

Em 22 de setembro de 2017.

Processo: **48500.000703/2017-80**

**Assunto: Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da taxa de remuneração dos investimentos das concessionárias de transmissão de energia elétrica.**

## I - DO OBJETIVO

1. O objetivo desta Nota Técnica é apresentar a metodologia e os critérios gerais a serem adotados pela ANEEL na definição do custo de capital a ser considerado no cálculo da remuneração das instalações de transmissão de energia elétrica pertencentes ao Sistema Interligado Nacional - SIN, como parte integrante da revisão do Submódulo 9.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, referente ao período de julho de 2018 a junho de 2023.

## II - DOS FATOS

2. Os critérios gerais e metodologias para a definição das receitas das concessionárias de transmissão de energia elétrica para o Primeiro Ciclo de Revisões das Receitas Anuais Permitidas - RAP foram discutidos com a sociedade por meio da Audiência Pública nº 7/2006<sup>1</sup>. O embasamento para o cálculo da estrutura de capital e do custo médio ponderado de capital foram apresentados nos anexos II e III, respectivamente, da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 5 de março de 2007.

3. Por conseguinte, a discussão sobre o Segundo Ciclo de Revisões Periódicas (2CRPT) ocorreu no âmbito da Audiência Pública nº 068/2008, tendo sido os fundamentos teóricos e metodológicos para o cálculo da remuneração do capital apresentados nas Notas Técnicas nº 371/2008-SRE/ANEEL e nº 372/2008-SRE/ANEEL, ambas de 10 de dezembro de 2008<sup>2</sup>.

4. O rito de discussão da terceira revisão tarifária das transmissoras ocorreu por ocasião da Audiência Pública nº 31/2013<sup>3</sup>. Ao final do processo, a Resolução Normativa nº 533, de 4 de junho de 2013, aprovou o Submódulo 9.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, o qual definiu a metodologia e os critérios

<sup>1</sup> Processo SIC nº 48500.001488/2006-65

<sup>2</sup> Processo SIC nº 48500.006551/2008-38

<sup>3</sup> Processo SIC nº 48500.000770/2012-90



Fls. 2 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

gerais aplicáveis à revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas - RAP das concessionárias de serviço público de transmissão prorrogadas<sup>4</sup>, desverticalizadas<sup>5</sup> ou equiparadas<sup>6</sup>.

### III - DA ANÁLISE

5. Nesta oportunidade, iniciam-se as discussões com o objetivo de revisar o Submódulo 9.1 do PRORET acima citado. Trata esta Nota Técnica, portanto, de apresentar a proposta de cálculo do custo de capital, a ser incluído na próxima revisão das receitas das transmissoras elegíveis a esse procedimento.

6. A remuneração do capital investido pelas empresas que prestam serviços básicos de infraestrutura em condições econômicas características de monopólio natural, como no caso do serviço de transmissão de energia elétrica no Brasil, dependerá da definição da base de capital reconhecida como útil e da taxa de rentabilidade regulatória aplicada sobre essa base. A rentabilidade regulatória busca representar o custo de oportunidade que um investidor racional considera para aplicar no negócio, e deve ser compatível com o risco inerente ao empreendimento em questão.

7. Em linhas gerais a metodologia proposta nesta Nota Técnica para o cálculo da remuneração sobre o capital investido nas instalações de transmissão mantém os fundamentos teóricos e técnicos dos processos anteriores<sup>7</sup>, sobre as questões pertinentes à indústria regulada, as especificidades do setor de transmissão e os impactos dos sinais regulatórios emitidos na definição da taxa de rentabilidade na atratividade de investidores e no comportamento de operadores estabelecidos no setor<sup>8</sup>. Além disso, boa parte dos fundamentos utilizados também foram discutidos no âmbito dos processos tarifários do setor de distribuição, e são perfeitamente aplicáveis ao segmento de transmissão<sup>9</sup>. Dessa forma, esta Nota Técnica se restringirá à abordagem do cálculo e atualização dos parâmetros já definidos anteriormente.

#### III.1 – MODELO UTILIZADO PARA O CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO SOBRE O CAPITAL

8. A ANEEL optou por utilizar procedimento padronizado, amplamente difundido e de maior consenso em finanças corporativas para a definição do custo de capital: o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC<sup>10</sup>), que trata de uma combinação ponderada entre a proporção do capital próprio e de terceiros e o custo desses capitais, conforme expresso na fórmula abaixo, que considera ainda, o benefício tributário advindo da parcela de capital não próprio:

<sup>4</sup> Concessionárias de transmissão que firmaram termo aditivo para prorrogação de seus contratos de concessão, nos termos da Lei nº 12.783/2013.

<sup>5</sup> Concessionárias de transmissão que firmaram novos contratos de concessão em virtude da segregação de atividades de transmissão e distribuição, disciplinada na Lei nº 10.848/2004.

<sup>6</sup> Agentes equiparados às concessionárias de transmissão, nos termos da Lei nº 12.111/2009.

<sup>7</sup> A metodologia WACC foi utilizada nos três ciclos de revisão tarifária das transmissoras, conforme consta nos processos nº 48500.001488/2006-65 (1º Ciclo); 48500.006551/2008-38 (2º Ciclo) e 48500.000770/2012-90 (3º Ciclo).

<sup>8</sup> Vide Nota Técnica nº 75/2013 – SRE/ANEEL, de 22/03/2013 SIC nº 48548.001071/2013-00, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>. Audiência nº 31/2013>>Detalhes

<sup>9</sup> Por exemplo, vide a Nota Técnica nº 22/2015 SGT/ANEEL, de 29/01/2015, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>. Audiência nº 23/2014>>3ª Fase >> Resultados

<sup>10</sup> WACC, do inglês *Weighted Average Capital Cost*.

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



Fls. 3 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

$$WACC = k_p \frac{CP}{Capital\ Total} + k_d \frac{D}{Capital\ Total} \cdot (1 - T) \quad (1)$$

onde:

*WACC*: custo médio ponderado de capital (taxa de retorno);

*k<sub>p</sub>*: custo do capital próprio;

*k<sub>d</sub>*: custo do capital de terceiros;

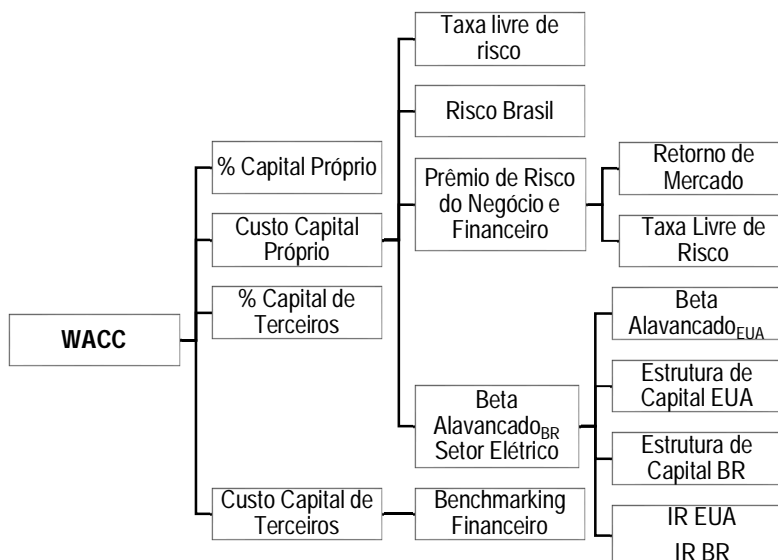
*CP*: capital próprio;

*D*: capital de terceiros ou dívida;

*T*: alíquota tributária marginal efetiva.

9. Conforme fórmula acima, para determinar o custo médio ponderado de capital faz-se necessário determinar antecipadamente cada uma de suas componentes, quais sejam: o custo do capital, próprio e de terceiros, bem como suas ponderações, dadas pela estrutura de capital, assim como as alíquotas de impostos aplicáveis, cujos critérios são descritos nas seções seguintes. Em resumo, as componentes do cálculo do WACC são apresentadas na figura abaixo:

**Figura 1. Componentes do cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital.**



### III.1.1 – Impostos

10. Como remuneração do capital, a ANEEL utiliza a taxa de retorno após os impostos, adicionando-lhe um percentual referente aos tributos sobre a renda em função de entendimento de que seja essa a taxa que interessa a um potencial investidor.

11. No Brasil, os tributos sobre a renda são compostos do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica – IRPJ e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL. A alíquota do IRPJ é de 15% (quinze por cento) sobre o lucro real, presumido ou apurado, com adicional de 10% sobre a parcela do lucro que exceder R\$ 20.000,00 / mês<sup>11</sup>. A

<sup>11</sup> Receita federal do Brasil: Imposto sobre a renda das pessoas jurídicas, disponível em: <https://idg.receita.fazenda.gov.br/acesso-rapido/tributos/IRPJ>. Consulta em 08/02/2017. Fundamento Legal: Lei nº 9.249/95 e posteriores.

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



Fls. 4 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

alíquota da CSLL é de 9% para empresas não financeiras, de acordo com a Instrução Normativa nº 1591/2015 da Receita Federal do Brasil.

12. Apesar de reconhecer que aspectos legais podem resultar em tratamento diferenciado para as alíquotas de IRPJ e CSLL de acordo com especificidades das transmissoras, o que conseqüentemente pode resultar em carga tributária efetiva inferior, regulatoriamente busca-se um cenário base predominante. Esse é o caso da tributação com base no lucro presumido e dos incentivos fiscais SUDENE/SUDAM. Para o primeiro caso, a ANEEL considera como referência a opção pela tributação baseada no lucro real com base no porte das empresas de transmissão, ainda que eventualmente outras opções se mostrem vantajosas para os concessionários. Para o segundo caso, a ANEEL considera que o fato de as expansões do sistema serem autorizadas por esta Agência retira da concessionária a liberdade para se comprometer com essa expansão a fim de usufruir dos incentivos fiscais decorrentes, razão pela qual utiliza a alíquota de IRPJ sem redução<sup>12</sup>, ou seja: 25% sobre o lucro real.

13. Portanto, para fins do cálculo da remuneração do capital, a alíquota de imposto considerada é a de 34%, equivalente a 25% de IRPJ e 9% de CSLL.

14. Em relação aos impostos dos Estados Unidos, a taxa a ser utilizada é de 38,924%, baseada em dados do *Tax Foundation*<sup>13</sup> e da *Organization For Economic Co-Operation and Development (OECD)*<sup>14</sup>.

### III.1.2 – Estrutura de Capital

15. A estrutura de capital, que é a participação de capital próprio e de terceiros no capital total de uma empresa, projeto ou empreendimento, é um dos parâmetros necessários para o cálculo da remuneração do capital investido. De acordo com a metodologia, a estrutura de capital das empresas brasileiras é necessária para realavancar o Beta desalavancado americano e para ponderar o custo do capital de acordo com a proporção de capital próprio e de terceiros.

16. Assim, a proposta apresentada nesta Nota Técnica para a participação do capital de terceiros na estrutura de capital incorpora mudança metodológica ao considerar o endividamento oneroso líquido sobre o capital total também líquido de obrigações especiais, representado tanto pelo total de ativos de transmissão, quanto pelo de administração, conforme a Equação (2) abaixo. A participação de capital próprio na estrutura de capital foi obtida por diferença.

$$\% \text{ Dívida (CT)} = \frac{\text{Endividamento Oneroso Líquido}}{(\text{Ativos de Transmissão e Administração})} \quad (2)$$

17. Além disso, propõe-se calcular a estrutura de capital com base nas informações do demonstrativo contábil regulatório da ANEEL, denominado Balancete Mensal Padronizado (BMP), que é encaminhado pelas empresas à ANEEL. O critério utilizado foi considerar inicialmente todas as concessionárias cujos dados referentes

<sup>12</sup> Vide Nota Técnica nº 75/2013 – SRE/ANEEL, de 22/03/2013 SIC nº 48548.001071/2013-00.

<sup>13</sup> <https://files.taxfoundation.org/legacy/docs/TaxFoundation-FF525.pdf> ou <https://taxfoundation.org>.

<sup>14</sup> OECD Tax Database, Table II.1 – Corporate income tax rates: basic/non-targeted, May 2016, <http://www.oecd.org/tax/tax-policy/tax-database.htm> ou <http://stats.oecd.org/Index.aspx?QueryId=58204>

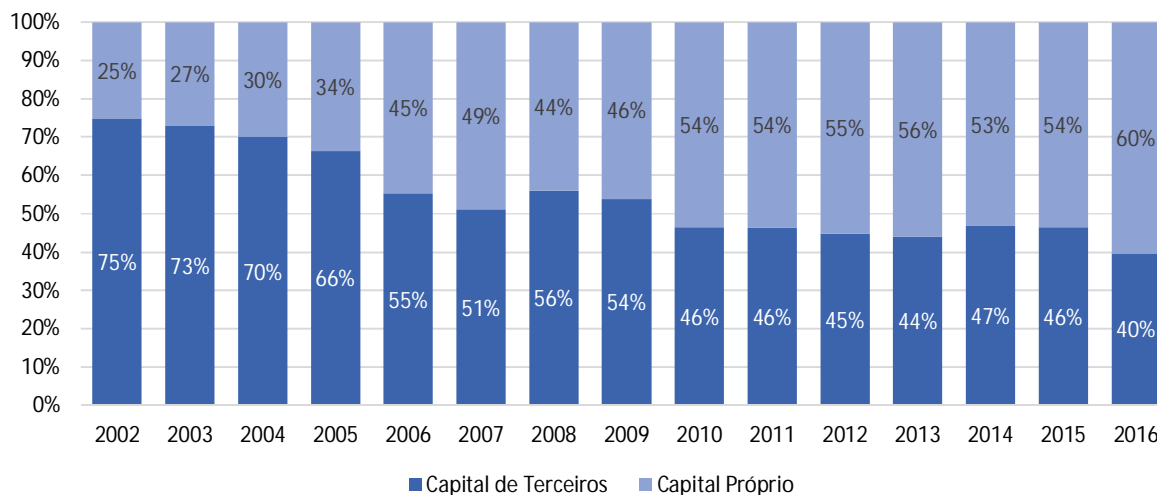


Fls. 5 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

ao período de 2012 a 2016 foram recebidos. Em seguida, foram excluídas as que: (i) não estavam em operação na totalidade do período selecionado (2012 a 2016); (ii) que possuíam ativos de geração; (iii) que apresentaram patrimônio líquido negativo, endividamento zero ou negativo em qualquer período da amostra; e (iv) não apresentaram as informações contábeis necessárias em qualquer período da amostra. As contas contábeis utilizadas estão expressas no ANEXO I desta Nota Técnica, considerando a mudança no Plano de Contas Regulatório ocorrida em 2015. Foi aplicado limite superior de 100% para a participação de capital de terceiros e obtida a média geral de todo o período e de todas as 48 empresas que restaram na amostra final, cuja lista se encontra no ANEXO II desta Nota Técnica.

18. Considerando-se apenas as empresas da amostra, percebe-se que houve redução na participação do capital de terceiros na estrutura de capital ao longo dos últimos quinze anos, saindo de 75% em 2002 e alcançando 40% ao final de 2016. A média dos últimos cinco anos (2012-2016) a ser considerada no cálculo do custo médio ponderado de capital e na realavancagem do Beta (como se verá adiante) é de **44,33%**.

**Figura 2. Evolução da Estrutura de Capital das Concessionárias de Transmissão (2002 a 2016)**



Fonte: BMP. Foram excluídos eventuais valores negativos observados nos anos anteriores a 2012. O número de empresas consideradas varia ao longo do período.

### III.1.3 – Custo do Capital Próprio

19. O retorno que um investidor requer para aplicar o seu capital em uma empresa ou empreendimento consiste na estimativa do custo do capital próprio do investidor marginal. Para efetuar sua estimativa, é utilizada a metodologia *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), que estima a taxa de retorno de uma determinada atividade em função dos riscos não diversificáveis associados a uma carteira de empresas daquele segmento.

20. De acordo com as premissas do CAPM<sup>15</sup>, o retorno esperado sobre um ativo será a soma de uma taxa livre de risco e um retorno associado a um risco não-diversificável, intrínseco ao negócio. O modelo supõe que o mercado (em equilíbrio) possui informação perfeita, investidores racionais que maximizam a sua função utilidade dado o risco/retorno, expectativas homogêneas, mercado em competição perfeita e sem custos de transação. Ainda

<sup>15</sup> ASSAF NETO, Alexandre. *Mercado Financeiro*. 3ª Ed, São Paulo: Atlas, 2000; e

VARIAN, Hal R. *Microeconomia: Princípios Básicos*. Tradução da 5ª Edição Americana, Rio de Janeiro: Campus, 2000.

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



Fls. 6 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

que na prática seja necessário relaxar algumas premissas, existe relativo consenso de que seus resultados são significativos. Matematicamente, o modelo CAPM tem como resultado fundamental a seguinte equação:

$$\bar{R}_i = R_f + \beta_i (\bar{R}_M - R_f) \quad (3)$$

Onde:

$\bar{R}_i$  : retorno esperado do ativo ou carteira i (ou custo do capital próprio);

$R_f$  : retorno do ativo sem risco (ou taxa livre de risco);

$\beta_i$  : beta do ativo ou carteira 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.

21. Apesar das dificuldades de aplicação prática impostas pelas suas premissas, o CAPM é o modelo de precificação de ativos e de estimação de custo de capital mais tradicional, bastante conhecido e utilizado em função de ser de simples entendimento e cálculo, sendo essa uma das motivações da sua escolha pela ANEEL. Tal metodologia ainda é amplamente utilizada para avaliação de empresas e avaliação de viabilidade econômico financeira de investimentos.

22. Na aplicação da metodologia, a solução encontrada foi utilizar estimativas de outros países e adaptá-la a riscos específicos locais. Estimar um CAPM baseado em parâmetros locais como forma de adaptá-lo à realidade brasileira seria interessante no sentido de se considerar as especificidades locais, no entanto há uma série de dificuldades com essa abordagem como: (i) do problema da autorreferenciação da modelagem, em que a taxa de retorno regulatória dos investimentos é simultaneamente um dado de entrada na avaliação da empresa, mas a avaliação da empresa torna-se um dado de entrada da taxa de retorno regulatória, (ii) de insuficiência de qualidade e quantidade adequada de informações, especialmente às relacionadas às empresas de transmissão de energia elétrica; (iii) os mercados de capitais locais não tão amadurecidos quanto referenciais internacionais, havendo uma concentração de setores listados muito acima de sua relevância para economia real; (iv) as séries de tempo não são suficientemente extensas; e (v) existem fatos que desafiam a teoria de risco e retorno, como por exemplo a existência de longos períodos com prêmio de risco de mercado negativo apresentados pelo mercado local. Ponderando eventuais vantagens com riscos decidiu-se pela manutenção da referência a um mercado externo em que tais problemas são minimizados, como no caso do mercado norte-americano, com ajustes a riscos locais (risco-país considerado).

23. Corroborando com o uso da metodologia CAPM pela ANEEL, ao se consultar laudos de avaliação públicos<sup>16</sup> recentes (2016 e 2017) pode-se constatar que a mesma prática foi escolhida por diferentes avaliadores em transações de compra e venda empresarial. Além disso, é possível identificar que as variáveis utilizadas naquelas avaliações estão em linha com o se propõe na presente Nota Técnica, como se verá adiante. A Tabela 1 resume os indicadores utilizados para os parâmetros taxa livre de risco, prêmio de risco de mercado e risco país. O parâmetro Beta, por se tratar de setores diferentes, não foi avaliado.

<sup>16</sup> Laudos de avaliação disponíveis no site da Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

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





Fls. 7 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

**Tabela 1. Metodologia CAPM e variáveis utilizadas em laudos de avaliação públicos – 2016 e 2017**

Ano registro laudo	Empresa avaliada	Avaliador	Taxa livre de risco	Prêmio de risco de mercado	Risco país
2016	Arteris	BNP Paribas	Títulos de 10 anos do governo americano	Média de 3 meses dos retornos totais das ações de grandes empresas americanas menos a média do rendimento de um título do governo americano de 10 anos em US\$ (fonte: BNP Paribas Arbitrage)	EMBI+ BR
2016	Daycoval	Santander	Títulos de 10 anos do governo americano	Média aritmética da diferença S&P 500 e Títulos 10 anos no período 1926-2014 -Relatório2015 Ibbotson SBBI Market Report	EMBI+ BR
2016	Vigor	Credit Suisse	Títulos de 10 anos do governo americano	Financial Strategies Group do Credit Suisse, considerando a média nos últimos 6 meses do prêmio calculado pela metodologia de <i>Dividend Discount Model</i>	EMBI+ BR
2016	Tempo Participação	Modal	Títulos de 10 anos do governo americano	Média aritmética da diferença S&P500 e Títulos 10 anos no período 1928-2014, conforme cálculo de Damodaran	EMBI+ BR
2016	Tereos Participação	Bradesco BBI	Títulos de 10 anos do governo americano	Média aritmética da diferença S&P 500 e Títulos 10 anos, nos últimos 50 anos	EMBI+ BR*
2016	Banco Sofisa	Brasil Plural	Títulos de 10 anos do governo americano	Média aritmética da diferença S&P500 e Títulos 10 anos no período 1928-2015	EMBI+ BR
2016	Tectoy	Grant Thornton	Títulos de 10 anos do governo americano	Média aritmética da diferença S&P500 e Títulos 10 anos no período 1928-2010, conforme cálculo de Damodaran	EMBI+ BR
2016	Brasmotor	Santander	Títulos de 10 anos do governo americano	Estudo independente Ibbotson	EMBI+ BR
2016	Whirlpool	Santander	Títulos de 10 anos do governo americano	Estudo independente Ibbotson	EMBI+ BR
2017	Gerdau	Bradesco BBI	Títulos de 10 anos do governo americano	Média aritmética da diferença S&P 500 e Títulos 10 anos nos últimos 50 anos	EMBI+ BR
2017	Banco Indusval	KPMG	Títulos de 30 anos do governo americano	Média aritmética da diferença S&P500 e Títulos 10 anos no período 1928-2015	EMBI+ BR
2017	Unipar Uniclora	Santander	Títulos de 10 anos do governo americano	Estudo independente Ibbotson	EMBI+ BR
2017	ANEEL presente NT	ANEEL	Títulos de 10 anos do governo americano	Média aritmética da diferença S&P e Títulos 10 anos no período 1988-2017	EMBI+ BR

Fonte: Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Elaboração própria.

\*ponderado pela participação dos ativos no país

24. Pode-se constatar o uso majoritário da metodologia CAPM em especial na configuração exposta na Equação (6) nos laudos avaliados. Adicionalmente, verifica-se que em todos os casos o mercado de referência utilizado para cálculo do prêmio de risco de mercado foi o mercado norte-americano.

25. Dessa forma, a seguir são apresentadas as propostas para cada parâmetro componente do custo do capital próprio mensurado pelo CAPM.

### III.1.3.1 – Taxa Livre de Risco

26. A taxa livre de risco é o retorno esperado para um investidor que deseja adiar sua decisão de consumo sem se expor a qualquer tipo de risco financeiro. Os títulos do governo emitidos com 10 anos são uma escolha usual



Fls. 8 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

pelo fato de apresentarem um baixo risco de crédito, ampla disponibilidade para investimento<sup>17</sup> e elevada liquidez. A taxa livre de risco utilizada neste trabalho foi calculada com base na média aritmética do rendimento dos títulos do governo dos Estados Unidos com vencimento de dez anos no período compreendido entre 1995 e 2017, o que resultou em uma taxa de juros anual média de **4,04%**. Destaca-se que, desde o Primeiro Ciclo de Revisões das RAP, a janela temporal utilizada para obtenção da taxa livre de risco foi iniciada em 1995, sendo atualizada a cada ciclo com os anos subsequentes não considerados nas revisões anteriores.

### III.1.3.2 – Prêmio de Risco de Mercado

27. O prêmio de risco de mercado representa o adicional que um investidor espera ganhar acima do título livre de risco ao aplicar em uma carteira ampla do mercado de ações. O prêmio de risco de mercado foi calculado por meio da diferença entre os retornos médios da taxa livre de risco e do índice Standard & Poor's 500 (S&P) com reinvestimento de dividendos, que é composto pelas ações ordinárias das quinhentas maiores empresas norte-americanas em capitalização de mercado, negociadas na Bolsa de Valores de Nova York, a NYSE. O período selecionado foi compreendido entre 1988 e 2017, o que resultou em uma taxa anual média de retorno de mercado de **6,6%**.

### III.1.3.3 – Riscos do Negócio e Financeiro (Beta)

28. O parâmetro Beta mede a sensibilidade do ativo em relação ao mercado. Ele reflete o risco inerente ao negócio, incorporando também o risco financeiro, que é o risco adicional devido ao uso de capital de terceiros no financiamento do projeto, isto é, o risco adicionado ao projeto devido à alavancagem financeira.

29. O cálculo do Beta, para fins de estimativa do custo de capital de empresas reguladas, exige que as informações utilizadas sejam suficientes em volume, qualidade e transparência. Dessa forma, o mercado norte americano é considerado um bom parâmetro de volume de negócios em bolsa de valores, quantidade de informação, liquidez e transparência, motivo pelo qual é a base de informação utilizada para se extrair outros parâmetros componentes do cálculo do custo de capital, como a taxa livre de risco e do prêmio de mercado.

30. No entanto, ao considerar esse mercado, o esforço realizado para que se encontre a amostra mais representativa possível do setor em tela esbarra no fato de que a maioria das empresas possuem atividade em vários segmentos, regulados ou não (geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e em alguns casos, também de gás natural ou água, por exemplo), constituindo-se em conglomerados. Além disso, as empresas em muitos casos optam por não demonstrar em seus relatórios financeiros, contábeis e em apresentações para investidores, qual a proporção que a atividade de transmissão ocupa, tanto em termos de receita, como de ativos, demonstrando a atividade regulada de forma agregada. Outra característica do setor elétrico americano é que as atividades de distribuição e transmissão são as mais reguladas, mas a forma de regular difere de acordo com cada Estado.

31. Diante de tais dificuldades para o cálculo do Beta e da estrutura de capital no mercado de referência, foram escolhidas as empresas que atuam no setor elétrico americano, membros do *Edison Electric Institute* - EEI, uma associação que representa todas as empresas de energia elétrica dos investidores norte-americanos e cujas ações

<sup>17</sup> Em dezembro de 2016 havia cerca de 12 trilhões de dólares em títulos de dívida dos EUA em circulação segundo o BIS (<http://www.bis.org/statistics/c2.pdf>)





Fls. 9 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

são negociadas na NYSE, as quais possuísem ao menos 50% dos seus ativos destinados aos segmentos de distribuição ou transmissão. Por esse critério, a amostra compreendeu um total de 13 empresas, conforme a tabela 1, apresentada posteriormente.

32. O cálculo do **Beta** a ser utilizado para a determinação da taxa de retorno envolveu os seguintes passos:

- i. Cálculo dos Betas<sup>18</sup> individuais das empresas em relação ao mercado de referência (índice S&P500). Dessa forma, são encontrados Betas alavancados ( $\beta_{EUA\ Alavancado}$ ), isto é, que consideram a estrutura de capital existente, indicando os riscos do negócio e financeiro da empresa.
- ii. Desalavancagem dos Betas de cada empresa, utilizando o grau de alavancagem individual e a alíquota de imposto de renda do mercado de referência de 38,92%, obtendo, assim, o beta desalavancado associado ao risco do negócio ( $\beta_{EUA\ Desalavancado}$ ).
- iii. Realavancagem do Beta desalavancado do setor, utilizando para tal a estrutura de capital regulatória brasileira e as alíquotas de imposto de renda da pessoa jurídica (IRPJ) de 25% e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), de 9%, perfazendo um total de 34% para os impostos, obtendo assim o  $\beta_{BR\ Alavancado}$ .
- iv. Cálculo da média aritmética dos Betas realavancados individuais.

33. Abaixo são apresentadas as fórmulas matemáticas do procedimento descrito acima:

$$\beta_{EUA\ Desalavancado} = \beta_{EUA\ Alavancado} \cdot \left( \frac{E_{EUA}}{1 - D_{EUA} \times T_{EUA}} \right) \quad (4)$$

$$\beta_{BR\ Realavancado} = \beta_{EUA\ Desalavancado} \cdot \left( \frac{1 - D_{BR} \times T_{BR}}{E_{BR}} \right) \quad (5)$$

Onde:

$E$  é a participação percentual de capital próprio;

$D$  é a participação percentual de capital de terceiros;

$T$  é a alíquota de impostos.

34. Assim, os Betas desalavancados individuais resultaram em um Beta médio de 0,3035, calculado de acordo com os retornos semanais obtidos no período de cinco anos, de 1 de janeiro de 2012 a 31 de dezembro de 2016. O Beta médio alavancado do setor elétrico brasileiro de 0,4630 foi obtido após a aplicação da estrutura média de capital e da alíquota de imposto local de 34%. A partir do Beta alavancado do setor elétrico brasileiro é calculado o prêmio total do risco do negócio e financeiro [0,4630\* (6,60%)] de **3,06%** (em termos nominais).

<sup>18</sup> O beta de um ativo é calculado pela covariância entre o retorno do ativo e do mercado dividida pela variância do mercado no período.

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



Fls. 10 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

**Tabela 2. Estrutura de Capital e Beta das Empresas Americanas.**

Empresa	SIGLA	Beta Alavancado	Estrutura de Capital	Beta Desalavancado
1 Ameren Corporation	AEE	0,4736	0,4178	0,3293
2 American Electric Power Company, Inc.	AEP	0,4506	0,4375	0,3055
3 CenterPoint Energy, Inc.	CNP	0,5706	0,4968	0,3560
4 Consolidated Edison, Inc.	ED	0,2321	0,4124	0,1625
5 Edison International	EIX	0,4012	0,3971	0,2862
6 Eversource Energy	ES	0,4573	0,3995	0,3252
7 Exelon Corporation	EXC	0,3907	0,4512	0,2601
8 FirstEnergy Corp.	FE	0,4872	0,5781	0,2653
9 NorthWestern Corporation	NWE	0,4937	0,4319	0,3371
10 OGE Energy Corp.	OGE	0,5451	0,3229	0,4221
11 PG&E Corporation	PCG	0,4184	0,4048	0,2956
12 PPL Corporation	PPL	0,4282	0,4968	0,2671
13 Public Service Enterprise Group Incorporated	PEG	0,4327	0,3264	0,3338
<b>Média</b>		<b>0,4447</b>	<b>0,4287</b>	<b>0,3035</b>

Fonte: Reuters (dados brutos).

### III.1.3.4 – Prêmio de Risco País

35. Dada a utilização pela ANEEL do modelo CAPM para a estimativa do retorno do capital próprio, tendo como referência (i) a taxa média de retorno de títulos do tesouro norte-americano como ativo livre de risco; (ii) a taxa de retorno índice de mercado de ações S&P 500, como retorno de mercado; e (iii) empresas reguladas do setor de energia elétrica como referência para estimação do Beta setorial; faz-se necessária a complementação do modelo com a adição do prêmio de risco soberano, representado pela diferença entre a média do retorno dos títulos públicos brasileiros e a média do ativo de risco estadunidense. Tal ajuste visa incorporar ao modelo as especificidades da economia brasileira em relação à norte-americana, conforme proposto por Damodaran<sup>19</sup>. Operacionalmente, a adição do termo  $R_B$ , que representa o risco Brasil, na fórmula original do CAPM (Equação 3, acima), resulta na Equação 6.

$$\bar{R}_i = R_f + \beta_i(\bar{R}_M - R_f) + R_B \quad (6)$$

36. Tradicionalmente, o risco Brasil é representado pelo índice EMBI+BR, calculado pelo Banco JP Morgan. Tal índice reflete o comportamento de títulos da dívida externa brasileira. O *spread* do EMBI+Br sobre títulos do tesouro americano é o valor normalmente utilizado pelos investidores e público em geral como medida do risco-Brasil<sup>20</sup>. Embora a representatividade da dívida externa mobiliária hoje seja de apenas 3,35% segundo relatório do Tesouro Nacional<sup>21</sup>, tal indicador possui um longo histórico estando disponível desde 1992 e foi utilizado nas revisões metodológicas anteriores, razão pela qual optou-se por manter a sua utilização.

37. Assim, para o cálculo do prêmio de risco Brasil, utilizou-se a mediana da série histórica diária do índice EMBI+ Brazil, de 1995 a 2017, resultando no valor de **3,87%**.

<sup>19</sup> DAMODARAN, Aswath. Country risk and company exposure: theory and practice. 2003.

<sup>20</sup> Conforme glossário Banco Central disponível em <https://www.bcb.gov.br/glossario.asp?Definicao=1652&idioma=P&idpai=GLOSSARIO>

<sup>21</sup> Relatório Mensal da Dívida Pública Federal Junho/2017. Disponível em: <http://www.tesouro.fazenda.gov.br/relatorio-mensal-da-divida> ou [http://www.tesouro.fazenda.gov.br/documents/10180/599552/Texto\\_RMD\\_Jun\\_17.pdf/9b96b0c2-0f03-4f04-bc92-1f65c8c29a8e](http://www.tesouro.fazenda.gov.br/documents/10180/599552/Texto_RMD_Jun_17.pdf/9b96b0c2-0f03-4f04-bc92-1f65c8c29a8e)

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



Fls. 11 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

### III.1.3.5 – Resultados sobre o Custo de Capital Próprio

38. Tendo sido calculado todos os componentes, pode-se encontrar o custo de capital próprio a ser aplicado ao setor de transmissão de energia elétrica a partir da Equação 6, conforme os resultados consolidados apresentados na Tabela 3.

**Tabela 3. Custo do Capital Próprio.**

Componente	Prêmio
Taxa livre de risco	4,04%
Prêmio de risco do negócio e financeiro	3,06%
Prêmio de risco Brasil	3,87%
<b>Custo de Capital (nominal)</b>	<b>10,96%</b>
<b>Custo de Capital (real)</b>	<b>8,75%</b>

39. Como as tarifas são reajustadas por um índice de inflação (IGP-M ou IPCA), interessa-nos ter o custo de capital expresso em termos reais. Para deflacionar o custo de capital, basta descontar a taxa de inflação média anual dos EUA, de acordo com a fórmula abaixo:

$$r_{REAL} = \frac{1 + r_{NOMINAL}}{1 + \pi} - 1$$

(7)

Onde:

$r_{REAL}$  = é a taxa de retorno real, no período;

$r_{NOMINAL}$  = taxa de retorno nominal, no período;

$\pi$  = inflação no período.

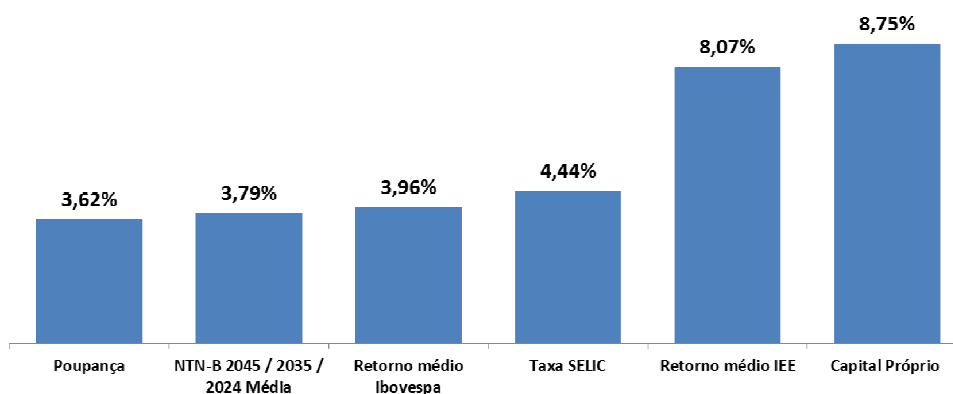
40. A taxa de inflação média anual dos EUA no período de **1995-2017** foi de **2,03%**, o que resulta em um custo de capital próprio real de **8,75%**. O valor considerado para a inflação é coerente com a expectativa para os próximos anos, dado o comportamento recente dos índices inflacionários.

41. Ao se comparar o resultado do custo do capital próprio proposto nesta Nota Técnica com outras alternativas de investimento, verifica-se que o retorno em termos reais e depois de impostos é superior ao que Índice de Energia Elétrica e o Ibovespa da Bolsa de Valores de São Paulo (B3) propiciaram no longo prazo (entre 2000 e 2017), assim como aplicações de menor risco, como Selic, poupança e títulos do governo brasileiro, sendo que nesses casos, considerou-se o retorno nos últimos doze meses.



Fls. 12 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

**Figura 3. Custo médio do capital próprio e alternativas de investimento - real e após impostos**



### III.1.2 – Custo do Capital de Terceiros

42. Trata-se do retorno exigido pelos credores dos recursos captados pela empresa, sendo função do risco do negócio e do desempenho da empresa, refletidos no seu risco de crédito. Em teoria, existem duas metodologias consolidadas para fins regulatórios:

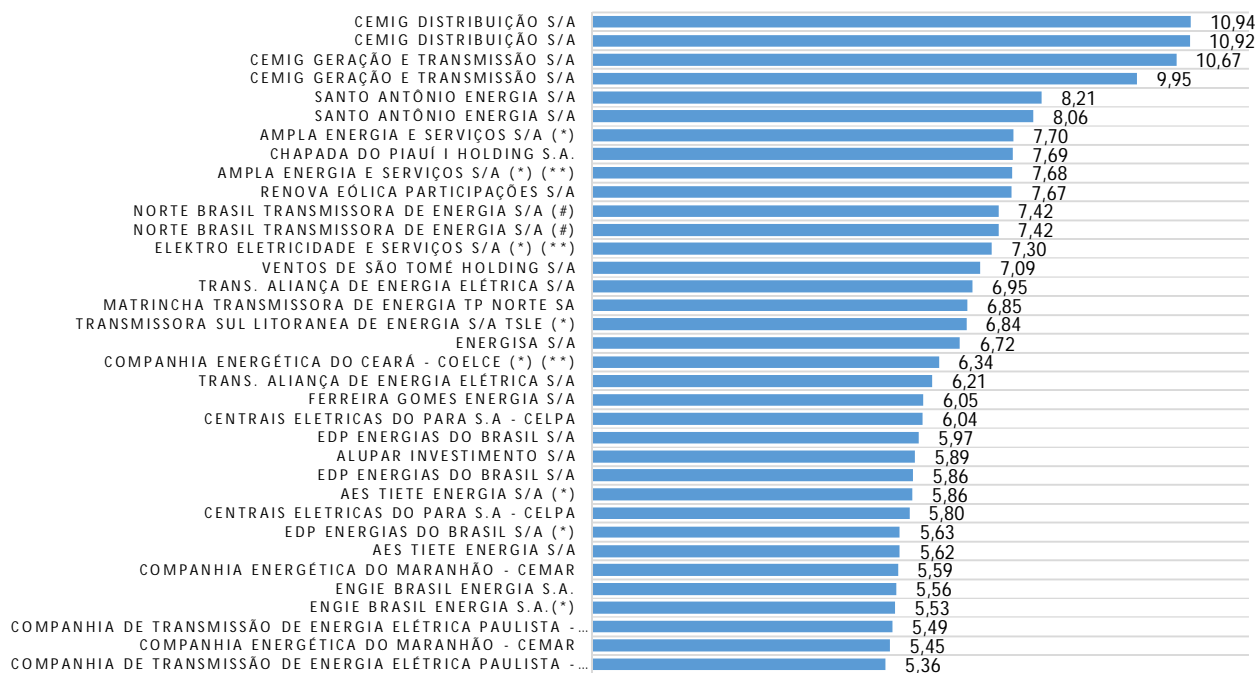
- i. CAPM da dívida: o custo de capital de terceiros resulta de uma aplicação do modelo CAPM em que o risco de crédito é adicionado à taxa livre de risco e ao risco país;
- ii. (ii) *Benchmark* de custo de captação de recursos: o custo é estimado conforme os preços correntes de dívidas corporativas do setor no qual se insere a empresa, negociados em mercado próprios para esses papéis.

43. A metodologia de CAPM da dívida, utilizada no ciclo de revisão anterior, apresenta como maior desvantagem a grande sensibilidade a janelas de cálculo de parâmetros como taxa livre de risco e risco país, podendo o valor final encontrado diferir substancialmente do custo observado em transações recentes realizadas no mercado bancário e de capitais.

44. De forma a buscar uma maior aderência do valor da remuneração do capital de terceiros, para o presente ciclo propõe-se a utilização da metodologia por *benchmark*, a qual procura refletir a estimativa do custo de dívida com base em debêntures majoritariamente negociadas no mercado secundário, que possuem um rendimento real prefixado, somado à inflação medida pelo IPCA, e que pode ser uma aproximação do custo de crédito de uma nova captação por uma empresa do setor elétrico. A proposta é a utilização do 1º quartil da média diária dos *Yields to Maturity*, dos últimos 12 meses, das debêntures do setor elétrico com precificação da ANBIMA, conforme demonstrado na Figura 4.

Fls. 13 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

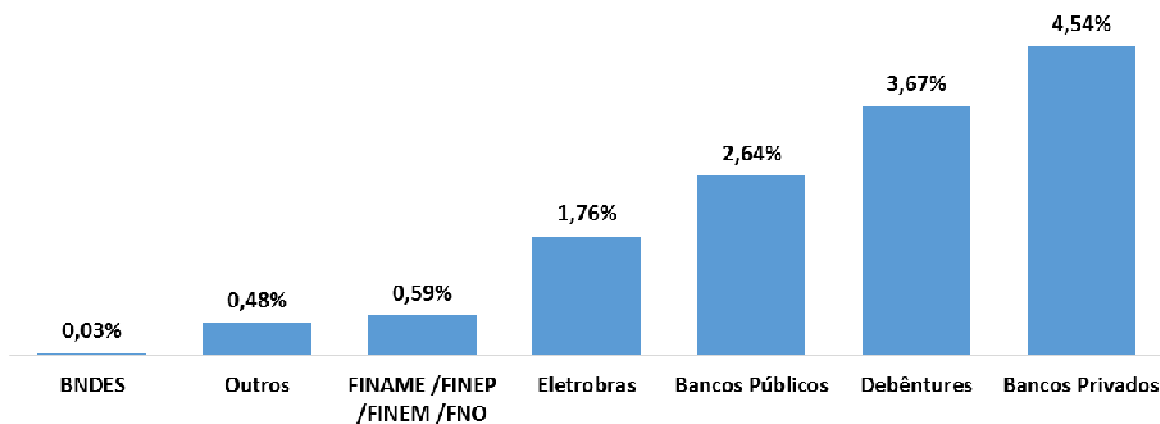
**Figura 4. Custo de capital de terceiros Real (IPCA+X) por empresa - Mercado de debêntures do setor elétrico com precificação na ANBIMA - 09/06/2017.**



Fonte: ANBIMA. Elaboração própria.

45. Observando-se os dados contábeis enviados pelas concessionárias à ANEEL sobre o estoque de dívida tanto das verticalizadas quanto das desverticalizadas, constata-se que em dezembro de 2016, o custo médio real e após impostos por linha de crédito situava-se conforme demonstrado na Figura 5.

**Figura 5. Custo médio do capital de terceiros das transmissoras em 31/12/2016 – real e após impostos**

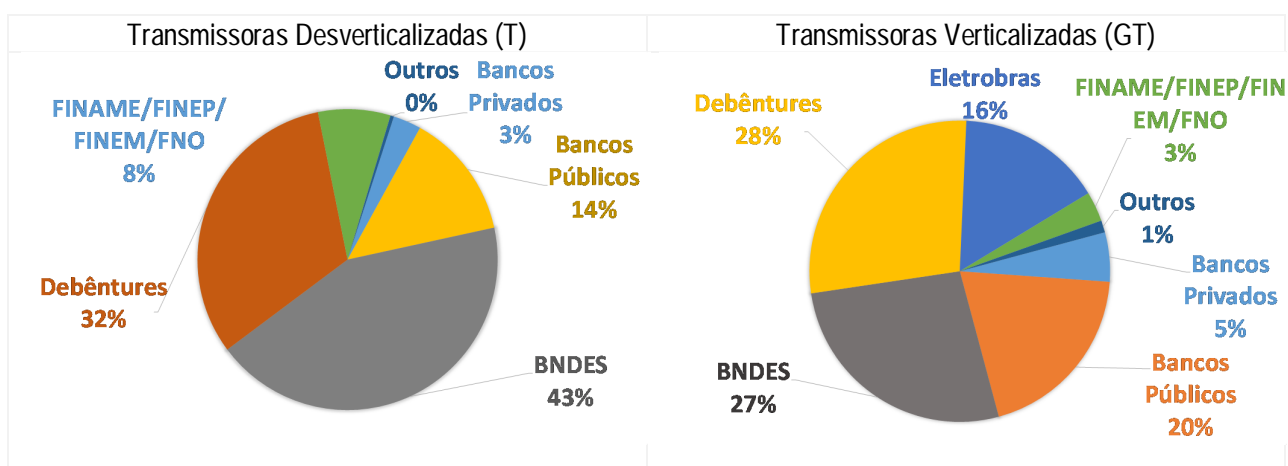


Elaboração própria. Fonte: Relatório de Informações Trimestrais (RIT). Considera o IPCA de 2016 (6,29%) e Impostos de 34%. Somente dívida em moeda nacional.

Fls. 14 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

46. Ao se analisar a distribuição dos empréstimos às concessionárias de transmissão, tanto as verticalizadas, quanto as desverticalizadas, verifica-se que há parcela importante de captações em debêntures (que podem incluir as incentivadas), assim como BNDES e fundos regionais. Os empréstimos que possuem a Eletrobras como credora são mais representativos nas verticalizadas. As captações de bancos públicos representam maior parcela que de bancos privados. Importante ressaltar que essa análise não incluiu as captações em moeda estrangeira. Os dados são apresentados na Figura 6.

**Figura 6. Distribuição das fontes de financiamento em 31/12/2016 de empresas de transmissão.**



Elaboração própria. Fonte: Relatório de Informações Trimestrais (RIT)

47. Em 11/08/2017 o valor apurado do 1º quartil da média diária dos *Yields to Maturity*, dos últimos 12 meses, das debêntures do setor elétrico com precificação da ANBIMA foi de IPCA + 5,80%. Dessa forma, para o cálculo do prêmio de risco de crédito nominal antes de impostos, acresceu-se a inflação americana de 2,03%. Sobre esse valor foi aplicada a redução advinda do benefício fiscal sobre a dívida (1-34%), e novamente deflacionando essa taxa, chega-se ao prêmio de risco real e depois de impostos de **3,15%**.

**Tabela 4. Custo do Capital de Terceiros.**

Componente	Prêmio
Custo do Capital de Terceiros real	3,15%
<b>Custo de Capital de Terceiros nominal</b>	<b>7,95%</b>



Fls. 15 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

### III.2 – CUSTO DO CAPITAL PARA CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

48. A partir dos resultados apresentados anteriormente, pode-se calcular a taxa de retorno adequada para os serviços de transmissão de energia elétrica no Brasil por meio do WACC, calculado conforme a Equação (1). Considerando-se a alíquota de imposto ( $T$ ) igual a 34%, obtém-se o custo de capital para a estrutura de capital sugerida ( $D/V = 44,33\%$ ), obtém-se o valor de **6,27%**, real e depois de impostos, cujos resultados finais são mostrados na Tabela 5.

**Tabela 5: Custo Médio Ponderado do Capital – WACC**

Componente	Fórmula	Valor
<b>Estrutura Ótima de Capital</b>		
Capital Próprio =	$(P/V)$	55,67%
Capital de Terceiros =	$(D/V)$	44,33%
<b>Custo de Capital Próprio</b>		
Taxa livre de risco =	$r_f$	4,04%
Prêmio de risco de Mercado =	$r_m - r_f$	6,60%
Beta médio desalavancado =	$\beta_{RR}^{Desalav}$	0,3035
Beta médio alavancado =	$\beta_{RR}^{Alav}$	0,4630
Risco do negócio =	$\beta \cdot (r_m - r_f)$	3,06%
Prêmio de risco país =	$r_B$	3,87%
Custo de capital próprio nominal =		10,96%
Custo de capital próprio real =		8,75%
Inflação EUA =		2,03%
<b>Custo de Capital de Terceiros</b>		
Custo de dívida real =		3,15%
Custo de dívida nominal =		7,95%
<b>Custo Médio Ponderado</b>		
WACC nominal depois de impostos =	$r_{WACC}$	<b>8,43%</b>
WACC real depois de impostos =	$r_{WACC}$	<b>6,27%</b>

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



Fls. 16 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

### III.3 – CUSTO DO CAPITAL PARA AUTORIZAÇÕES E REFORÇOS

49. Conforme disposto no Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, a atividade de transmissão de energia elétrica será exercida mediante concessão, precedida de licitação, ressalvados os casos indicados em legislação específica, e os reforços das instalações existentes serão de responsabilidade da concessionária, mediante autorização da ANEEL. Assim, no modelo setorial de energia brasileiro, os investimentos em reforços e melhorias é compulsório para as concessionárias de transmissão.

50. Destaca-se que, conforme Resolução Normativa nº 443/2011, as melhorias consistem na instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes ou a adequação destas instalações visando manter a prestação de serviço adequado de transmissão de energia elétrica. Já o reforço é a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, para aumento de capacidade de transmissão, de confiabilidade do SIN, de vida útil ou para conexão de usuários, sendo ambos sujeitos à autorização da ANEEL.

51. Dessa forma, estas duas modalidades (melhoria ou reforço) contribuem não somente para a manutenção da prestação do serviço adequado e para a otimização do aproveitamento da rede, como também para sua posterior expansão. Além disso, em situações de dificuldade de implantação de projetos estruturantes, as melhorias e reforços ganham importância em função de sua maior facilidade de implantação. Isso ocorre uma vez que seus impactos em diversos aspectos são significativamente reduzidos em comparação aos novos projetos, apresentando, por exemplo: estima-se que os processos de licenciamento ambiental sejam menos complexos, uma vez que sua implantação se dará em instalações já existentes, menores investimentos financeiros necessários, entre outros.

52. Destaca-se que, nos períodos entre revisões periódicas das receitas das concessionárias de transmissão, as receitas associadas às melhorias e aos reforços têm caráter provisório, sendo redefinidas no processo de revisão subsequente à entrada em operação comercial do empreendimento, com efeitos retroativos à data de entrada em operação comercial do reforço ou melhoria. A eventual diferença decorrente da revisão do valor será considerada na RAP da transmissora em parcelas iguais até a revisão periódica da RAP subsequente.

53. Dessa forma, o valor de WACC de autorizações impacta em tese apenas financeiramente o fluxo da concessão, mas não impacta o seu resultado econômico, já que eventuais descasamentos remuneratórios são avaliados e compensados nos processos de revisão periódica das receitas.

54. É importante que o WACC das autorizações reflita corretamente os aspectos conjunturais da economia e do setor de forma a se atingir um ponto de equilíbrio entre a remuneração adequada ao investidor e os benefícios sistêmicos relacionados às autorizações, sem imputar ao consumidor custos desnecessários.

55. Visando minimizar os descasamentos financeiros oriundos da mudança da conjuntura econômica ao longo do ciclo de revisão, propomos um intervalo menor de atualização do cálculo dos principais parâmetros do WACC, em termos de atualizações das janelas de cálculo dos parâmetros sem a discussão metodológica, a exemplo do que é feito para o segmento de distribuição. Assim, propõe-se que a metodologia do WACC seja revista a cada 5 anos, e que os parâmetros de cálculo sejam atualizados anualmente.

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



Fls. 17 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

### III.4 – RECURSOS DO ENCARGO TARIFÁRIO RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR

56. Em linha com o definido na revisão anterior, mantém-se a proposta de dedução da base de remuneração líquida da transmissora, o saldo devedor de recursos da RGR junto à Eletrobras, do mês referente à data base do laudo de avaliação da Base de Remuneração da concessionária, de forma que os ativos provenientes de recursos subsidiados sejam remunerados a uma taxa específica.

57. O saldo dos investimentos realizados a partir de financiamento com recursos da RGR será remunerado pelo custo dos empréstimos em termos reais, tendo em vista que o reajuste tarifário contempla atualização monetária da receita anual permitida, assim como os investimentos realizados ao longo do ciclo tarifário são corrigidos pela inflação quando de sua incorporação à base de remuneração regulatória.

### V – DO FUNDAMENTO LEGAL

58. O § 2º do art. 9 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, estabelece que os contratos prevejam mecanismos de revisão de tarifas com a finalidade de manter o equilíbrio econômico-financeiro. A mesma Lei, em seu art. 29 estabelece incumbência ao poder concedente de homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas.

59. É de competência da ANEEL a realização dos processos de revisão tarifária, nos termos da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Esta Lei também estabelece que as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica serão fixadas em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou reajuste, nas condições do respectivo contrato.

60. O inciso X, do art. 4º, do Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, estabelece a competência da ANEEL para atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle de preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços.

### V - DA CONCLUSÃO

61. Nesta Nota Técnica, foi apresentada uma metodologia visando à determinação do custo de capital para utilização como parâmetro da revisão periódica das receitas das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica prorrogadas, desverticalizadas e equiparadas assim como para autorizações e reforços.

62. Mantém-se em grande medida os procedimentos já consolidados na ANEEL em processos de revisão anteriores para o custo médio ponderado de capital, com ajustes pontuais e a proposição de forma alternativa de estimação do o custo do capital de terceiros com o objetivo de aprimorar o processo, assegurando o pilar da estabilidade regulatória, sem, contudo, pretender esgotar as necessidades de aperfeiçoamento dos instrumentos regulatórios.

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



Fls. 18 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

## VI - DA RECOMENDAÇÃO

63. Recomendamos o encaminhamento do processo à Diretoria para deliberação de abertura da Audiência Pública conforme proposta apresentada nesta Nota Técnica, em duas partes: (i) a primeira, com duração de 30 dias (início dia 27/9/2017 e término dia 26/10/2017), quando serão disponibilizadas a presente Nota Técnica; e (ii) a segunda, com duração de 15 dias (início dia 30/10/2017 e término dia 13/11/2017), para dar a oportunidade para manifestações relativas apenas às contribuições recebidas na primeira parte da AP. Assim, os interessados não mais poderão contribuir sobre a proposta da ANEEL (o que ocorreu na primeira parte) mas poderão se manifestar formalmente em relação às contribuições dos demais.

FELIPE PEREIRA  
Especialista em Regulação – SRM

HERMANO DUMONT VERONESE  
Especialista em Regulação – SRM

MURILO ANTUNES BRAGA  
Especialista em Regulação - SRM

VANESSA RODRIGUES DOS SANTOS CARDOSO  
Especialista em Regulação - SRM

**De acordo:**

RICARDO TAKEMITSU SIMABUKU  
Superintendente Adjunto de Regulação Econômica e Estudos do Mercado

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

Fls. 19 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

## ANEXO I

### Contas contábeis utilizadas para o cálculo da Estrutura de Capital a partir do Balancete Mensal Padronizado

2012 a 2014

Conta	Descrição
111	Ativo - Circulante - Disponibilidades
11221	Ativo - Circulante - Créditos, valores e Bens - Rendas a Receber
11281	Ativo - Circulante - Créditos, Valores e Bens - Títulos e Valores Mobiliários
11283	Ativo - Circulante - Créditos, Valores e Bens - Fundos Vinculados
13202	Ativo - Permanente - Imobilizado - Transmissão
13204	Ativo - Permanente - Imobilizado - Administração
21121	Passivo - Circulante - Encargos de Dívidas
21151	Passivo - Circulante - Empréstimos a Curto Prazo
21152	Passivo - Circulante - Debêntures
21161	Passivo - Circulante - Empréstimos e Financiamentos
21162	Passivo - Circulante - Outras captações de recursos de terceiros
211716	Passivo - Circulante - Credores Diversos - Coligadas e Controladas ou Controladora
22121	Passivo - Exigível a Longo Prazo - Encargos de Dívidas
22152	Passivo - Exigível a Longo Prazo - Debêntures
22161	Passivo - Exigível a Longo Prazo - Empréstimos e Financiamentos
22162	Passivo - Exigível a Longo Prazo - Outras captações de recursos de terceiros
221716	Passivo - Exigível a Longo Prazo - Credores Diversos - Coligadas e Controladas ou Controladora
22302	Passivo - Exigível a Longo Prazo - Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica - Administração
22304	Passivo - Exigível a Longo Prazo - Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica - Transmissão
24	Patrimônio Líquido

2015 e 2016

Conta	Descrição
1101	Ativo - Circulante - Caixa e Equivalentes de Caixa
1108	Ativo - Circulante - Investimentos Temporários
1116	Ativo - Circulante - Instrumentos financeiros Derivativos
12322	Ativo - Não Circulante - Imobilizado - Transmissão
12324	Ativo - Não Circulante - Imobilizado - Administração
12332	Ativo - Não Circulante - Intangível - Transmissão
12334	Ativo - Não Circulante - Intangível - Administração
1232270	Ativo - Não Circulante - Imobilizado - Transmissão - (-) Provisão para redução ao valor recuperável
1232271	Ativo - Não Circulante - Imobilizado - Transmissão - (-) Ajustes pelas renovações de concessões
1232272	Ativo - Não Circulante - Imobilizado - Transmissão - (-) Controle de depreciação após ajustes pelas renovações de concessões
1232470	Ativo - Não Circulante - Imobilizado - Administração - (-) Provisão para redução ao valor recuperável
1233270	Ativo - Não Circulante - Intangível - Transmissão - (-) Provisão para redução ao valor recuperável
1233271	Ativo - Não Circulante - Intangível - Transmissão - (-) Ajustes pelas renovações de concessões
1233272	Ativo - Não Circulante - Intangível - Transmissão - (-) Controle de depreciação após ajustes pelas renovações de concessões
1233470	Ativo - Não Circulante - Intangível - Administração - (-) Provisão para redução ao valor recuperável
21021	Passivo - Circulante - Empréstimos e Financiamentos e Debêntures - Empréstimos e Financiamentos
21022	Passivo - Circulante - Empréstimos e Financiamentos e Debêntures - Debêntures
21023	Passivo - Circulante - Empréstimos e Financiamentos e Debêntures - Arrendamento Mercantil
21024	Passivo - Circulante - Empréstimos e Financiamentos e Debêntures - Títulos Descontados
21025	Passivo - Circulante - Empréstimos e Financiamentos e Debêntures - Mútuos - Coligadas e Controladas ou Controladoras
2116	Passivo - Circulante - Instrumentos Financeiros Derivativos
22021	Passivo - Não Circulante - Empréstimos e Financiamentos e Debêntures - Empréstimos e Financiamentos
22022	Passivo - Não Circulante - Empréstimos e Financiamentos e Debêntures - Debêntures
22023	Passivo - Não Circulante - Empréstimos e Financiamentos e Debêntures - Arrendamento Mercantil
22024	Passivo - Não Circulante - Empréstimos e Financiamentos e Debêntures - Títulos Descontados
22025	Passivo - Não Circulante - Empréstimos e Financiamentos e Debêntures - Mútuos - Coligadas e Controladas ou Controladoras
2216	Passivo - Não Circulante - Instrumentos Financeiros Derivativos
22232	Passivo - Não Circulante - Obrigações Vinculadas à Concessão e Permissão do Serviço Público de Energia Elétrica - Transmissão
22234	Passivo - Não Circulante - Obrigações Vinculadas à Concessão e Permissão do Serviço Público de Energia Elétrica - Administração
24	Patrimônio Líquido

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

Fls. 20 Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL, de 22 de setembro de 2017.

## ANEXO II

### Amostra de empresas consideradas no cálculo da Estrutura de Capital a partir do Balancete Mensal Padronizado

Empresas	2012	2013	2014	2015	2016
1 ARARAQUARA - Araraquara Transmissora de Energia S.A.	35,94%	32,09%	28,81%	24,88%	23,12%
2 BRILHANTE - Brilhante Transmissora de Energia S.A.	37,16%	33,75%	29,41%	26,74%	24,85%
3 CATXERÊ - Catxerê Transmissora de Energia S.A.	39,05%	36,13%	31,12%	27,38%	28,70%
4 Coqueiros - Coqueiros Transmissora de Energia S/A	26,39%	24,00%	20,53%	21,56%	19,75%
5 CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	43,16%	8,42%	11,11%	14,90%	16,33%
6 EATE - Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S/A	70,42%	87,00%	100,00%	100,00%	100,00%
7 EBTE - Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A.	34,86%	32,36%	29,18%	25,87%	24,03%
8 ECTE - Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S/A	58,15%	98,69%	86,16%	100,00%	80,27%
9 ENCRUZO - Encruzo Novo Transmissora de Energia S/A.	58,36%	56,51%	55,99%	46,63%	44,64%
10 ENTE - Empresa Norte de Transmissão de Energia S/A	35,86%	25,62%	84,02%	72,59%	70,64%
11 ESDE - Empresa Santos Dumont de Energia S.A.	41,24%	39,17%	31,38%	33,34%	31,04%
12 EtaUSA - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S/A	33,97%	26,71%	30,76%	20,13%	9,12%
13 ETEM - Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	50,65%	48,16%	43,62%	38,49%	38,31%
14 ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S/A	35,03%	26,26%	80,14%	53,10%	51,29%
15 ETES - Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	51,00%	46,22%	41,50%	38,25%	31,45%
16 ETIM - Expansion Transmissão Itumbiara Marimondo S/A	38,58%	40,40%	36,19%	45,61%	16,59%
17 ETVG - Empresa de Transmissão de Várzea Grande S.A. – ETVG	58,56%	66,29%	66,04%	52,02%	52,99%
18 IE Pinheiros - Interligação Elétrica Pinheiros S.A.	33,79%	31,78%	29,00%	24,43%	21,70%
19 IEJAPI - Interligação Elétrica Serra do Japi S.A.	51,63%	47,18%	40,16%	26,82%	20,46%
20 IEMG - Interligação Elétrica de Minas Gerais S.A.	37,90%	35,27%	30,32%	25,33%	21,09%
21 IENNE - Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A.	44,77%	44,14%	43,99%	43,20%	42,79%
22 IESUL - Interligação Elétrica Sul S.A.	9,66%	15,40%	13,65%	12,64%	11,10%
23 INTESA - Integração Transmissora de Energia S/A	49,22%	42,09%	37,67%	30,89%	18,41%
24 Iracema - Iracema Transmissora de Energia S.A.	39,01%	38,52%	40,07%	41,51%	37,17%
25 ITATIM - Linhas de Transmissão do Itatim S.A	55,39%	47,56%	48,34%	48,17%	46,95%
26 ITE - Itumbiara Transmissora de Energia S.A.	44,74%	50,55%	52,68%	70,38%	48,55%
27 JTE - Jauru Transmissora de Energia S.A	48,55%	52,67%	50,84%	49,26%	47,91%
28 LTC - LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ LTDA	27,37%	28,72%	35,86%	34,33%	32,27%
29 LTT - LT Triângulo S/A	59,43%	52,00%	51,64%	47,94%	43,74%
30 Macapá - Linhas de Macapá Transmissora de Energia Ltda.	58,36%	59,49%	63,57%	57,97%	57,08%
31 Manaus TR - Manaus Transmissora de Energia S.A.	36,40%	40,15%	40,37%	40,67%	39,32%
32 MONTESCLAROS - Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A	46,73%	49,89%	48,81%	51,50%	50,19%
33 PCTE - Poços de Caldas Transmissora de Energia Ltda.	46,90%	52,14%	57,03%	82,64%	64,71%
34 PEDRAS - Pedras Transmissora de Energia S/A	40,90%	19,58%	17,42%	16,57%	15,08%
35 PPTE - Porto Primavera Transmissora de Energia S/A	32,80%	31,20%	19,01%	17,14%	10,93%
36 RPTE - Ribeirão Preto Transmissora de Energia S A	41,45%	45,90%	50,28%	72,74%	58,13%
37 SMTE - Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A.	55,36%	63,92%	69,81%	95,23%	60,57%
38 SPTE - Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A	39,68%	40,95%	39,07%	52,30%	35,30%
39 STN - Sistema de Transmissão Nordeste S/A	43,93%	43,26%	60,85%	56,24%	54,06%
40 TAESA - Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A	69,36%	70,92%	75,17%	86,46%	82,66%
41 TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	38,67%	42,82%	40,50%	42,63%	42,00%
42 TME - Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	62,63%	62,04%	60,67%	55,80%	50,38%
43 Transirapé - Companhia Transirapé de Transmissão	57,89%	49,64%	57,31%	52,63%	45,49%
44 TRANSLESTE - Companhia Transleste de Transmissão	39,92%	36,89%	93,05%	89,23%	81,60%
45 Transudeste - Companhia Transudeste de Transmissão	50,59%	56,99%	54,74%	39,66%	22,53%
46 Uirapuru - Uirapuru Transmissora de Energia S/A	35,12%	32,21%	24,84%	20,33%	11,76%
47 VCTE - Vila do Conde Transmissora de Energia S.A.	44,50%	36,21%	26,48%	26,86%	16,58%
48 Xingu - Linhas de Xingu Transmissora de Energia Ltda.	59,82%	65,02%	67,67%	62,98%	58,49%
<b>Média anual</b>	<b>44,81%</b>	<b>44,02%</b>	<b>46,81%</b>	<b>46,17%</b>	<b>39,84%</b>
<b>Média total</b>					<b>44,33%</b>

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

