêntures (2003-2019)

Setor	Por Emissão	Por Empresa	Redução da amostra %	Por Ano	Redução da amostra %
T	140	53	62%	12	91%
D	237	33	86%	16	93%

102. No caso de fazer a média por empresa, além da redução da amostragem, a medida daria o mesmo peso para empresas que já emitiram mais de dez debêntures (como Eletropaulo, Energisa e RGE) e para aquelas que usaram o recurso apenas uma vez (como Ceron e Grupo Rede), além de tornar a medida mais volátil.



P. 24 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

103. O argumento levantado sobre a dificuldade de acesso ao mercado de debêntures não encontra respaldo, conforme dados da Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais – ANBIMA, que registra mais de 3.700 debêntures emitidas desde 2003. A lista inclui empresas limitadas, de capital aberto e fechado, de vários portes e em recuperação judicial.

104. A sugestão de fazer a média por ano acarretaria atribuir o mesmo peso a anos onde apenas se teve, por exemplo, uma debênture emitida (transmissão, em 2009) com anos onde existiram mais de 20 emissões (como no ano de 2019). Além disso, a quantidade reduzida de emissão tornaria o índice suscetível a períodos com restrição de captação no mercado, como foi em 2009, no auge da crise dos *subprimes*.

105. Portanto, recomenda-se que seja adotada a média simples e, assim como mencionado na abertura da CP, que no caso das debêntures, na oportunidade de atualização da taxa de remuneração, que seja observado o comportamento das futuras emissões para que se avalie então a necessidade de aplicação de medidas de correção da amostra.

106. Por fim, Abrate, Taesa e Cteep solicitaram a inclusão de debêntures IPCA no cálculo, cuja recomendação foi a de acatar a proposta, no intuito de ampliar as observações. Não faria sentido, após isso, recomendar acatar proposta de redução do número de observações.

III.3.b Custo de Emissão

107. Para a **Abrace**, a inclusão de custo de emissão seria incabível, pois a associação o classifica como custo administrativo.

108. A **Cteep** requer que seja feito 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, pois considerar um único custo para várias séries de uma mesma debênture seria aderente com as debêntures que foram consideradas pela ANEEL para o cálculo do custo de emissão.

109. Em relação à amostra, a **Cemig** propõe incluir as debêntures atreladas ao CDI emitidas sob a instrução da Comissão de Valores Mobiliários – CVM nº 400/03, e não apenas as debêntures em IPCA, o que estaria em linha com os princípios de representatividade e robustez perseguidos. Mesma sugestão foi trazida pela **Eletrosul**, que entende que a conversão da remuneração dos papéis indexados ao CDI para uma taxa pré-fixada poderia ser feita conforme a metodologia adotada para a rentabilidade, fazendo uma dupla equivalência entre taxas referenciais [DI x PRÉ] e [PRÉ x IPCA] extraídas do sítio eletrônico da bolsa de valores (B3).

110. A **Enel** solicita que a obtenção da variável prazo, incluída no cálculo do custo de emissão, fosse feita por meio de cálculo de *duration*, e não da diferença entre as datas de emissão e vencimento dos papéis.



P. 25 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

111. A **Fiesp** interpreta que seria possível aperfeiçoar a metodologia por meio do cálculo de média ponderada entre o custo de captação via emissão de debêntures e o custo de captação via bancos públicos, já que esta última teria praticamente a mesma representatividade que as debêntures no estoque de dívida total das empresas de transmissão e distribuição.

112. **CPFL Energia e Energisa** defendem que o custo de emissão deveria ser diferenciado por segmento.

113. Em relação ao cálculo, a **Energisa** entende a proposta da CP 26/2019 conteria imprecisões, no que se refere à apuração da taxa sobre o valor líquido captado. O custo deveria ser referenciado ao valor bruto a ser amortizado na operação de crédito, uma vez que esse seria o valor do saldo devedor sobre o qual se daria a incidência dos juros, e à taxa de juros, a qual incidiria sobre o saldo devedor a amortizar, enquanto o custo de emissão incidiria sobre o valor bruto principal.

114. **Abrate, Taesa, Cemig, Eletrosul e Cteep** apresentaram proposta de que o custo de emissão fosse calculado por meio da Taxa Interna de Retorno (TIR) da debênture. Para tanto, os agentes teriam aumentado a amostra para incluir debêntures indexadas a CDI e IPCA e projetaram fluxos de caixa de emissor e investidor de cada debênture para, pela diferença, encontrar o custo de emissão. Os agentes justificam que o cálculo da CP nº 26/2019 distribui o pagamento do custo de emissão ao longo do tempo, mas o mesmo ocorreria de uma só vez, antes da emissão das debêntures.

115. **Abrate, Taesa e Cteep** propuseram alternativa em relação ao cálculo do custo de emissão por TIR, em função de sua complexidade, por meio da utilização do saldo médio, que agregaria robustez ao modelo.

Análise

116. Em consonância com a proposta de inclusão das debêntures IPCA no cálculo, recomenda-se acatar as propostas da Cemig e Eletrosul de incluir as debêntures de CDI com prospecto à amostra.

117. Embora a Abrate tenha argumentado que o custo de emissão se trata de custo administrativo, o que já seria contemplado no pagamento dos custos operacionais, os próprios prospectos demonstram que esses custos são atrelados e únicos à emissão da debênture além de descontados do valor total das debêntures. Grande parte destes custos são taxas cobradas por entidades e bancos ou material de divulgação do papel, sendo seu custo reconhecido por média.

118. Além disso, segundo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, esses custos são contabilizados como despesas financeiras, e não custos administrativos, como demonstrou a Abrate, em carta¹⁹.

119. Já a proposta de separar os segmentos, além de ir contra a premissa do custo de emissão

¹⁹ Carta Abrate CT-005/2020 (SIC nº 48513006805/2020).

P. 26 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

inicial ser independente do setor ou tipo de emissão, acatar essa proposta implicaria em perda de 30% da amostra para distribuição e 80% para transmissão.

120. Recomenda-se não acatar a proposta de calcular o custo de emissão com base na diferença da taxa interna de retorno, através da projeção de fluxos de caixa do emissor e do investidor, pois:

- i) agregaria complexidade ao cálculo;
- ii) os fluxos de caixa projetados seriam de debêntures que em sua maioria não fazem parte da amostra e, portanto, possuem amortizações diferentes, ainda que os custos de emissões possam ser usados como *proxy*, as amortizações não poderiam ser assim utilizadas; e
- iii) haveria redução significativa no número de amostras. Caso se use a amostra das debêntures usadas para cálculo do custo de capital, a amostra cairia para 20 observações, aproximadamente.

121. Não é factível também a proposta de usar o saldo médio de amortização para cálculo desse custo, pelo fato de as amortizações ocorrerem em sua maioria mais próximas ao vencimento. Usando apenas as debêntures da amostra do custo de capital, chega-se a um prazo médio de 83% do prazo total, bem diferente do 50% proposto. De qualquer forma, mesmo usando o número real, ainda existiria o problema das poucas observações e maior complexidade, pois seria necessário calcular por debênture o prazo médio (itens i e iii do parágrafo anterior).

Proposta para a remuneração do capital de terceiros:

- média da rentabilidade das debêntures emitidas por empresas de distribuição e de transmissão, não incentivadas, atreladas ao IPCA ou CDI (convertidas em valores nominais e reais por meio das curvas de estrutura a termo das taxas de juros - DI x Pré e DI x IPCA - e inflação implícita obtidas na B3);
- média do custo de emissão das debêntures atreladas ao IPCA e CDI que possuam dados disponíveis.

III.4 Estrutura de Capital Regulatória

122. Na abertura da CP 26/2016, a proposta para a estrutura de capital regulatória foi a de que fosse obtida por meio da proporção entre capital de terceiros sobre o capital total decorrente da relação Dívida Líquida sobre o EBITDA²⁰ Regulatório equivalente a 2,5.

123. **CEEE GT, EDP e Equatorial** manifestaram opção pela utilização da contabilidade regulatória para o cálculo da estrutura de capital. Sobre a relação dívida líquida sobre EBITDA de 2,5, a **Cemig** propôs que fosse validada, considerando o custo de dívida regulatório definido para cada um dos segmentos.

124. **Abrate e Taesa** sugerem dois valores diferentes: um que estaria alinhado com o custo de capital de terceiros da amostra de empresas incluídas no custo do capital de terceiros (1,72), e outro que

²⁰ *Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*. Em português, Lucros antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização – LAJIDA.



P. 27 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

estaria alinhado com o apresentado por transmissoras de capital aberto (**Cteep, Taesa e Alupar**), equivalente a 2,13. A **Cteep** entende que a relação correta seria 1,81, baseando-se na estrutura de capital das empresas cujas debêntures possuem taxa de remuneração entre 6,7% e 7,7%.

125. **Abrate, Taesa, Celesc D e Light** sugerem que fosse adotada janela de dez anos para o cálculo da estrutura de capital. O ponto comum na contribuição dessas empresas é que fossem utilizados dados reais e não se adotasse estrutura de capital regulatória.

126. A **Fiesp** concorda com a metodologia proposta na CP nº 26/2019, embora a subjetividade na escolha da relação dívida líquida seja negativa. Defende que a relação dívida líquida a ser utilizada fosse 3,5. Na mesma linha, a **Abrace** defende que seja utilizada a relação de 4, pois entende que, assim, seria possível refletir o ganho real das empresas e minimizar os repasses incongruentes aos consumidores.

127. Além disso, a **Cemig** solicita que os tratamentos dos dados utilizados para tanto fossem indicados com precisão, esclarecendo o entendimento dos agentes em relação à metodologia adotada.

Análise

128. Em relação às contribuições que procuraram atrelar a estrutura de capital ao que foi realizado pelas empresas, esclarece-se que essa não é a proposta para o encerramento da CP. Ao longo do processo, a dificuldade de trabalhar com dados contábeis ou, até mesmo, de mercado (tendo em vista o reduzido número de empresas desverticalizadas com liquidez no mercado de capitais brasileiro) foi extensamente evidenciada.

129. A metodologia proposta adota um parâmetro regulatório, que represente uma região onde empresas eficientes possam manter a sua estrutura de capital, em função de sua geração de caixa regulatória, sem que seja afetada a sua sustentabilidade econômico-financeira. O mercado de capitais trabalha com valores entre 2,5 e 3,5. Utiliza-se o EBITDA regulatório como parâmetro, mas a empresa ainda pode ter ganhos ou perdas decorrentes de eficiência operacional, variações em relação ao custo de capital real e, no caso das distribuidoras, variações de mercado, entre outros aspectos.

130. Utilizar uma estrutura de capital nocional é prática comum entre reguladores, como já foi evidenciado nos RAIR anteriores. Por exemplo, o relatório de 2018 do *Council of European Energy Regulators*²¹ frisa que a maioria dos Estados-Membros usa estrutura de capital entre 40 e 60%, sendo que o valor não depende do segmento (se transmissão ou distribuição) e se baseia normalmente em relatórios de especialistas ou em análises de mercado. Pode-se citar como exemplo, a Estônia, Irlanda, Luxemburgo e Portugal.

131. Nessa linha, o risco de se utilizar dados reais das empresas é a possibilidade de não se

²¹ CEER. *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks*, de 18 de janeiro de 2019. Disponível em: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/9665e39a-3d8b-25dd-7545-09a247f9c2ff>

P. 28 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

basear em uma amostra eficiente. Além disso, como o operador muitas vezes faz parte de uma grande corporação e nem sempre possui suas ações negociadas em bolsa, é possível que a contabilidade não reflita, necessariamente, a participação societária no negócio. Portanto, recomenda-se não acatar as contribuições que almejam a adoção de dados realizados para a aferição da estrutura de capital regulatória.

132. Nesse sentido, a contribuição da Fiesp preserva o cerne da proposta colocada em Consulta Pública, porém lança dúvida sobre a adequação do fator igual a 2,5 proposto, o que também foi mencionado pela Abrace. Assim, foram realizadas novas pesquisas sobre a relação que poderia melhor refletir a estrutura de capital potencial para uma empresa eficiente.

133. Observou-se, como dito no RAIR 9/2019 da abertura desta CP, que o intervalo considerado razoável, situa-se entre 2,5x e 3,5x. Verifica-se que agências classificadoras de risco, como a S&P, consideram que um fator igual a 3 é compatível com indústrias de baixa volatilidade com nível de endividamento de modesto a intermediário ou com indústrias de média volatilidade, com nível de endividamento intermediário.

Tabela 5 – Relação Dívida Líquida / EBITDA - S&P Ratings²²

Nível de alavancagem	Baixa Volatilidade	Média Volatilidade
Mínimo	menor que 2	menor que 1,75
Modesto	2 a 3	1,75 a 2,5
Intermediário	3 a 4	2,5 a 3,5
Significativo	4 a 5	3,5 a 4,5
Agressivo	5 a 6	4,5 a 5,5
Altamente alavancado	acima de 6	acima de 5,5

Fonte: S&P Ratings

134. Uma amostra da relação dívida líquida / EBITDA contida em cláusulas restritiva de contratos de dívidas (os denominados *covenants*) e de avaliações de risco de empresas do setor elétrico brasileiro por agências de classificação de risco revela que o limite máximo de alavancagem esperado por credores está, na maioria das vezes, acima da relação dívida líquida sobre EBITDA igual a 3x, o que é compreensível, uma vez que esses são limites máximos para a adoção de medidas por parte dos credores.

135. Observa-se que os limites para eventual rebaixamento de nota de crédito situam-se acima de 4x, ou seja, abaixo disso as empresas ainda se manteriam em nível considerado saudável. Adotar esse tipo de parâmetro é um tipo de prática regulatória utilizada, por exemplo, pela Noruega, que estabelece uma estrutura de capital teórica, com participação societária de 40%, o que seria suficiente para manter uma classificação de crédito de A ou BBB.

²² S&P Global Ratings. *Corporate Methodology*. November 19, 2013, disponível em: <https://www.spratings.com/scenario-builder-portlet/pdfs/CorporateMethodology.pdf>



P. 29 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Tabela 6 – Covenants na relação Dívida Líquida / EBITDA

Empresa	Ratings (escala nacional)	Dívida Líquida / EBITDA (covenant) (*eventual rebaixamento de rating)	
Equatorial Energia	brAAA S&P	4,5	
Cemar	brAAA S&P	3,25	
Celpe	brAAA S&P	3,5	
SPE 07	brAAA S&P	4,5	
SPE 08	brAAA S&P	4,5	
Neoenergia	brAAA S&P	4 (* acima de 5,5 - S&P)	
Celpe	brAAA S&P	4	
Cosern	brAAA S&P	4	
Elektro	brAAA S&P	3	
Energisa	brAAA S&P	4,5 (2019); 4,25 (2020); 4 (2021 em diante) acima de 4,5 - S&P	(*)
CPFL Energia	brAAA S&P	3,75 (* acima de 5,5 - S&P)	
CPFL Paulista	brAAA S&P	3,75	
CPFL Piratininga	brAAA S&P	3,75	
CPFL Jaguari	brAAA S&P	3,75	
RGE	brAAA S&P	3,75	
EDP	AAA (bra) Fitch	3,5 (* acima de 5,5 - S&P)	
EDP ES	brAAA S&P	3,5	
EDP SP	brAAA S&P	3,5	
Eletropaulo	Aaa.br Moodys	3,5	
Cemig	brA+ S&P	4,5 (2019 até jun/20); 3 (dez/20 até jun/21)	
Cemig GT	brA+ S&P	3,8 (2019); 3,5 (a partir de jun/20)	
Cemig D	brA+ S&P	estrutura de capital menor que 60%	
Taesá	brAAA S&P	não possui na holding (* acima de 5,5 - S&P)	
Cteep	AAA (bra) Fitch	3,5 (debêntures); 3 (BNDES) (* acima de 5,5 - S&P)	

Fontes: relatórios de *rating* ou demonstrações financeiras publicadas pelas empresas.

136. Além disso, na formação do EBITDA Regulatório, uma questão que precisa ser evidenciada é a relação entre a Base de Remuneração Bruta (BRB), de onde deriva a Quota de Reintegração Regulatória (QRR), e a Base de Remuneração Líquida (BRL), se onde se extrai a Remuneração de Capital (RC). Note-se que, para fins regulatórios, foi adotada uma relação BRB/BRL de 1. Essa relação subestima a QRR, o que por sua vez reduz o EBITDA regulatório e, conseqüentemente, o endividamento potencial em função da geração de caixa.

137. Um tratamento para essa questão seria utilizar a relação BRB/BRL média das empresas. Essa seria uma possibilidade para as empresas de distribuição, cujos valores das revisões ocorridas entre 2015 e 2019 revelaram relação de BRB/BRL = 1,72. Entretanto, no segmento de transmissão, há dificuldade de aferição do número, em função do efeito da parcela da RAP denominada RBSE, ainda existente. A relação BRB/BRL da RBSE é muito distante daquela dos reforços e melhoria em operação, o que provoca distorção dos números, motivo pelo qual não se considera adequado utilizá-los.

138. Foi realizado teste com o segmento de distribuição: ao se utilizar a relação de 1,72 BRB/BRL



P. 30 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

se obteve resultados muito próximos de utilizar a relação Dívida Líquida / EBITDA equivalente a 3x para encontrar a estrutura de capital potencial regulatória.

139. Dessa forma, opta-se por adotar a relação Dívida Líquida / EBITDA Regulatório de 3 para a determinação da estrutura de capital regulatória por considerar que esse número não é demasiadamente restritivo e nem proporciona alavancagem excessiva. Além disso, essa relação consegue mitigar o efeito da subestimação da QRR na composição do EBITDA regulatório. Reitera-se que o que se procura replicar é a estrutura de capital potencial para empresas eficientes, e não a real.

140. Adicionalmente, procedeu-se ajuste na taxa de depreciação regulatória do segmento de transmissão para considerar também a média dos reforços e melhorias, saindo de 3,06% para 3,07%. Para a distribuição, mantém-se a taxa de 3,87%, referenciada na média das taxas adotadas nas revisões mais recentes das empresas, ocorridas entre 2015 e 2019. Esse número pode ser atualizado a partir de 2021, com os dados médios mais recentes.

Proposta para a estrutura de capital regulatória: proporção de capital de terceiros sobre o capital total resultante da relação Dívida Líquida sobre o EBITDA regulatório equivalente a 3.

III.5 Obrigações Especiais, Ativos Totalmente Depreciados e Recursos da RGR

141. Para as obrigações especiais, a proposta apresentada na CP nº 26/2016 foi aplicar aos segmentos de transmissão e distribuição, metodologia baseada no que consta no Submódulo 2.1 do PRORET. Contudo, em decorrência da alteração da metodologia do WACC, a fórmula precisou ser adaptada pela inexistência de alguns parâmetros.

142. Em relação aos ativos totalmente depreciados, o entendimento foi de que o tema poderia ser discutido no âmbito das Consultas Públicas nº 5 e 6/2019, não fazendo parte do escopo do processo em tela. Além disso, há atualmente, decisão da Diretoria da ANEEL contrária ao reconhecimento do pleito. Portanto, na abertura da CP nº 26/2016, a proposta era não fazer qualquer tratamento para ativos totalmente depreciados.

143. Para os recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, a proposta foi a de que eles seriam remunerados pelo custo, adotando-se a conversão das taxas nominais em reais por meio das taxas referenciais da B3, pelo critério de estrutura a termo das taxas de juros.

144. Em relação às obrigações especiais, a **Energisa** apontou necessidade de correção na planilha, relativa a erro de referência, que não afetaria os valores calculados, mas inverteria o prêmio de risco do negócio e financeiro para distribuição e transmissão. Essa contribuição também foi apresentada pela **Enel** que incluiu a sugestão de que o cálculo do prêmio de risco do negócio e financeiro fosse referenciado diretamente às células com o resultado após impostos para cada segmento. Além disso, a **Enel** propôs modificação na fórmula, de modo que o termo “0,5 x OESb”, um valor estimado para as Obrigações Especiais Líquidas, fosse substituído pelas Obrigações Especiais Líquidas reais das próprias

P. 31 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

concessionárias, que seriam conhecidas e apuradas em cada processo revisão tarifária. A empresa também apontou divergência na notação da remuneração sobre os investimentos realizados com recursos de obrigações especiais entre o RAIR nº 9/2019 e os submódulos 2.1 e 2.1 A do PRORET.

145. A **Energisa** apontou necessidade de correção na notação “ RC_{exOE} ” utilizada na fórmula, que seria a própria remuneração sobre os investimentos realizados com recursos de obrigações especiais, cuja subtração evitaria a ocorrência de circularidade no cálculo, de sorte que a notação correta seria “ RC_{OE} ”.

146. Adicionalmente, a **Energisa** argumentou que a nova fórmula proposta representaria alteração metodológica profunda, pois retiraria da remuneração das obrigações especiais o efeito do risco-país. A empresa sugere que, para corrigir esse efeito, a fórmula considere no cálculo a diferença entre a taxa livre de risco nacional e a estadunidense, em termos reais, utilizando os dados utilizados no cálculo do prêmio de risco de mercado. A consideração do risco-país no cálculo da taxa de remuneração dos investimentos realizados com recursos das obrigações especiais foi solicitada por **Cemig, Cteep, CPFL Energia, Abrate, Taesa e EDP**. A **Equatorial** sugere a inclusão do risco-país por meio da variável EMBI+. A **Copel** entende que o prêmio de risco da distribuição também deveria ser incluído.

147. **Cemig, Eletrobras, Equatorial e Furnas** solicitaram que os ativos totalmente depreciados sejam remunerados. Os agentes entendem que existe risco associado a esses ativos o que, por não ser considerado, subestimaria a compensação do capital próprio. A sugestão apresentada é a de que a mesma fórmula de remuneração das obrigações especiais fosse estendida para os ativos totalmente depreciados. Os agentes também entendem que o tema deveria ser tratado nesta CP nº 26/2019, apesar de haver outras discussões ocorrendo na Agência nas quais o tema pode ser inserido.

Análise

148. A remuneração de obrigações especiais é tratada neste processo como uma adequação da fórmula existente no PRORET 2.1 e 2.1A, sem discussão de mérito.

149. Nesse sentido, no caso da proposta para a remuneração das obrigações especiais colocada, os ajustes necessários apontados pela Energisa e Enel foram realizados tanto na planilha quanto no texto do PRORET, recomendando-se que as contribuições sejam acatadas.

150. A sugestão da Enel, de adotar o valor real das obrigações especiais líquidas em substituição à estimativa da fórmula contida no Submódulo 2.1 do PRORET, não deve ser acatada, pois pretende-se preservar a norma vigente ao máximo, fazendo as alterações necessárias apenas para adequação à nova metodologia.

151. Sugere-se acatar as contribuições que solicitaram a inclusão do risco-país na remuneração das obrigações especiais, pois, como relataram os agentes, após a adaptação da fórmula proposta na Consulta Pública, essa variável foi desconsiderada, por estar incorporada no título do governo adotado na nova metodologia. Para tanto, foi necessário incluir a variável risco-país no cálculo. Entretanto, como houve várias contribuições com maneiras diferenciadas para chegar ao mesmo objetivo (manter

P. 32 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

proximidade com a formulação vigente), foi adotada a proposta da Equatorial, por ser a mais simplificada. Portanto, foi adotada a média dos valores da série EMBI+ Br do JP Morgan, dentro de uma janela de dez anos.

152. Apresenta-se, a seguir, a proposta de metodologia para remuneração das obrigações especiais para os segmentos de distribuição e transmissão, com adaptação da fórmula vigente (Submódulo 2.1 e 2.1A do PRORET) em decorrência da alteração da metodologia, conforme equação na sequência:

$$RC_{OE} = \left(\frac{PRN+PRP}{(1-t)} \right) \times 0,5 \times P \times \frac{CAOM}{CAOM+CAA-RC_{OE}} \times OES_b$$

onde:

RC_{OE}: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais;

PRN: Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro;

PRP: Prêmio de Risco-País, conforme série EMBI+ Br;

t: Impostos e Contribuições sobre a Renda;

P: Participação do Capital Próprio no Capital Total;

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CAA Custo Anual dos Ativos; e

OES_b: Obrigações Especiais Brutas.

153. Uma vez que não houve investimento por parte dos operadores, não faz sentido aplicar o conceito de blindagem do capital para obrigações especiais, devendo ser aplicados os parâmetros da taxa regulatória de remuneração de capital mais recente, não afetada pela média do capital próprio adotada na proposta de blindagem de capital que será detalhada mais adiante.

154. Em relação aos ativos totalmente depreciados, reitera-se a avaliação de que tal discussão não faça parte do escopo do processo em tela, bem como o fato de haver atualmente, decisão da Diretoria da ANEEL contrária ao reconhecimento do pleito, de maneira que as contribuições não devem ser acatadas.

155. Entretanto, cabe ressaltar que, para ambos os temas, obrigações especiais e ativos totalmente depreciados, será avaliada a melhor maneira de tratá-los em função de suas peculiaridades em processo específico futuro.

156. No caso dos recursos advindos da RGR, não houve contribuições recebidas, portanto, mantém-se a proposta de que a taxa de remuneração regulatória seja obtida a partir da soma do custo da RGR acrescido da taxa de administração média. Assim, extrai-se uma taxa nominal que será deflacionada pela inflação implícita obtida por meio das taxas referenciais da B3 [DI x Pré] e [DI x IPCA], do último dia útil do ano base, para o prazo de cinco anos (1.826 dias), de acordo do a seguinte fórmula:



P. 33 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

$$TRC_{RGR} = \left[\left(\frac{1 + C_{RGR}}{\frac{(1 + DI_{PRÉ})}{(1 + DI_{IPCA})}} \right) \right] - 1$$

Onde:

TRC_{RGR} : Taxa Regulatória de Remuneração dos Recursos da Reserva Global de Reversão;

C_{RGR} : Custo RGR Nominal, formado pela soma do custo dos recursos RGR com a taxa de administração média, antes de impostos;

$DI_{PRÉ}$: Taxa referencial DI x Pré do último dia útil do ano base para o prazo de cinco anos (1.826 dias);

DI_{IPCA} : Taxa referencial DI x IPCA do último dia útil do ano base para o prazo de cinco anos (1.826 dias).

Proposta de remuneração para as Obrigações Especiais: adaptar a fórmula vigente (Submódulo 2.1 do PRORET - distribuição) de forma a se adequar aos parâmetros atuais. Aplicável aos segmentos de transmissão e distribuição.

Proposta de taxa regulatória de remuneração para os recursos da RGR: custo real verificado.

III.6 Outros temas referentes à metodologia

III.6.a Janelas

157. Na abertura da CP nº 26/2019, foram propostas as seguintes janelas para os parâmetros da taxa regulatória de remuneração do capital:

Tabela 7 – Janelas propostas para os parâmetros

Parâmetro	Período	Prazo (anos)
Remuneração do Capital Próprio		
Taxa Livre de Risco + Risco país (NTN-B)	jan/09 a dez/18	10
Beta	out/13 a set/18	5
Prêmio de Risco de Mercado	A partir de dez/1928	Maior período disponível
Remuneração do Capital de Terceiros		
Debêntures	jan/09 a dez/18	10
Taxas referenciais B3	jan/09 a dez/18	10
Custo de Emissão	jan/09 a dez/18	10
Estrutura de Capital	Estático	

158. Foram recebidas diversas contribuições relativas ao tamanho das janelas. As solicitações relativas ao tamanho do intervalo a ser considerado para a coleta dos dados foram envolvidas como justificativa ou solução para questões diversas, tais como periodicidade de atualização da taxa de remuneração, frequência dos retornos para cálculo do beta, padronização de janelas, entre outros.

P. 34 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

159. A **Fiesp** manifestou apoio integral à nova proposta da Agência para as janelas temporais, por entender que ela colabora com a estabilidade e a previsibilidade regulatória.

160. **Cemig, EDP e Equatorial** defendem a adoção da janela mais longa disponível para a NTN-B (desde 2003).

161. Em relação ao tamanho da janela para o beta, vários agentes defenderam o aumento para dez anos: **Abradee, Abrate, Taesa, Abrage, CEEE GT, Celesc D, Cemig, Neoenergia, Eletrobras, Eletrosul, Enel, Furnas e Cteep**. A justificativa comum foi a de que haveria padronização ou compatibilização com demais parâmetros, aumentando a coerência ou consistência temporal (**Abrate, Taesa, Abrage, CEEE GT, Celesc D, Cemig, Cteep e Furnas**), além de equilibrar aspectos conjunturais e estruturais de todos os parâmetros (**Abradee**), agregar estabilidade aos parâmetros (**Abrate, Taesa e Celesc D**) e atingir maior qualidade para as estimativas (**Eletrosul**).

162. A **Enel** entende que a melhor janela teria o tamanho de oito anos pois tal período representaria dois ciclos tarifários completos para a maioria das empresas, o que conferiria maior estabilidade para o capital próprio.

163. A questão da escolha da janela para o PRM foi abordada pela **Abrage, CEEE GT e Neoenergia** no sentido de que não fosse adotado período longuíssimo, mas, sim, uma janela de 10 anos. As justificativas apresentadas foram de o PRM deve manter uma janela de estimação coerente com a estimativa do beta, dada a relação biunívoca entre os dois parâmetros (**Abrage**), de que tal substituição estaria em conformidade com o princípio do cenário de referência mais próximo do período de revisão (**CEEE GT**) e de que atenderia ao princípio da padronização. Por outro lado, a **EDP** concorda com a janela mais longa possível para esse parâmetro, mas entende que também deveria ser para NTN-B e debêntures.

164. A **Neoenergia** solicita que as janelas fossem padronizadas, ou seja, defende que, além dos parâmetros NTN-B e debêntures, o beta e o prêmio de risco de mercado também deveriam ser calculados com base em janela de dez anos. Adicionalmente, a empresa entende que usar o terceiro trimestre do ano imediatamente anterior ao qual se aplicará a nova taxa constitui referência mais adequada em termos de previsibilidade para as companhias e para os investidores.

165. O alongamento das séries é defendido como alternativa à blindagem do WACC ou do capital próprio como forma de manter estabilidade segundo as contribuições de **Enel e Light**.

Análise

166. Especificamente quanto ao alongamento da janela do beta, foi mencionado no item dedicado a esse parâmetro, que essa discussão está atrelada à escolha da frequência das observações (se mensal, semanal ou diária). Mais detalhadamente, para que seja recomendável aplicar janela de dez anos para o beta, seria necessário utilizar dados mensais, haveria comprometimento do tamanho da amostra de empresas e probabilidade de ocorrerem problemas de subestimação do beta.

P. 35 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

167. Quanto ao PRM, manteve-se o tamanho recomendado na literatura e adotado pela maioria dos países pesquisados durante esse processo. Nesse caso, não há incoerência, pois o que se procura é mensurar o risco do mercado de ações sem o efeito de crises, guerras ou eventos que possam gerar distorções por períodos que podem perdurar até por mais de uma década. A janela longuíssima garante a estabilidade e trata eventuais *outliers* dessa série, o que não se aplica ao caso da NTN-B e das debêntures. Para esses dois parâmetros foi adotada a janela de dez anos como forma de acatar contribuições recebidas na AP nº 9/2019, pois naquela oportunidade a proposta inicial era de janela de cinco anos para a maioria dos parâmetros, exceto PRM e estrutura de capital. Na oportunidade, entendeu-se ser possível alongar as janelas onde fosse possível e ainda assim manter maior proximidade com os períodos de revisões comparativamente à metodologia anterior.

168. Dessa forma, manteve-se o tamanho das janelas como proposto na abertura da Consulta Pública. A discussão sobre o tamanho já foi amplamente abordada nas etapas anteriores desse processo, de modo que não houve motivo ou justificativa de grande impacto e relevância para que fosse alterada a proposta inicial. De qualquer modo, os pleitos de alongamento de janela foram parcialmente contemplados na proposta de blindagem de capital (que foram assunto das contribuições de Enel e Light), a ser descrita detalhadamente no item sobre a atualização disposto mais adiante, nesta Nota Técnica.

169. Em relação à proposta da Neoenergia de se utilizar dados apenas até o terceiro trimestre anterior ao ano de aplicação, interpreta-se que incluir também o último trimestre não prejudica a previsibilidade e incorpora as informações mais recentes. Espera-se que a nova taxa anual seja divulgada no início do ano de aplicação, até fevereiro, aplicando-se até então a taxa vigente no momento.

Proposta para a janela dos parâmetros: dez anos, exceto para o beta (cinco anos), prêmio de risco de mercado (todo o período disponível) e estrutura de capital (estático).

III.6.b PRORET

170. A **Abrate** solicita correção no PRORET 9.1 referente aos critérios para definição da participação das TUC's 215.09 e 230.01 que estariam invertidas, ocasionando redução da RAP para as suas associadas.

Análise

171. Compreende-se que a contribuição é pertinente. Recomenda-se que seja acatada.

III.6.c Ajustes Financeiros

172. A **Abrace** afirma que, por escolha da Agência, houve postergação da atualização do WACC para os agentes de distribuição, transmissão e geração durante dois anos e, por isso, solicita que os montantes repassados para os segmentos de transmissão, geração e distribuição durante o período de



P. 36 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

vigência do WACC provisório, entre 2018 e 2019, sejam revistos, e que os devidos ajustes financeiros para os três segmentos sejam realizados o mais breve possível por meio de revisões tarifárias extraordinárias.

Análise

173. A Resolução Normativa nº 807/2018 alterou itens do Submódulo 2.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária– PRORET, sendo que a decisão da Diretoria Colegiada não foi quanto a postergação da atualização do WACC de distribuição, mas estender a vigência da taxa para aplicação em todas as revisões tarifárias realizadas entre março de 2015 e dezembro de 2019, de forma que não existiria ajuste financeiro.

174. No caso do segmento de transmissão, a decisão da Diretoria Colegiada foi estabelecer regra provisória para as concessionárias de transmissão cuja data-base era 1º de julho de 2018, definindo que as diferenças seriam apuradas quando da realização do processo definitivo e compensadas em parcelas iguais até a próxima revisão tarifária. Para as geradoras no regime de cotas de garantia física, foi definido que o efeito econômico das diferenças apuradas fosse recuperado em parcelas iguais até a próxima revisão das receitas.

III.7 Atualização de valores da taxa regulatória de remuneração do capital

175. Na abertura da CP 26/2019, foi proposto que, uma vez definida a metodologia, a taxa regulatória de remuneração do capital fosse atualizada anualmente, sendo aplicada de forma definitiva nas revisões tarifárias ou de receitas ocorridas em cada ano de vigência e, de forma provisória, para os reforços e melhorias autorizados para o segmento de transmissão.

176. Para a **Copel**, a atualização anual faria com que as distribuidoras tivessem seus investimentos remunerados a taxas distintas, a depender do ano em que fosse realizado seu reposicionamento tarifário. Para a empresa, isso representaria risco ao segmento, pois poderia estimular a migração de uma parcela de investimento desse mercado em função de situações conjunturais que seriam consideradas no momento da alteração da taxa de remuneração. A alteração anual da taxa poderia resultar em maior volatilidade no valor das empresas e posições poderão ser definidas em função de expectativas de variações de curto prazo na taxa. Portanto, para a empresa, a opção pela atualização anual da taxa de remuneração deveria estar vinculada à possibilidade do reconhecimento anual dos investimentos na Base de Remuneração Regulatória, de forma que todas as distribuidoras recebessem a mesma taxa de remuneração para investimentos realizados naquele ano em específico.

177. A sugestão da **Copel** é a aplicação da taxa média de remuneração ponderada para toda a Base de Remuneração Regulatória (base blindada mais base incremental), como já ocorreria atualmente, já que toda a BRR seria remunerada por uma taxa única. De forma alternativa, a empresa considera igualmente válido calcular por meio da Receita Requerida, aplicando a atualização da estrutura de capital e do custo do capital de terceiros. A lógica seria a mesma para a receita referente à Base de Remuneração Incremental, respeitando o custo do capital próprio referente ao ano de unitização dos investimentos incrementais. A justificativa apresentada pela **Copel** é a de que isso atenuaria o impacto de variações na

P. 37 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

taxa de remuneração e eventuais distorções causadas pela aplicação de taxas distintas às distribuidoras. Caso essa alternativa não seja aplicada, a empresa opta por manter o critério de atualizações periódicas em revisões de metodologia. Nesse sentido, a **Copel** ressalta que o Submódulo 2.4 do PRORET deveria definir o prazo necessário para a revisão da metodologia.

178. A **CPFL Energia** defende que a atualização dos parâmetros fosse feita a cada três ou seis anos, sempre em conjunto com a ponderação de necessidade de revisão de metodologia, avaliando a utilização de séries mais longas e, impreterivelmente, com a blindagem do custo de capital próprio.

179. Para a **Equatorial**, a atualização da taxa regulatória de remuneração do capital deveria ser realizada na revisão de metodologia a cada quatro anos, em conjunto com discussão metodológica. A **Equatorial** entende que a atualização anual seria inadequada.

180. Para a **CEEE GT**, a atualização anual dos valores sem revisão da metodologia seria prejudicial à expectativa de investimento dos agentes de transmissão e manter uma taxa fixa até a próxima revisão traria segurança regulatória ao mercado com estabilidade e previsibilidade regulatórias.

181. A **EDP** solicita atualização metodológica a cada cinco anos. Todavia, caso seja mantida a sugestão anual, entende que se blinde os investimentos já realizados e, para as adições, se aplique o risco do negócio, isto é, a taxa de capital próprio ao longo do ciclo tarifário, excluindo as NTN-B's.

182. Para a **Energisa**, uma taxa diferente a cada ano poderia expor as empresas a situação não gerenciável em função de suas datas de revisões, pois o WACC aplicado em toda a base geraria efeitos díspares na receita de capital de cada empresa. A **Energisa** sugere, como alternativa, que fosse fixado o prêmio de risco do negócio e financeiro ao longo do ciclo de revisão, de modo que ao menos essa parcela fosse igual para todas as empresas e para os investimentos já realizados. Essa parcela representaria uma medida intuitiva do prêmio exigido pelo capital próprio em face da flutuação das taxas de juros da economia.

183. Uma alternativa, segundo a **Energisa**, seria a revisão da regra de aplicação da taxa de remuneração para o cálculo do custo anual dos ativos, mantendo o *spread* do capital próprio constante e apurando, na ocasião da revisão, a base incremental por ano. Assim, a taxa de remuneração da base blindada seria estabilizada até o esgotamento da respectiva base de remuneração. Na revisão tarifária, seria calculada uma taxa de remuneração ponderada pela base incremental líquida de cada ano. Segundo a empresa, essa proposta não exigiria que se apurasse anualmente a base, mantendo a apuração por ocasião da revisão.

184. A **Celesc D** solicita que os parâmetros não fossem atualizados até a próxima revisão tarifária, evitando, segundo a empresa, que as correções capturem choques econômicos conjunturais, possivelmente transitórios.

185. A **Enel** é contrária à proposta de atualização anual da taxa regulatória de remuneração de capital, defendendo que tal atualização seja realizada uma vez por ciclo tarifário em conjunto com



P. 38 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

avaliação da adequação da metodologia. Segundo a empresa, dessa maneira, seria possível zelar pela perenidade dos investimentos em prol da qualidade e pela diminuição da percepção de risco ao investidor e em prol da modicidade tarifária.

186. Na visão da **Fiesp**, manter a metodologia atual, de uma taxa WACC fixa por ciclo, é a opção mais correta, pois conferiria maior estabilidade para o investidor e mantém o modelo mais tradicional de regulação por incentivos.

187. Para a **Neoenergia**, manter uma periodicidade compatível com o ciclo tarifário e planejamento dos investimentos, em torno de cinco anos, seria o mais adequado, em vista do longo prazo de maturação requerido e a necessidade de previsibilidade para os planos de investimento, que são plurianuais. A empresa propõe que se mantenha a taxa de remuneração vigente no momento do início da operação de um ativo até sua total amortização ou depreciação, para o caso do capital próprio. Uma alternativa, segundo a empresa, seria atualizar o custo da dívida e os fatores macroeconômicos mantidos no cálculo, mantendo constante apenas o prêmio de risco do negócio e financeiro, bem como o prêmio adicional específico para o segmento de distribuição. Para o período incremental, entre ciclos, se aplicaria uma taxa média ponderada pelos investimentos realizados a cada ano deste mesmo ciclo. Para a base blindada de ciclos anteriores, aplicar-se-ia a taxa de remuneração vigente na respectiva revisão tarifária, atualizando o custo do capital de terceiros ou, ainda, a taxa livre de risco presente no cálculo do custo de capital.

188. A **Neoenergia** recomenda que, caso se deseje manter a atualização anual, algum procedimento de “blindagem” da taxa de remuneração do capital próprio ou, pelo menos, de um *spread* desta em relação à taxa livre de risco fosse implementado, ancorado na experiência de outros reguladores internacionais e na realidade da gestão de investimentos das distribuidoras de energia no Brasil.

189. A **Light** propõe que, para o setor de distribuição, fosse adotado um critério de blindagem que consiste no travamento e na vinculação do Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro (PRN) para o cálculo da remuneração dos ativos investidos durante o ciclo tarifário. Segundo a empresa, essa proposta poderia ser representada por um valor médio ponderado pelo volume de ativos para o PRN. Em cada ciclo tarifário, a nova parcela de base blindada seria remunerada com base no PRN do momento de sua imobilização e sua consideração na taxa de remuneração agregada seria proporcional à participação dos ativos associados na Base de Remuneração Regulatória total. A empresa aprofundou sobre o tema em sua contribuição, detalhando o tratamento de baixas, aplicação *ex ante* do PRN, afirmando que a proposta seria de fácil implementação operacional.

190. A **Abradee** solicita que a Agência possa reconhecer o conceito de “remuneração blindada” e, dessa forma, utilizar o custo do capital próprio do momento do investimento. Para a associação, essa seria uma forma de conciliar sinais econômicos estruturais para recuperação de investimentos e conjunturais para novos investimentos nos processos revisionais das tarifas.

191. **Abrate, Taesa e Cteep** requerem que que não sejam atualizadas as janelas de dados para o cálculo do WACC aplicado ao componente financeiro do pagamento RBSE.



P. 39 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Análise

192. Após análise das contribuições, decidiu-se manter a proposta de atualização anual do WACC, justificada pelo entendimento de que isso não atenta contra o princípio da estabilidade, na medida que a metodologia permaneceria inalterada, fornecendo a previsibilidade necessária à própria empresa, aos investidores e aos demais *stakeholders* para realizarem seus investimentos e projeções.

193. As novas taxas anuais serão aplicadas apenas à parte dos agentes cujos processos de revisão ocorridos em cada ano. Conforme exposto no RAIR nº 9/2019, nos casos de autorizações de reforços e melhorias, a taxa seria provisória, tendo em vista que no processo de revisão serão aplicados os ajustes necessários para adequar a receita anual permitida para o próximo ciclo à taxa a ser aplicada no ano da revisão. Em outras palavras, a taxa anual impactará, em tese, apenas financeiramente o fluxo de caixa da concessão, não havendo impacto econômico, já que eventuais descasamentos remuneratórios deverão ser tratados nos processos de revisão periódica das receitas. Adicionalmente, na prática, a atualização anual não atingirá as concessionárias de geração, pois seus processos de revisão já ocorrem a cada cinco anos e não há processos intermediários entre os ciclos.

194. Não se concorda com os argumentos contrários apresentados pelos agentes de que a atualização anual representaria uma modificação que faria com que as distribuidoras tivessem seus investimentos remunerados a taxas distintas a depender da data do reposicionamento tarifário. Isso já ocorre na metodologia atual. Sobre o estímulo de migração de parcela de investimento em função de situações conjunturais, as próprias empresas consideram que parte relevante de seus investimentos são realizados em função das obrigações contratuais a que estão submetidas.

195. Sobre eventual volatilidade no valor das empresas decorrente de atualização anual, entende-se que ao contrário, a previsibilidade fará com que os agentes precifiquem antecipadamente a determinação do WACC. Será possível, assim, minimizar volatilidades causadas por acúmulo de expectativas em função do efeito que o tratamento que mudanças ocorridas no contexto macroeconômico e setorial em grande espaçamento de tempo poderão causar à nova taxa. Ao contrário do que afirmam os agentes, entende-se que não atualizar anualmente a taxa pode trazer maior insegurança, volatilidade e não favorecer a estabilidade regulatória, sendo, portanto, prejudicial à expectativa de investidores. Um aumento de percepção de risco pode ocorrer quando as atualizações somente são realizadas por ocasião de revisões de metodologia, de forma mais espaçada, resultando variações maiores que o desejado. Sugere-se não acatar as contribuições nesse sentido. Ademais, a atualização anual não significa maior efeito de variações de curto prazo na taxa final, pois foram acatadas a maioria das contribuições da AP nº 9/2019 para alongamento de janelas. Portanto, a divulgação da taxa anual fornecerá informação sobre a evolução da taxa, mas não violará o princípio da estabilidade das regras e previsibilidade dos resultados. Diante do exposto, mantém-se a proposta de atualização anual de todos os parâmetros.

196. Entretanto, avaliou-se a pertinência da aplicação do conceito de blindagem de capital. Esse assunto poderia relacionar-se com ao menos três discussões frequentemente enfrentadas em revisões de



P. 40 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

metodologia para a determinação da taxa regulatória de remuneração de capital: o tamanho das janelas, a periodicidade de atualização; e natureza diferenciada do capital próprio e de terceiros.

197. Sobre a natureza diferenciada das fontes de recursos aplicadas no negócio, ocorre que, quando se realiza análise de viabilidade do investimento em um momento inicial, avaliam-se condições macroeconômicas, setoriais e capacidade do projeto de retornar além do capital investido, a rentabilidade mínima exigida por cada investidor. Análise de diversos riscos inerentes, expectativas, projeções econômicas e financeiras, bem como condições de financiamento atuais precisam ser consideradas.

198. Entretanto, após investido, especialmente no caso das concessões em tela, o capital próprio possui natureza mais rígida do que o capital de terceiros. Na ocorrência de mudanças macroeconômicas, com variações por exemplo, nas condições de captações no mercado de crédito, o operador pode modificar o perfil de seu endividamento, aproveitando-se de condições mais favoráveis, o que não acontece de maneira tão flexível com o capital próprio, embora não seja impossível fazê-lo. Segmentos de infraestrutura de rede tendem a possuir longo prazo de maturação para recuperação de capital investido.

199. Nas licitações de novos projetos de transmissão, já ocorre atualmente a blindagem do capital próprio, sendo que somente o capital de terceiros é revisado a cada cinco anos. Sendo assim, considera-se pertinente a adoção de algum mecanismo que reflita a natureza diferenciada do investimento realizado com capital próprio daquele realizado com capital de terceiros também para o caso das concessões atingidas pela revisão metodológica em tela.

200. Foram avaliadas possibilidades e entende-se que, para manter o princípio da simplicidade, o mais factível é fazê-lo de maneira regulatória, sem exata conexão com os dados reais da base de remuneração blindada e incremental, evitando assim discussões inerentes à avaliação periódica de ativo.

201. Portanto, para a construção de mecanismo de blindagem regulatória de capital que possa ser aplicado, parte-se da premissa de que o investimento ocorreu de forma linear na composição do ativo a ser remunerado. Considerando a metodologia descrita anteriormente para a aferição do valor dos parâmetros, calcula-se a taxa de remuneração para cinco anos antes do ano de aplicação (anos históricos de t a $t-4$). Extrai-se a média do capital próprio desses cinco anos e calcula-se o WACC aplicável ponderando pelo custo de capital de terceiros e estrutura de capital do ano mais recente (ano t). O esquemático a seguir exemplifica o modelo adotado:



P. 41 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

a. Cálculo do WACC histórico conforme metodologia proposta

	Histórico				
	Ano _{t-4}	Ano _{t-3}	Ano _{t-2}	Ano _{t-1}	Ano _t
Custo do Capital Próprio	10,0%	9,0%	8,0%	7,0%	6,0%
Custo do Capital de Terceiros	9,00%	8,50%	8,00%	7,50%	7,0%
Estrutura de Capital	50,00%	45,00%	40,00%	35,00%	30%
WACC	9,50%	8,78%	8,00%	7,18%	6,30%

b. Cálculo do WACC para aplicação no ano A : blindagem regulatória de capital

	Histórico					Aplicação Ano _A
	Ano _{t-4}	Ano _{t-3}	Ano _{t-2}	Ano _{t-1}	Ano _t	
Custo do Capital Próprio	10,0%	9,0%	8,0%	7,0%	6,0%	Cap. Próprio: Média dos últimos 5 anos 8,0%
Custo do Capital de Terceiros	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	Capital de Terceiros: ano mais recente 7,0%
Estrutura de Capital	30%	30%	30%	30%	30%	Estrutura de capital: ano mais recente 30%
WACC	9,10%	8,40%	7,70%	7,00%	6,30%	WACC blindado para aplicação 7,70%
	Média 7,70%					

Obs.: ano A = imediatamente após ao ano t.

202. Considera-se que o WACC calculado dessa maneira concilia questões referentes ao tamanho das janelas, pois cada taxa histórica anual possui os mesmos tamanhos de janelas definidos na metodologia, sendo que para o capital próprio, cada taxa anual possui peso de 20%. O ano t-4, com janelas de dez anos para as debêntures e NTN-B's, por exemplo, inclui dados que iniciam há quinze anos do ano de aplicação, os quais participam do valor final do capital próprio com peso de 20%. Entende-se que essa proposta é comparativamente melhor que o simples alongamento de janelas, pois pondera os períodos dando menor peso aos extremos iniciais e finais.

203. Propicia também menor volatilidade em relação ao valor da atualização anual (que já mitigava a volatilidade da atualização somente em momento de revisões de metodologia), bem como consegue tratar de maneira regulatória, a natureza diferenciada do capital próprio e de terceiros. Dessa forma, acatam-se parcialmente as contribuições que solicitaram alongamento de janelas e blindagem de capital próprio.

204. Desse modo, recomenda-se manter a atualização anual da taxa regulatória de remuneração de capital, incluindo a blindagem do capital. Tal conceito, porém, não se aplica às obrigações especiais e recursos da RGR, para os quais adotar-se-á os valores do ano histórico t, conforme esquemático anteriormente exposto.

P. 42 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

205. Em relação à solicitação da Abrate, Taesa e Cteep sobre a não atualização do WACC aplicado ao componente financeiro da RBSE, entende-se que o assunto não é pertinente à revisão de metodologia e deve ser tratado nos processos tarifários ou de revisão de receita.

206. Uma vez definida a metodologia, recomenda-se que o valor do WACC seja atualizado anualmente por meio de despacho da SGT até o final do mês de fevereiro do ano de aplicação A, quando será possível reunir os dados do ano A-1 para composição do cálculo e aplicação no ano A, com vigência a partir de março.

Proposta para a atualização da taxa regulatória de remuneração do capital: atualização anual dos parâmetros, adotando-se o conceito de blindagem regulatória de custo de capital próprio.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

207. O processo coaduna-se com os seguintes atos legais e normativos:

- Leis nºs 8.987/1995, 9.427/1996, 10.848/2004 e 12.783/2013;
- Decretos nºs 2.335/1997 e nº 2.655/1998;
- Portarias MME nºs 418/2013 e 120/2016; e
- Resoluções Normativas ANEEL nºs 443/2011, 608/2014, 762/2017, 807/2018, 816/2018 e 818/2018.

V - DA CONCLUSÃO

208. Foram avaliadas as contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública nº 26/2019, instaurada para obter subsídios para a definição da metodologia de cálculo e atualização da taxa regulatória de remuneração do capital para revisão de tarifa ou receita dos segmentos de distribuição, transmissão e geração, com efeitos nos Submódulos 2.1, 2.1A, 2.4, 9.1, 12.1 e 12.3 do PRORET, cujos resultados estão disponíveis nos anexos da presente Nota Técnica.



P. 43 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

209. Recomenda-se aprovar a metodologia e atualização de cálculo da Taxa Regulatória de Remuneração de Capital para revisão de tarifa ou receita dos segmentos de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica, conforme avaliação desta Nota Técnica, do Relatório Análise de Impacto Regulatório e do que consta no processo nº 48500.001761-2018, bem como novas versões dos Submódulos 2.1, 2.1A, 2.4, 9.1, 12.1 e 12.3 do PRORET e a minuta de Resolução Normativa em anexo.

(Assinado digitalmente)

FELIPE PEREIRA

Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

MARCO ALESSANDRO PANDO

Analista Administrativo

(Assinado digitalmente)

VANESSA RODRIGUES DOS SANTOS CARDOSO

Especialista em Regulação

De acordo:

(Assinado digitalmente)

JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ

Superintendente de Regulação Econômica e Estudos do Mercado



P. 44 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

APÊNDICES

Apêndice 1 - Taxa Regulatória de Remuneração do Capital – Segmentos de Transmissão e Geração (Cotistas) - Resultado

Vigência anual.

Percentual definitivo aplicável às revisões de geração (cotistas) e de transmissão e provisório para autorizações de reforços e melhorias de transmissão ocorridas no respectivo ano de vigência.

Transmissão e Geração (Cotistas)	Vigência		
	2018	2019	2020
Remuneração de Capital Próprio			
Taxa Livre de Risco	6,40%	6,12%	5,83%
Beta Alavancado	0,5190	0,4727	0,4223
Prêmio de Risco de Mercado	6,38%	6,43%	6,46%
Prêmio de Risco do negócio e financeiro	3,31%	3,04%	2,73%
Remuneração real depois de impostos	9,71%	9,16%	8,56%
Remuneração de Capital de Terceiros			
Debêntures	6,92%	6,72%	6,31%
Custo de emissão	0,35%	0,40%	0,37%
Remuneração real antes de impostos	7,27%	7,12%	6,68%
Impostos	34,00%	34,00%	34,00%
Remuneração real depois de impostos	4,80%	4,70%	4,41%
Estrutura de Capital			
% Capital Próprio	58,27%	60,37%	61,86%
% Capital de Terceiros	41,73%	39,63%	38,14%
Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - Média Ponderada			
Real, depois de impostos	7,66%	7,39%	6,98%
Real, antes de impostos	11,61%	11,20%	10,57%

Valor parcial: ver fórmula completa no Submódulo 9.1 do PRORET

Obrigações especiais - Transmissão	Vigência		
	2018	2019	2020
Prêmio de Risco do negócio e financeiro após impostos	5,58%	5,00%	4,81%
Prêmio de Risco do negócio e financeiro antes de impostos	8,45%	7,57%	7,29%

P. 45 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Apêndice 2 - Taxa Regulatória de Remuneração do Capital – Segmento de Distribuição - Resultado

Distribuição	Simulações		Vigência	
	2018	2019	2020	
Remuneração de Capital Próprio				
Taxa Livre de Risco	6,40%	6,12%	5,83%	
Beta Alavancado	0,5536	0,5021	0,4464	
Prêmio de Risco de Mercado	6,38%	6,43%	6,46%	
Risco da Atividade	0,65%	0,57%	0,51%	
Prêmio de Risco do negócio e financeiro	4,18%	3,80%	3,39%	
Remuneração real depois de impostos	10,58%	9,92%	9,23%	
Remuneração de Capital de Terceiros				
Debêntures	7,49%	7,18%	6,73%	
Custo de emissão	0,35%	0,40%	0,37%	
Remuneração real antes de impostos	7,84%	7,57%	7,10%	
Impostos	34,00%	34,00%	34,00%	
Remuneração real depois de impostos	5,17%	5,00%	4,69%	
Estrutura de Capital				
% Capital Próprio	54,03%	56,46%	58,07%	
% Capital de Terceiros	45,97%	43,54%	41,93%	
Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - Média Ponderada				
Real, depois de impostos	8,10%	7,78%	7,32%	
Real, antes de impostos	12,27%	11,79%	11,10%	
Valor parcial: ver fórmula completa nos Submódulo 2.1 ou 2.1A do PRORET				
Obrigações especiais - Distribuição		Simulações		Vigência
		2018	2019	2020
Prêmio de Risco do negócio e financeiro após impostos		6,33%	5,58%	5,35%
Prêmio de Risco do negócio e financeiro antes de impostos		9,58%	8,46%	8,10%



P. 46 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Apêndice 3 - Remuneração de recursos advindos da Reserva Global de Reversão – RGR

Remuneração Recursos RGR	Simulações		Vigência
	2018	2019	2020
Custo dos recursos da RGR	5,00%	5,00%	5,00%
Taxa de Administração média	1,38%	1,38%	1,38%
Remuneração Recursos RGR nominal antes de impostos	6,38%	6,38%	6,38%
Inflação implícita (B3, para 1826 dias, no último dia útil do ano base)	4,95%	4,25%	4,01%
Taxa referencial DI x Pré	9,99%	8,86%	6,43%
Taxa referencial DI x IPCA	4,80%	4,42%	2,33%
Remuneração recursos RGR real, antes de impostos	1,36%	2,04%	2,28%



P. 47 da NOTA TÉCNICA Nº 30/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Apêndice 4 - Taxa Regulatória de Remuneração do Capital real e antes de impostos – Segmento de Distribuição - por alíquotas de IRPJ e CSLL

Enquadramento	Alíquota de IRPJ + CSLL	Simulações		Vigência
		2018	2019	2020
Imunidade ou não sujeição	0,00%	9,32%	8,90%	8,34%
SUDAM/SUDENE	15,25%	10,35%	9,91%	9,30%
Lucro inferior a R\$ 240 mil	25,00%	11,23%	10,77%	10,12%
Demais empresas	34,00%	12,27%	11,79%	11,10%



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE POR:

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, VANESSA RODRIGUES DOS SANTOS CARDOSO, MARCO ALESSANDRO PANDO, FELIPE PEREIRA

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E81F9FB00532D5D