



ABRADEE

CONTRIBUIÇÕES À CONSULTA PÚBLICA ANEEL N. 26/2019

**Taxa Regulatória de Remuneração de
Capital**

Brasília – Dezembro de 2019



ABRADEE

Sumário

1. Prólogo (Resumo Executivo).....	3
2. Contribuições Específicas	4
2.1. Componente de Risco Adicional da Atividade de Distribuição.....	4
2.2 – Contribuições nos parâmetros selecionados comuns aos segmentos sob regulação	9
2.2.1 – Frequência de dados para estimação do Beta	9
2.2.2 – Janela de Análise para o Beta.....	10
2.2.3 – Cálculo do Capital de Terceiros	11
2.3 – Aplicação da Taxa de Remuneração aos Investimentos (“Remuneração Blindada”) ...	11
2.4 – Resumo das Contribuições Específicas	12



ABRADEE

1. Prólogo (Resumo Executivo)

O tema da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital pode ser considerado como um daqueles de elevada complexidade e dos meandros do “universo regulatório”, principalmente para a população em geral. Contudo, o resultado dessa metodologia é, na verdade, a principal informação do ambiente regulatório, pois define as condições de atratividade para os investimentos na expansão e na melhoria da qualidade dos serviços prestado pelas distribuidoras. Ele concentra, num único número, expectativas da sustentabilidade econômico e financeira das atividades que estão num seletor rol daquelas que são privativas da União a interesse da sociedade, conforme dispositivos Constitucionais.

O risco de um subdimensionamento dessa taxa, além de concorrer com obrigações gerais da Carta Magna, compromete interesses de longo prazo dos próprios usuários como bem destacado pelo Ministério da Fazenda¹ em 2018:

*“Caso o Wacc seja utilizado para remunerar investimentos em ativos regulados [como é o caso desse processo na ANEEL] um risco relevante é de que o valor estimado esteja abaixo do nível adequado, o que pode levar a um indesejável subinvestimento em infraestrutura. Essa é uma falha regulatória que pode gerar graves efeitos adversos se afetar a confiabilidade ou qualidade do serviço do setor de infraestrutura ao qual se aplica.”
(grifamos)*

O posicionamento realça que não há um único anseio dos usuários do serviço público. De fato, há necessidade de buscar modicidade tarifária no presente, sem comprometer o futuro da melhoria da qualidade dos serviços prestados, configurando uma nítida diretriz para a sustentabilidade da atividade de distribuição de energia elétrica. Esse tema foi abordado, em detalhes, na contribuição da ABRADDEE para a CP 003/19.

Ademais, recentemente, em estudo da FGV/Social, foi possível revelar mais uma externalidade positiva dos investimentos das distribuidoras que ocorrem diariamente, nas cidades e no campo, gerando renda e emprego em todas as regiões do País:

“A distribuição de energia elétrica gera um efeito multiplicador na sociedade, contribuindo para a melhoria social (Marcelo Neri, diretor do FGV Social).”

Dessa forma, apresentaremos no próximo capítulo um rol de contribuições ao objeto da metodologia oferecida pela área técnica da Aneel para a discussão com a sociedade. Como será visto, são aprimoramentos incrementais que respeitam os conceitos e os métodos propostos, objetivando gerar resultados coerentes com os pressupostos que trouxemos nesse prólogo.

Isto posto, renovamos nossa confiança na competência técnica da Agência, na visão abrangente dos segmentos sob sua regulação e, principalmente, no discernimento sobre os efeitos de suas decisões.

¹ Ministério da Fazenda (2018). “Metodologia de Cálculo do WACC”. Brasília.



ABRADEE

2. Contribuições Específicas

Conforme mencionado, nessa seção, apresentamos os protocolos, os principais dados e os resultados dos critérios para melhor quantificar os riscos da atividade de distribuição em relação aos demais segmentos sob regulação econômica da ANEEL, bem como sugestões para o tratamento de parâmetros gerais selecionados. Por fim, adicionaremos um subitem relativo à conciliação da aplicação da taxa de remuneração aos investimentos realizados que, por sua vez, chamamos de “remuneração blindada”.

2.1. Componente de Risco Adicional da Atividade de Distribuição

Na contribuição da ABRADDEE enviada em setembro de 2018 ao objeto da Consulta Pública n. 15/2018, destacamos:

“A proposta de uma plataforma comum aos três segmentos [sob regulação econômica da Aneel: Distribuidoras, Transmissoras e Geradoras no Regime de Cotas] se mostra pertinente e tende a oferecer harmonia aos processos de cálculo e de aplicação. Entretanto, nessa tônica, é fundamental que a metodologia, objetivando sua consistência, tenha condição de discernir os distintos riscos dentre esses segmentos”.

Por isso, foi com satisfação que verificamos não somente o reconhecimento da existência da diferenciação do risco², bem como a apresentação de uma proposta objetiva pela área técnica.

Entretanto, apesar da opção metodológica da área técnica atender os pressupostos de transparência e de publicidade dos dados, o uso do diferencial de debêntures emitidas por distribuidoras e transmissoras tende a subestimar o risco, pelos principais motivos:

- 1) É um instrumento financeiro do rol daqueles de captação de recursos de terceiros. Logo, internaliza somente a percepção de risco financiador (capital de terceiros) que é, por constituição teórica e verificação empírica, menor do que a do operador (capital próprio). Por isso, é quase uma “lei” a de que o custo de capital próprio é maior do que o custo de capital de terceiro. A literatura especializada é farta na

² A ANEEL, por meio da Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) nº 001/ANEEL, anexa a Nota Técnica nº 27/SRM/SGT/SPE/SRD-2019/ANEEL, analisou o desempenho da regulação por incentivos no segmento de distribuição de energia elétrica e concluiu que, para haver equilíbrio entre a TIR e o WACC regulatório, é necessária a obtenção e apropriação de ganhos de produtividade, o que seria possível por meio do componente Pd do Fator X nos investimentos de melhoria e expansão do mercado.

Os investimentos de reposição de ativos depreciados, por sua vez, se valeriam das receitas proveniente da Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e da Remuneração de Capital (RC) blindada do bem substituído; no caso, a QRR igual à depreciação do ativo novo e o RC menor (uma vez que no ciclo anterior à sua baixa, o ativo já estava em sua maior parte depreciado). O resultado é uma TIR inferior ao WACC regulatório, o que denota a existência de um risco específico do regime regulatório do segmento de distribuição. Neste sentido, a ANEEL está correta em reconhecer explicitamente o risco do regime regulatório da atividade de distribuição na nova metodologia de cálculo do WACC regulatório.

Considerando a metodologia do CAPM, o risco específico do regime regulatório poderia ser capturado implicitamente pelo β . Para tanto, a totalidade das empresas consideradas no cálculo do β devem estar sujeitas ao regime regulatório de price-cap. Ocorre, todavia, o oposto: as empresas selecionadas pela ANEEL para composição do β são operadas sob o regime regulatório de custo pelo serviço (cost plus), modelo com menor risco de capital.



ABRADEE

análise de conteúdo, mas em essência a diferenciação de custos se justifica pela maior flexibilidade e prioridade do capital de terceiros em comparação ao capital próprio em condições adversas e de riscos. As condições contratuais de captação de recursos de terceiros caracterizam situações de maior liquidez dos recursos empenhados a favor do credor do que ao operador. Prazos de amortização inferiores aos de depreciação dos ativos, cláusulas de “*covenant*” condicionadas ao desempenho do tomador de recursos, legislação trabalhista, etc formam um rol de quesitos que materializam as condições assimétricas a desfavor do operador. Por isso, mesmo que seja retificada³ a fórmula de aplicação da componente, ainda assim, no mérito não alcança dimensões de risco percebidas pelo operador que os credores não internalizam; e

- 2) Outro ponto que preocupa é o curto período de apuração de alguns parâmetros. Fato que à medida em que o período de observação aumentar, o diferencial poderá variar, inclusive inverter e, dessa forma, tornando-se contra intuitivo à aplicação do método futuramente. Por isso, um método mais robusto no tocante ao conceito e a aplicação dever ser investigado pela Aneel.

Dessa forma, trazemos a componente do Risco Adicional do Serviço de Distribuição, mensurado através da diferença entre os Regimes de Regulação, como opção metodológica coerente aos princípios de aplicação regulatória e que, em nossa opinião, superam as limitações identificadas na proposta da área técnica da Agência.

Risco do Regime de Regulação:

Da literatura especializada, pode-se qualificar dois principais tipos de regulação econômica em monopólios naturais. O regime de “custo do serviço” e o regime de “regulação por incentivos”. A principal diferença é o sinal de eficiência e, conseqüentemente, as maiores oportunidades/riscos de gerar/destruir valores das companhias. No regime de regulação por incentivos há duas principais metodologias: *price-cap*, ou preço-teto, e *revenue-cap*, ou receita teto. Ambos diferem do custo do serviço por não terem necessariamente seus custos reais repassados às tarifas pelo regulador. Há imposição da avaliação de eficiência das companhias. Em síntese, as mais eficientes podem ter custos regulatórios repassado às tarifas superiores aos reais. Entretanto, as companhias menos eficientes podem ter custos regulatórios inferiores repassados às tarifas em comparação aos seus custos reais. Isso materializa, como dito anteriormente, a principal característica de oportunidade/risco para gerar/destruir valor, do ponto de vista dos concessionários. Não obstante, a principal diferença entre o *price-cap* e *revenue-cap* não se constitui pelas práticas do regulador para aferir eficiência das concessionárias. Não é uma diferenciação endógena, mas sim, exógena, caracterizando-se pela distinção à exposição aos riscos de mercado. Ou seja, enquanto os efeitos da variação de volume de mercado (para mais ou para

³ A retificação ou adequação da fórmula da proposta da Aneel se faria pela aplicação geométrica, ao invés da aritmética, da componente de risco da atividade de distribuição mensurada pelo diferencial de captação das debentures na formulação. Em detalhes, na verdade o diferencial aritmético de 0,48%, conforme item da NT da Aneel, é, de fato, uma taxa de riscos incremental de 6,85p.p sobre os custos das debentures das transmissoras. Logo, seria essa taxa a ser multiplicada pelo risco de mercado que, por sua vez, resultaria, ao cabo, num valor adicional de 0,21p.p no WACC da atividade de distribuição.



ABRADEE

menos) na formação de receita do agente regulado é neutralizada anualmente no regime de *revenue-cap* (transmissoras e geradoras cotistas), no *price-cap* (distribuidoras) somente são neutralizados nos processos de revisão tarifária que acontecem a cada 4 ou 5 anos. No intermédio, os ganhos e/ou perdas no volume de mercado impactam os resultados econômicos das distribuidoras.

Dessa forma, será formulada a componente para o prêmio de risco do regime de regulação, inspirada naquela utilizada no 1º ciclo de revisão tarifária, porém com amostra atualizada e ampliada no âmbito internacional.

O prêmio de risco do regime de regulação aplicado às concessionárias sob risco de mercado (*price-cap*) acrescenta⁴ 0,39pp ao Wacc regulatório da atividade de distribuição proposto na CP 26/19. Ou seja, um resultado coerente conceitualmente e quantitativamente crível principalmente quando comparado ao valor de 0,21pp que seria o efeito resultante, exclusivamente, da adequação do tratamento algébrico do método apresentado pela área técnica da Agência.

O método alternativo da ABRADDEE para mensurar o risco da atividade de distribuição partiu do levantamento, de âmbito internacional, das indústrias reguladas, observando seus regimes de regulação. Uma primeira etapa foi constituir a amostra, conforme o critério descrito a seguir, bem como a classificação do regime de regulação aplicado nos países e regiões selecionadas. A síntese é assim apresentada:

Uma série de estudos vem sendo conduzida nos últimos anos com o intuito de investigar em que extensão a forma de regulação de um setor (por exemplo, *cost-of-service*, *price cap*, *revenue cap*) afeta o risco de uma empresa regulada, e conseqüentemente, seu beta e custo de capital esperado...

A fim de atender as críticas levantadas pela ANEEL na NT95/2011-SRE/ANEEL, seguimos os passos:

- 1) Estabelecimento do regime tarifário em uma amostra de países, de forma a deixar claro o tipo de regulação exercida para cada setor;
- 2) Estabelecimento claro dos principais drivers de valor de cada empresa analisada, a fim de reduzir a superestimação do risco referente a atividades não reguladas;
- 3) O cálculo do prêmio de risco de regulação foi feito da mesma forma que calculado pela ANEEL nos primeiros ciclos, seguindo a fórmula:

$$\text{Risco do Regime Regulatório} = \Delta r_D \times PRM \quad (1)$$

$$\Delta r_D = \beta_{price\ cap} - \beta_{no\ price\ cap} \quad (2)$$

onde:

$\beta_{price\ cap}$: beta desalavancado médio de empresas sob regime de *price cap*;

$\beta_{no\ price\ cap}$: beta desalavancado médio de empresas sobre regime de *cost plus* e *revenue cap*.

⁴ Efeito líquido no WACC pela a retirada da componente de diferenciação da taxa de debentures do capital próprio, conforme proposta da área técnica da Aneel (0,48%); e a inclusão da componente da componente do risco do regime de regulação (1,10%).



ABRADEE

4) Reiteração dos argumentos estatísticos e teóricos apresentados na contribuição da CP05/2018, indicando o risco adicional que uma empresa em regime de Price Cap tem quando comparada com uma em *Rate of Return* (*CostPlus* e *RevenueCap*).

[Na sequência] pesquisamos a regulação de energia elétrica ... conforme tabelas abaixo:

• Energia elétrica

Regulação - Energia Elétrica		
País	Transmissão	Distribuição
Alemanha	Revenue Cap	Revenue Cap
Bélgica	Cost plus	Cost plus
França	Cost plus	Cost plus
Romênia	Price Cap	Price Cap
Espanha	Revenue Cap	Revenue Cap
Reino Unido	Price Cap	Price Cap
Austria	*	Revenue Cap***
Chile	Price Cap	Price Cap
Brasil	Revenue Cap	Price Cap
EUA	Cost plus**	Cost plus**

* Não temos nenhuma empresa de transmissão da Áustria na nossa amostra

** Alguns estados dos EUA apresentam energia desregulada, mas nenhum é 100% desregulado.

*** Obtivemos essa informação da DF da EVN AG

Em seguida, agregamos as empresas da amostra por atividades (geração, transmissão e distribuição) através do percentual de receita. Obtivemos o percentual de receita das empresas através de gráficos extraídos da ferramenta Capital IQ e da DF das empresas em questão. Classificamos a empresa dentro do setor quando seu percentual de receita dentro daquele setor era superior a 50%. Para as empresas que não foi possível obter a informação através do Capital IQ ou DF, analisamos a descrição da empresa e entendemos que possuíam participação significativa em atividades reguladas, seja transmissão ou distribuição.

[Feito isso], para analisar o risco de diferentes regulações extraímos os betas de empresas sob diferentes regulações. Em um segundo momento, retiramos de nossa amostra os betas que apresentavam r^2 menor do que 0,01 por considerar que estes não tinham boa significância estatística. Dessa forma, das 64 observações selecionamos 54 que estão apresentadas na tabela abaixo:



ABRADEE

Empresa	País	Regulação	D/E	Beta Alavancado	Effective Tax Rate	Beta desalavancado
Lechwerke AG	Alemanha	Revenue Cap	0,0%	0,38	30,0%	0,38
EVN AG (WBAG:EVN)	Austria	Revenue Cap	45,0%	0,73	25,0%	0,54
Elia System Operator SA	Bélgica	Cost Plus	105,3%	0,47	29,0%	0,27
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	Brasil	Price Cap	237,5%	0,55	34,0%	0,22
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. Brasil	Brasil	Price Cap	0,0%	0,79	34,0%	0,79
Centrais Elétricas do Pará S.A.	Brasil	Price Cap	49,4%	0,56	34,0%	0,42
Companhia Energética de Pernambuco - CELPE	Brasil	Price Cap	227,3%	0,31	34,0%	0,12
Companhia Energética de Minas Gerais	Brasil	Price Cap	130,9%	1,70	34,0%	0,91
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	Brasil	Price Cap	100,3%	0,46	34,0%	0,28
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	Brasil	Price Cap	126,8%	1,35	34,0%	0,73
Companhia Energética do Ceará - Coelce	Brasil	Price Cap	28,4%	0,75	34,0%	0,63
Ampla Energia e Serviços S.A.	Brasil	Price Cap	78,1%	0,44	34,0%	0,29
Light S.A.	Brasil	Price Cap	216,3%	1,21	34,0%	0,5
CPFL Energia S.A.	Brasil	Price Cap	67,3%	0,65	34,0%	0,45
Alupar Investimento S/A	Brasil	Revenue Cap	62,1%	0,58	12,6%	0,38
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	Brasil	Revenue Cap	43,6%	0,50	11,3%	0,36
CTEEP - Cia Transmissão Energia Elétrica Paulista	Brasil	Revenue Cap	10,4%	0,50	25,8%	0,46
Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Chile	Price Cap	0,0%	0,20	26,0%	0,2
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Price Cap	67,9%	0,28	26,0%	0,19
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Price Cap	26,1%	0,36	26,0%	0,31
Enel Américas S.A.	Chile	Price Cap	0,1%	1,05	26,0%	1,05
Acciona, S.A.	Espanha	Revenue Cap	140,5%	0,84	25,0%	0,41
Naturgy Energy Group, S.A.	Espanha	Revenue Cap	77,5%	0,76	25,0%	0,48
Red Eléctrica Corporación, S.A.	Espanha	Revenue Cap	50,7%	0,67	25,0%	0,49
ALLET, Inc.	EUA	Cost Plus	39,7%	0,23	27,0%	0,18
Alliant Energy Corporation	EUA	Cost Plus	52,5%	0,16	27,0%	0,12
American Electric Power Company, Inc.	EUA	Cost Plus	65,9%	0,21	27,0%	0,14
Avangrid, Inc.	EUA	Cost Plus	38,3%	0,22	27,0%	0,18
Chesapeake Utilities Corporation	EUA	Cost Plus	32,8%	0,54	27,0%	0,4
Duke Energy Corporation	EUA	Cost Plus	92,0%	0,16	27,0%	0,1
Edison International	EUA	Cost Plus	56,9%	0,33	27,0%	0,24
El Paso Electric Company	EUA	Cost Plus	65,1%	0,23	27,0%	0,16
Entergy Corporation	EUA	Cost Plus	108,8%	0,21	27,0%	0,11
Eversource Energy	EUA	Cost Plus	64,2%	0,40	27,0%	0,27
Exelon Corporation	EUA	Cost Plus	98,4%	0,18	27,0%	0,11
FirstEnergy Corporation	EUA	Cost Plus	146,5%	0,24	27,0%	0,12
Hawaiian Electric Industries, Inc.	EUA	Cost Plus	45,6%	0,28	27,0%	0,21
IDACORP, Inc.	EUA	Cost Plus	38,1%	0,21	27,0%	0,16
MGE Energy, Inc.	EUA	Cost Plus	14,2%	0,45	27,0%	0,41
New Jersey Resources Corporation	EUA	Cost Plus	38,3%	0,56	27,0%	0,43
NextEra Energy, Inc.	EUA	Cost Plus	47,7%	0,17	27,0%	0,13
Northwest Natural Holding Company	EUA	Cost Plus	44,1%	0,39	27,0%	0,3
OGE Energy Corp.	EUA	Cost Plus	45,2%	0,43	27,0%	0,32
Otter Tail Corporation	EUA	Cost Plus	36,1%	0,49	27,0%	0,39
PG&E Corporation	EUA	Cost Plus	66,6%	0,56	27,0%	0,38
Pinnacle West Capital Corporation	EUA	Cost Plus	52,8%	0,18	27,0%	0,13
PNM Resources, Inc.	EUA	Cost Plus	90,8%	0,29	27,0%	0,17
PPI Corporation	EUA	Cost Plus	88,7%	0,34	27,0%	0,21
Spark Energy, Inc.	EUA	Cost Plus	49,6%	0,84	27,0%	0,64
Electricité de France S.A.	França	Price Cap	209,4%	1,16	33,0%	0,48
SSE plc	Reino Unido	Price Cap	57,5%	0,36	19,0%	0,25
Good Energy Group PLC	Reino Unido	Price Cap	197,6%	0,43	19,0%	0,16
C.N.T.E.E Transelectrica S.A.	Romênia	Price Cap	0,0%	0,84	16,0%	0,84
Societatea Energetica Electrica S.A.	Romênia	Price Cap	0,0%	0,91	16,0%	0,91
Média - Price Cap		20	82,9%	0,72	28,8%	0,477
Média - No Price Cap (cost plus & revenue cap)		34	66,2%	0,42	26,3%	0,303

Dessa forma, o diferencial dos betas do regime *price cap* e do regime “*no price cap*” (ou seja, o agregado *cost plus + revenue cap*) resulta em 0,174, ou seja, a diferença entre 0,477 e 0,303.

Assim, para o cálculo do WACC do segmento de distribuição, este diferencial deve ser agregado ao beta proposto na CP 26/2019 e o resultado multiplicado pelo prêmio de risco de mercado (PRM).

Destaca-se que a inclusão das empresas de distribuição brasileiras no cálculo do Δr_D agrega informação sobre o prêmio de risco associado ao regime regulatório do



ABRADEE

segmento de distribuição. Nesse caso, o problema da autorreferenciação apontado pela ANEEL na Nota Técnica nº 37/2019-SRM/ANEEL não se aplicaria, visto que o impacto desse sinal seria marginal e teria como objetivo capturar o impacto do risco específico do regime regulatório exatamente por meio da referida autorreferência.

Sobre a representatividade amostral, a utilização de uma amostra de 54 empresas (8 *cost-plus*, 26 *revenue-cap* e 20 *price-cap*) de 10 países distintos supera a amostra de 15 empresas utilizada pela própria Agência para cálculo do beta americano, assim como outras utilizadas em diversos países. O critério de seleção utilizado apresenta alto rigor técnico e atende ao objetivo pretendido. Dessa forma, entende-se que a amostra é representativa, seja por sua magnitude, seja pelo critério de seleção e, ainda, por tratar-se de métrica marginal, dispensa-se amplas discussões com detalhado estudo internacional para seleção da amostra. Inclusive, por contemplar uma diversidade de empresas e países, o parâmetro ora proposto, obtido a partir da média dos betas dos regimes regulatórios, tende a ser mais estável, podendo ser dispensadas atualizações em um curto e médio prazo.

Por fim, deve-se registrar que a referida metodologia, focada na diferenciação dos regimes de regulação, pode ser considerada conservadora, pois não internaliza outras dimensões de riscos vivenciadas pela atividade de distribuição que não alcançam as outras sob regulação econômica da Aneel, tais como: os riscos financeiros ocasionados pelas variações da compra de energia, gestão de inadimplência de clientela de varejo, bem como de combate às perdas não técnicas. Há também uma dimensão latente de risco que, lamentavelmente, volta a recrudescer: a da ingerência política. É fruto de um voluntarismo legislativo ao arrepio dos dispositivos constitucionais de que os serviços públicos de eletricidade são privativos da União e podem ser prestados sob concessão. Como as distribuidoras são aquelas que lidam diretamente com a população, são alvos de diversas leis estaduais e municipais – conhecidas como “leis invasoras” - que normalmente impõem obrigações desproporcionais e descabidas. Isso esmorece a estabilidade institucional, drena recursos para a judicialização e, conseqüentemente, aumenta a percepção de risco da atividade de distribuição.

2.2 – Contribuições nos parâmetros selecionados comuns aos segmentos sob regulação

2.2.1 – Frequência de dados para estimação do Beta

Na ocasião da AP nº 09/2019, a área técnica da Agência recomendava o cálculo do β a partir de dados diários dos retornos das empresas e do mercado, que resultava em 0,4517. Entretanto, a CP nº 26/2019 adotou a frequência semanal.



ABRADEE

A mencionada alteração não foi adequadamente motivada, alegando-se somente o critério de oportunidade e de aderência com prática mais comum no mercado. Em nossa opinião a fundamentação não é clara, mas seu efeito reduziu drasticamente o tamanho amostral que, por sua vez, implicou na redução do β em 17,9%, ilustrando a baixa robustez da amostra de cinco anos adotada pela ANEEL.

Nesse sentido, em coerência com a busca de um conjunto amostral mais representativo e de resultados mais previsíveis e críveis, sugere-se a manutenção da série de amostra diárias.

2.2.2 – Janela de Análise para o Beta

Os valores dos parâmetros de cálculo do WACC são estimados a partir da observação de valores históricos e utilizando-se, como regra geral, a média como medida de tendência central.

A definição da janela de análise deve considerar o *trade-off* entre a atualidade dos valores aos parâmetros conjunturais da economia, de um lado, e a estabilidade (aderência maior aos aspectos estruturais da atividade econômica) e previsibilidade, de outro.

Nesse contexto, a ANEEL, por meio da CP nº 26/2019, propõe a padronização da janela de análise em dez anos. De acordo com o regulador, esta janela não seria longa o bastante para perpetuar um ambiente macroeconômico demasiadamente distante e diferente dos dias atuais, nem tão curta, a ponto de agregar risco conjuntural à remuneração do capital próprio. As exceções foram os parâmetros r_m e β , que seriam estimados a partir das observações de todo o histórico disponível (noventa anos) e de apenas cinco anos, respectivamente.

Em relação à ampliação das janelas do β , a ANEEL sustenta que as empresas do setor elétrico do mercado norte americano (adotado como referência) comumente atuam nas atividades de geração, transmissão e distribuição, além de prestarem outros serviços. Assim, para assegurar a coerência da análise, a ANEEL considera no cálculo do β somente as empresas com 50% ou mais de seus ativos dedicados às atividades de distribuição e transmissão. Sendo assim, a ampliação da janela de análise do β reduziria o número de empresas da amostra, diminuindo a robustez do resultado.

Por outro lado, o β é calculado em função do r_m . Assim, a utilização de janelas de análise muito distintas para os dois parâmetros reduz substancialmente a coerência do resultado, visto que o β estaria medindo o risco sistemático de empresas e mercado de uma série totalmente diferente daquela que estaria sendo aplicada. Por isso, a série histórica do β não deveria ficar restrita aos 5 anos, somente.

O problema do tamanho da amostra de empresas, por sua vez, pode ser resolvido pela adoção de todas as empresas do *Edison Electric Institute* com ativos em transmissão ou distribuição em seu cálculo. Neste caso, o β do setor seria igual a média dos β das empresas ponderado pela razão dos ativos de distribuição e de transmissão de cada empresa pelos ativos total.



ABRADEE

Pelo exposto, caso a ANEEL considere a conveniência e oportunidade de utilizar séries que equilibrem aspectos conjunturais e estruturais em todos os parâmetros, recomenda-se ampliar o período de observação do β objetivando reduzir o hiato temporal em relação ao r_m .

2.2.3 – Cálculo do Capital de Terceiros

A área técnica da Agência utilizou a média das debêntures emitidas por todas as distribuidoras (143 observações), obtendo 7,08% entre 2009 a 2018. Contudo, há empresas que realizaram uma única emissão no período, enquanto outras realizaram mais do que 15 emissões⁵. Dessa forma, a média sofre efeito de proporcionalidade, destoando do protocolo normalmente utilizado pela Aneel que, por sua vez, é considerado adequado aos objetivos da regulação por incentivos. Assim, sugerimos que a média do período seja calculada por empresa para fins de estimação do capital de terceiros.

2.3 – Aplicação da Taxa de Remuneração aos Investimentos (“Remuneração Blindada”)

Na ocasião da Audiência Pública n. 23/ 2014, a Abradee apresentou a seguinte contribuição pertinente ao tema:

Um dos principais pontos de preocupação em relação à metodologia de revisão tarifária diz respeito aos aspectos atinentes à definição da base de remuneração, pois a adequada prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica exige ambiente propício para que as distribuidoras realizem os investimentos necessários.

Nesse sentido, verificam-se alguns pontos da metodologia proposta que provocam incertezas a esse ambiente, incertezas essas que se caracterizam em virtude de as distribuidoras realizarem seus investimentos sem saber, ex-ante, a forma de apuração da base de remuneração e os critérios de cálculo do custo de capital.

Os agentes econômicos que atuam nos segmentos de geração e de transmissão, quando da assinatura dos contratos de concessão, conseguem projetar a taxa de retorno dos empreendimentos. Ocorre que, no setor de distribuição, embora os investimentos realizados sejam vultosos, não é possível saber o preço a ser praticado ou a taxa de retorno do investimento, tampouco a forma de valoração dos investimentos.

Diante desse cenário, faz-se mister que os sinais econômicos emitidos pela regulação antecedam as ações de gestão das distribuidoras. Tal antecedência, aplicável aos investimentos na atividade de distribuição, contribui para a obtenção de estrutura de incentivos conducente à qualidade dos serviços prestados.

Nesse sentido, tem-se que o WACC, ao menos no que diz respeito ao valor correspondente ao capital próprio, deveria ser blindado para a base incremental, ou seja, os investimentos realizados, quando vigente determinado valor de WACC, continuariam a ser remunerados pelo mesmo valor, ao menos no que diz respeito ao capital próprio, até o final da concessão.

⁵ O mesmo efeito de proporcionalidade é observado no tratamento dado às transmissoras.



ABRADEE

Assim, reduzir-se-ia a assimetria com os segmentos de transmissão e geração, em que os respectivos concessionários sabem, diante dos resultados dos leilões, a remuneração que perceberão ao longo de toda a concessão.

Vale ter presente que, no segmento de distribuição, há distribuidoras que, a cada ciclo, realizam investimentos compatíveis com a construção de grandes empreendimentos hidrelétricos.

Logo, a blindagem do WACC, ao menos no que diz respeito ao capital próprio, para os investimentos incrementais agregaria maior previsibilidade e segurança, essenciais para a atração dos vultosos investimentos necessários diante do quadro atual.

Assim, os investimentos promovidos ao longo de determinado ciclo seriam remunerados até o final da concessão (ou da depreciação, o que ocorrer primeiro), segundo o custo de capital próprio vigente à época da realização desses investimentos.

Como visto, naquela ocasião buscávamos a conciliação de dois objetivos que, em primeira análise, aparentavam-se como concorrentes. Considerando, agora, uma das propostas da área técnica da Agência em aplicar valores anuais de WACC, que objetiva internalizar situações conjunturais da economia, renovamos nossa contribuição de outrora:

Conferir blindagem ao custo de capital próprio de maneira a garantir que os investimentos promovidos ao longo de determinado ciclo sejam remunerados até o final da concessão (ou da depreciação, o que ocorrer primeiro) ao custo de oportunidade da sua realização, em alternativa ao critério atual de que o novo valor da taxa de remuneração incide sobre toda a Base de Remuneração Regulatória Líquida.

Algebricamente, temos como proposta inicial para análise da área técnica da Agência, a seguinte formulação:

$$RB_n = \sum_{i=1}^n \{BRR_i * [k_i * CP_i + (1 - k_i) * CT_n]\} \quad (3)$$

Onde:

RB_n – Remuneração Blindada no ano n da revisão tarifária em processamento;

BRR_i – Base de Remuneração Incremental homologada no ano i e atualizada até o ano n , considerando a depreciação e as baixas de ativos ocorridas no intermédio⁶;

k_i – Participação do capital próprio na estrutura do WACC do ano i ;

CP_i – Custo de Capital Próprio antes dos impostos considerado no WACC do ano i ;

CT_n – Custo de Capital de Terceiro considerado do ano n da revisão tarifária em processamento.

2.4 – Resumo das Contribuições Específicas

- (i) Aplicar o método de risco do regime regulatório para mensurar adequadamente o risco da atividade de distribuição;

⁶ Nota-se que o ano “1” seria a referência da Base de Remuneração Regulatória homologada no primeiro processo revisional ordinário da respectiva distribuidora. Ou seja, a BRR_i do ano 1 é a primeira Base “Blindada”.



ABRADEE

- (ii) Retornar ao uso da série diária para estimar o beta;
- (iii) Ampliar o período de observação do β objetivando reduzir o inconsistente hiato temporal em relação a série do r_m ;
- (iv) Calcular o custo médio das debêntures pelos valores médios por distribuidora; e
- (v) Reconhecer o conceito de “remuneração blindada” e, dessa forma, utilizar o custo do capital próprio do momento do investimento como forma de conciliar sinais econômicos estruturais para recuperação de investimentos e conjunturais para novos investimentos nos processos revisionais das tarifas.