

GUILHERME OETTINGER GARBI

**CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL REGULATÓRIO NO SETOR DE
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: ESTUDO DA METODOLOGIA DA
ANEEL**

São Paulo

2018

GUILHERME OETTINGER GARBI

**CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL REGULATÓRIO NO SETOR DE
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: ESTUDO DA METODOLOGIA DA
ANEEL**

Trabalho de Formatura apresentado à
Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo para obtenção do
diploma de Engenheiro de Produção

São Paulo

2018

GUILHERME OETTINGER GARBI

**CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL REGULATÓRIO NO SETOR DE
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: ESTUDO DA METODOLOGIA DA
ANEEL**

Trabalho de Formatura apresentado à
Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo para obtenção do
diploma de Engenheiro de Produção

Orientador:

Prof. Dr. Reinaldo Pacheco da Costa

São Paulo

2018

Dedico este trabalho aos meus pais

AGRADECIMENTOS

Aos meus Professores, em especial ao Prof. Dr. Reinaldo Pacheco da Costa, e aos Funcionários da Poli, por todos seus esforços em ajudar os alunos.

Ao Governo e a todos os contribuintes por possibilitar minha graduação na Poli, bem como meu período em intercâmbio na Alemanha.

A Cris, ao Osni e a todos integrantes da família CAEP.

Aos amigos do G20, pelo suporte que me dão desde os tempos do colégio.

Aos meus padrinhos, Jojo e Alice, pelo apoio incondicional.

Aos meus irmãos, Fernando e Eduardo, que sempre foram meus maiores exemplos.

À minha namorada Lais, pela força.

O autor foi Bolsista da CAPES – Proc. N°88888.033953/2013-00.

RESUMO

Este trabalho estuda a metodologia da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para a definição da receita máxima para os leilões do setor de transmissão elétrica, descrita nos atuais Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), e avalia sua consonância com a teoria econômica. O setor de transmissão elétrica é um serviço básico de infraestrutura que opera através de redes fixas e caracteriza-se por elevada alavancagem operacional. O setor é regulado no Brasil pela ANEEL com o objetivo de equilibrar os custos para a sociedade e o retorno aos empreendedores. A regulamentação busca dar características competitivas a um segmento de negócio naturalmente monopolista. Desde a privatização do setor na década de 90, o modelo adotado na concessão do serviço de transmissão no Brasil utiliza leilões orientados por teto de receita. Isto exige que a receita máxima definida para cada lote do leilão seja coerente com os investimentos necessários. A ANEEL regulamenta a receita máxima através do Modelo de Apreçamento de Ativos de Capital com a estimativa do Custo Médio Ponderado de Capital do empreendedor, definindo assim sua rentabilidade esperada. A regulamentação está há 20 anos sob discussão e já foi alvo de sucessivas revisões. Embora a escolha da metodologia pareça apropriada, identificaram-se elementos incoerentes dentro do atual modelo da ANEEL, o que supostamente poderia demandar ajustes na próxima revisão do PRORET. A principal crítica é a mistura indevida de dados nacionais e internacionais na formação do custo de capital próprio.

Palavras-chave: Custo Médio Ponderado de Capital Regulatório; Transmissão Elétrica; PRORET.

ABSTRACT

This paper studies the methodology of the National Electric Energy Agency (ANEEL) for the definition of the maximum revenue for the auctions of the electric transmission sector, as described in ANEEL's Regulatory Procedures of Tariffs (PRORET) and evaluates if the current methodology is in line with economic theory. Electric power transmission is a basic infrastructure service that operates through fixed networks and is known by high operating leverage. The sector is regulated in Brazil by ANEEL, who aims at balancing costs to society and return to project sponsors. The regulation seeks to give competitive characteristics to a naturally monopolistic business. Since the privatization of the sector in the 1990s, the concession model adopted for the power transmission service in Brazil uses revenues-capped auctions. This requires the maximum allowed revenue for each lot of the auction to be consistent with the required investments. ANEEL regulates the maximum revenue by means of Capital Asset Pricing Model, estimating a Weighted Average Cost of Capital to the sponsors, and therefore defining project's estimated profitability. The regulation has been under discussion for 20 years and has continuously been revised by amendments. Although the methodology selection seems to be appropriate, inconsistent elements within the current model have been identified, which could supposedly require adjustments during the next PRORET review. The main criticism is the undue combination of national and international data in the formation of the cost of equity.

Keywords: Regulatory WACC; Electric Power Transmission; PRORET.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Segmentação por Fonte da Matriz Energética Brasileira em 2017.....	31
Figura 2 - Mapa das Linhas de Transmissão do Brasil.....	33
Figura 3 - Total de Lotes por Leilão: Arrematados vs. Vazios	37
Figura 4 - Porcentagem dos Lotes Arrematados	38
Figura 5 - Impacto da RAP sobre os agentes ofertantes.....	40
Figura 6 - Submercados de Energia no Brasil	42
Figura 7 - Gráfico do Retorno Esperado de um Investimento de Baixo Risco	53
Figura 8 - Gráfico do Retorno Esperado de um Investimento de Alto Risco.....	54
Figura 9 - Desdobramento do Risco	54
Figura 10 - Exemplo de Fluxo de Caixa para um projeto hipotético	71
Figura 11 - Análise de Sensibilidade da RAP de um projeto hipotético	72
Figura 12 - Resumo da Estrutura do CMPC no PRORET SM 9.8 (v1.1.).....	72
Figura 13 - Origem dos Dados de Cada Componente do CMPC no PRORET 9.8 atual.....	80

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Resumo dos Motivos de Desinteresse nos Leilões de Transmissão.....	39
Quadro 2 - Hipóteses Assumidas para um Mercado Eficiente	51
Quadro 3 - Entradas na primeira parte da metodologia atual	69

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação

AP – Audiência Pública

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CMPC – Custo Médio Ponderado de Capital

CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

EMBI+ – *Emerging Markets Bond Index Plus*

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

IAB – Instituto Acende Brasil

IRPJ – Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica

MAAC – Modelo de Apreçamento de Ativos de Capital

NESC - *National Electrical Safety Code*

NT – Nota Técnica

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PLD – Preço de Liquidação de Diferença

PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária

SIN – Sistema Interligado Nacional

TAA – Teoria do Apreçamento por Arbitragem

TCU – Tribunal de Contas da União

USCPI – *United States Consumer Price Index*

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação I – Valor Presente Total (VPT).....	47
Equação II – Valor da Empresa (VE).....	48
Equação III – Valor Esperado (E)	52
Equação IV – Desvio Padrão.....	52
Equação V – Coeficiente Beta.....	56
Equação VI – Custo de Capital Próprio.....	56
Equação VII – Covariância.....	58
Equação VIII – Coeficiente de Correlação.....	58
Equação IX – Coeficiente Linear	59
Equação X – Coeficiente Angular	59
Equação XI – Coeficiente Beta	60
Equação XII – Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC).....	63
Equação XIII – Custo de Capital Próprio no PRORET 9.8 (ANEEL, 2016).....	73
Equação XIV – Prêmio de Risco de Negócio no PRORET 9.8 (ANEEL, 2016)	74
Equação XV – Beta Alavancado no PRORET 9.8 (ANEEL, 2016)	75
Equação XVI – CMPC no PRORET 9.8 (ANEEL, 2016)	77
Equação XVII – CMPC em termos reais.....	78

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Motivação	23
1.2	Objetivo e Método.....	24
1.3	Estrutura do Trabalho	25
2	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	27
2.1	Monopólio Natural.....	27
2.2	Legislação	27
2.3	Entidades Governamentais	29
2.4	Segmentação G-T-D-C	30
2.4.1	Geração.....	30
2.4.2	Transmissão	32
2.4.3	Distribuição	41
2.4.4	Comercialização.....	42
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	45
3.1	Custo de Oportunidade	45
3.2	Risco e Retorno	45
3.3	Avaliação de Investimentos.....	46
3.3.1	Avaliação pelo método do Fluxo de Caixa Descontado.....	47
3.3.2	Avaliação Relativa	48
3.3.3	Avaliação por Direitos Contingentes	49
3.4	Incerteza	49
3.4.1	Mercado Eficiente.....	50
3.4.2	O Risco como Medida de Retorno.....	51
3.5	Modelo de Apreçamento de Ativos de Capital.....	55
3.6	Parâmetro Beta	57

3.6.1	Covariância.....	58
3.6.2	Coeficiente de Correlação	58
3.6.3	Regressão Linear	59
3.6.4	Definição	59
3.7	Teoria de Apreçamento por Arbitragem	60
3.8	Custo de Capital de Terceiros	61
3.9	Custo Médio Ponderado de Capital.....	62
4	METODOLOGIA DE CÁLCULO DA ANEEL.....	65
4.1	Regulamentação.....	65
4.2	Audiências Públicas.....	68
4.3	PRORET – Submódulo 9.8 – Segunda Versão (v1.1.) – Metodologia Atual.....	69
4.3.1	Capital Próprio.....	73
4.3.2	Capital de Terceiros.....	76
4.3.3	Estrutura de Capital	76
4.3.4	Custo Médio Ponderado de Capital	77
4.4	Críticas	78
4.4.1	Mistura Indevida de Parâmetros Domésticos e Internacionais	79
4.4.2	Custo de Debêntures com Limites do BNDES.....	80
4.4.3	Outras.....	81
5	CONCLUSÕES.....	83
6	BIBLIOGRAFIA	85
7	APÊNDICE A - Quadro-Resumo das Principais Audiências Públicas	91

1 INTRODUÇÃO

Dentre todas as formas de energia dominadas pelo Homem, a mais relevante delas é a **energia elétrica**. Embora recente perante a história da humanidade, a utilização da energia elétrica – advinda dos legados de *inter alia* Benjamin Franklin, Thomas Edison, Michael Faraday e Nikola Tesla – simboliza o máximo poder em termos de eficiência, praticidade e versatilidade. Com o domínio da eletricidade, o Homem tornou-se mestre não apenas da luz, do calor e da força – tríade natural da sobrevivência e perpetuação humana – como também da tecnologia, do desenvolvimento e da telecomunicação.

A energia elétrica abrange as formas de viver, de fazer negócios, de aprender, de produzir, de comunicar, de ter lazer e até de manter a vida ou de reproduzir a mesma. Com a eletricidade, o Homem atingiu um novo patamar de eficiência e capacidade, podendo transportar matéria, transmitir informação, regular temperaturas, modificar formas, comunicar à distância, entre outras atividades intrinsecamente conectadas à evolução da humanidade e hoje possíveis graças ao advento da eletricidade.

Assim, é até mesmo possível mensurar o desenvolvimento das sociedades atuais observando os níveis de energia elétrica consumidos nas comunidades. As economias, em termos de Produto Interno Bruto, estão plenamente correlacionadas ao consumo de energia elétrica.

Prover energia elétrica à sociedade é, portanto, fundamental para o desenvolvimento econômico. Tal provimento é feito, de maneira geral em todos os países, por uma cadeia que envolve os seguintes grupos de agentes:

1. Geração
2. Transmissão
3. Distribuição
4. Comercialização
5. Consumo

Na ponta inicial, há os geradores, que podem ser diferentes empreendimentos, como por exemplo usinas hidrelétricas, térmicas, solares, eólicas, nucleares, de marés, entre outras. São locais que recebem energia em forma cinética, química, solar ou outra forma diferente e a transformam em energia elétrica.

Cada gerador tem necessidades específicas e, na maior parte das vezes, tais necessidades estão ligadas à **localização**. Tomando os tipos de usinas citadas acima, observa-se que usinas térmicas demandam um suprimento constante de combustíveis; usinas hidrelétricas demandam localização estratégica próxima a corredores fluviais; usinas eólicas demandam perfis de vento favoráveis em suas regiões; usinas solares demandam insolação perene e usinas de marés demandam, além da localização ao mar, alta atividade das águas. Assim, estes geradores são estabelecidos em localidades que atendem suas necessidades.

No outro extremo, na ponta final da cadeia, existem os consumidores, que se apresentam mais pulverizados do que os integrantes da ponta inicial (geradores). Basicamente, os consumidores podem ser indivíduos, empreendimentos, indústrias, máquinas, prédios, casas, construções, aparatos elétricos, eletrônicos, veículos, entre outros. Todos estes encontram-se vastamente distribuídos pelo território dos países, com certos polos de concentração na forma de cidades ou indústrias, mas apenas em alguns casos, próximos às fontes geradoras.

Assim, o fato de haver considerável distância entre a ponta geradora e a ponta consumidora é padrão. O elo conector das duas pontas é o transporte da energia, chamado de transmissão elétrica e facilmente identificável por seus típicos fios e cabos transmissores. A tecnologia para transmissão elétrica sem fios, isto é, sem contato físico entre ponta geradora e ponta consumidora ainda é restrita a cargas ínfimas, suficientes para carregar a bateria de um celular com um carregador de indução magnética, por exemplo. Em nível de utilidade pública, o transporte de energia requer fios metálicos, tipicamente feitos de alumínio ou cobre, complementados com fios de aço e envoltos ou não por um material isolante como a borracha.

O transporte de energia é dividido em duas partes: a transmissão e a distribuição. Em suma, ambas partes realizam o transporte de energia, mas – de maneira mais precisa – a transmissão se encarrega de um transporte mais distante, mais concentrado e com menos participantes envolvidos, enquanto a distribuição se encarrega de um transporte menos distante, mais pulverizado e com mais participantes envolvidos. Fazendo uma abstração, a transmissão é o caule e os troncos de uma árvore, enquanto a distribuição são os diversos galhos, ramos e até os capilares das folhas. Tipicamente, a transmissão utiliza, por motivos de ganho de eficiência, linhas com voltagem maior (no Brasil, acima ou igual a 230kV) e a distribuição utiliza linhas com voltagem menor (no Brasil, abaixo de 230kV).

Existe ainda uma terceira parte do transporte, atualmente em desenvolvimento, que é o estoque de energia por meio de baterias. Neste formato, o transporte da energia não é feito apenas no

espaço, mas também – e principalmente – no tempo. Assim, a energia produzida em um local, em um momento, poderá ser consumida em outro local e *em outro momento*, mas este tema não faz parte do objetivo deste trabalho.

1.1 Motivação

Haja visto que a energia elétrica constitui um recurso intrinsecamente necessário à evolução dos países, é importante entender os desafios e problemas do setor elétrico. Tal entendimento se torna a base para manutenção e melhoria do sistema no futuro.

De acordo com o Instituto Acende Brasil – IAB (2015), um sistema elétrico de um país pode ser considerado sustentavelmente forte quando possuir quatro aspectos-chave:

1. Sua operação apresenta níveis altos de confiabilidade e estabilidade;
2. Seus agentes que gozam de alguma posição privilegiada são impedidos de agir em benefício próprio;
3. Seus retornos são atraentes perante o nível de risco que suas atividades possuem;
4. Sua regulação garante o melhor para a população, principalmente em termos de custos.

Os segmentos de transmissão e distribuição do setor elétrico podem apresentar uma estrutura de custos de produção que é mais barata para a sociedade quando operada por uma empresa única. Esta estrutura de mercado é definida pela economia como um monopólio natural.

Afim de evitar os potenciais abusos oriundos de um monopólio no setor de transmissão elétrica, o Brasil, assim como diversos outros países, adota um modelo onde o serviço é outorgado à iniciativa privada e regulado tanto tecnicamente quanto economicamente pelo Estado. Trata-se de um modelo que busca ser artificialmente competitivo pelo regime do agente regulador. Este tem o objetivo de promover os aspectos-chave supracitados e ainda garantir retornos considerados justos aos empreendedores, compatíveis com a qualidade do produto e serviço fornecidos aos consumidores.

A partir de monitoramento, legislação e fiscalização, um agente regulador pode otimizar a atividade do setor de transmissão elétrica. Com efeito, o Brasil atua neste sentido através da agência reguladora nacional ANEEL – Agência Nacional de Energia elétrica.

O trabalho da ANEEL constitui uma importante função social que consiste em proporcionar condições favoráveis ao setor elétrico, para que o mesmo possa se desenvolver em equilíbrio (através da manutenção de sua atratividade financeira), observando o princípio da modicidade tarifária. Modicidade tarifária é um conceito importante que caracteriza uma tarifa módica, isto é, uma tarifa modesta, justa, de dimensões reduzidas. Na prática, o conceito se traduz no menor preço possível cobrado do usuário por um serviço público. O preço, entretanto, deve respeitar o equilíbrio econômico-financeiro do empreendedor ou prestador do serviço.

O presente trabalho está intimamente ligado ao termo retorno justo ao empreendedor. Adota-se aqui a premissa de que a justiça se reflete em um equilíbrio entre o retorno financeiro do negócio e a magnitude do risco inerente ao mesmo, atrelada ainda à qualidade do serviço prestado. Desta forma, tanto maior deve ser o retorno, quanto maior forem o risco tomado pelo empreendedor e a qualidade do seu serviço prestado.

Este trabalho estuda a metodologia da ANEEL que serve para o cálculo da definição da remuneração máxima dos concessionários vencedores dos leilões de transmissão elétrica no Brasil. Mais especificamente, o autor percorre historicamente os principais eventos da definição da metodologia (sintetizados no APÊNDICE A - Quadro-Resumo das Principais Audiências Públicas e examina mais profundamente a metodologia atual utilizadas pela ANEEL no cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital regulatório para o setor de transmissão elétrica. A metodologia é alvo de discussão há 20 anos por meio de audiências públicas e notas técnicas, sendo definida atualmente pelo submódulo 9.8 do Programa de Regulação Tarifária (PRORET), vigente desde de 20/12/2016.

O problema objeto de pesquisa é “a metodologia da ANEEL para cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital regulatório no setor de transmissão é realista e pode ser considerada justa para os próximos leilões?”.

1.2 Objetivo e Método

O objetivo deste trabalho é contribuir para a melhoria da metodologia atual da ANEEL para o cálculo do custo médio ponderado de capital, através da verificação de sua consonância com a teoria econômica e com as práticas do mercado brasileiro.

O método de pesquisa foi de estudo da regulamentação histórica por meio de documentação publicada no sítio eletrônico da ANEEL. O autor analisou audiências públicas, notas técnicas, resoluções normativas, procedimentos tarifários, entre outros documentos disponibilizados pela ANEEL. Também foram considerados, embora de maneira muito menos intensiva do que a análise de documentos, dados oriundos de entrevistas e relatos de agentes envolvidos com financiamento de projetos de linhas de transmissão, principalmente dentro do setor bancário.

1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está dividido em 5 capítulos, os quais são explicados a seguir:

No capítulo 1 – Introdução, são apresentadas as motivações para a realização do presente trabalho, bem como seu objetivo e o método de pesquisa utilizado.

No capítulo 2 – Setor Elétrico Brasileiro, é apresentado um panorama do setor elétrico brasileiro, passando pelos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização. É dado especial enfoque ao segmento de transmissão, sua característica de monopólio natural, os desafios de sua regulação, características do modelo de concessão utilizado e uma visão histórica dos leilões realizados até a data.

No capítulo 3 – Fundamentação Teórica, é apresentada a fundamentação teórica relevante ao estudo da regulamentação do setor de transmissão elétrica. Dentre os conceitos apresentados, destacam-se custo de oportunidade, risco, retorno, método do Fluxo de Caixa Descontado, Modelo de Apreçamento de Ativos de Capital e Custo Médio Ponderado de Capital.

No capítulo 4 – Metodologia de Cálculo da ANEEL, discute-se a metodologia da ANEEL, por meio do estudo da regulamentação histórica com base em documentos públicos como notas técnicas e resoluções normativas. Dentre as 1.198 audiências públicas conduzidas até a data de publicação deste trabalho, foram identificadas 9 delas que contribuíram significativamente para a discussão da regulamentação da receita máxima dos leilões de transmissão elétrica. Os documentos analisados datam de 2000 até 2018 e foram principalmente obtidos do endereço eletrônico da ANEEL. Um quadro-resumo com comentários sobre as nove audiências públicas é apresentado no APÊNDICE A - Quadro-Resumo das Principais Audiências Públicas. O principal documento estudado é a versão vigente do submódulo 9.8 dos Procedimentos de

Regulação Tarifária (PRORET), que define a metodologia atual da ANEEL. Este documento é detalhadamente avaliado neste capítulo.

O capítulo 5 - Conclusões é onde o autor repassa brevemente todo o trabalho, as principais descobertas, sugestões e críticas.

2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor brasileiro de transmissão é uma parte do setor elétrico. Um panorama do mesmo é apresentado a seguir, afim de dar ciência sobre o funcionamento, a estrutura e as principais características deste setor.

2.1 Monopólio Natural

Em um monopólio natural, os custos fixos são tão elevados que o custo médio por unidade produzida se minimiza quando há apenas uma empresa atuante. Ou seja, uma maior quantidade de empresas neste cenário leva a uma produção por empresa menor e a um custo total médio mais elevado (MANKIW, 2008). Diversos setores de utilidade pública, como a transmissão elétrica, configuram-se como um monopólio natural, devido à alta demanda e aos elevados investimentos iniciais. Há um grande potencial para economia de escala nestes casos.

Nos monopólios naturais, há aumento de eficiência econômica quando há apenas uma empresa. Por outro lado, há tamanho poder do monopolista sobre os preços, que a sociedade pode tornar-se vítima de suas aspirações ao lucro. O desafio, portanto, é estabelecer um limite para o lucro do monopolista.

Usualmente, este desafio é abordado pelo governo através do controle dos lucros das empresas monopolistas. Assim, as empresas que operam monopólios naturais costumam ser empresas públicas ou empresas privadas atuando sob regime de concessão ou autorização e respeitando certa regulamentação, como é o caso do setor de transmissão no Brasil.

2.2 Legislação

Na década de 80, houve no Brasil uma forte redução do orçamento do governo para a expansão e a modernização da infraestrutura. O acesso a financiamentos externos estava limitado por restrições financeiras e endividamento. Assim, o setor elétrico brasileiro e o desempenho de seus atores foram severamente abalados.

Durante a década de 90, o problema agravou-se. As companhias estavam altamente endividadas e inaptas a desenvolver processos de expansão e melhorias. A possibilidade de blecautes estava ficando cada vez maior. Assim, apesar da alta oposição de partidos de esquerda, atingiu-se o consenso de que a privatização era a solução. (GASTALDO, 2009)

Com o objetivo de viabilizar a privatização do setor, fez-se necessária a criação de uma regulamentação, na qual optou-se pela separação dos segmentos de geração e de transmissão. A regulamentação do setor é um processo de quase 70 anos de história, nos quais os principais marcos de sua modernização surgem justamente a partir da década de 90, como reflexo da necessidade de privatização.

A Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, também conhecida como a Lei de Concessões de Serviços Públicos, dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, definindo concessões e permissões, bem como estabelecendo que empresas privadas possam fornecer serviços públicos através de licitações.

Cinco meses mais tarde, em 7 de julho de 1995, a edição da Lei 9.074 passa a estabelecer o modelo de privatização do setor elétrico e as normas para a outorga e prorrogações das concessões e autorizações do serviço público. Além disso, também define pela primeira vez o conceito de produtor independente de energia elétrica, estabelece o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e permite que grandes consumidores obtenham energia através de acordos bilaterais com produtores independentes ou de outros concessionários que não fossem da área local de concessão (REGO, 2007).

A Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, além de aprofundar as disciplinas do regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica.

Importa mencionar também a Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, que trata da privatização das empresas elétricas naquela época existentes. Esta lei também transfere à iniciativa privada a competência de futuros investimentos no setor e limita ao Estado o papel de regulador, fiscalizador e poder concedente. (REGO, 2007)

Hoje, o setor elétrico brasileiro é regulamentado pelo Governo por meio de legislação que reúne artigos, leis, decretos, portarias e resoluções de diversas instituições públicas.

2.3 Entidades Governamentais

Existem cinco entidades governamentais que estão diretamente ligadas ao setor elétrico brasileiro. As mesmas são brevemente descritas a seguir.

Ministério de Minas e Energia – MME. O MME é responsável pelo planejamento geral dos temas energéticos, minerais e relacionados ao petróleo. O Ministério foi criado através da Lei 3.782 de 1960, extinto em 1990 através da Lei 8.028 e recriado em 1992 através da Lei 8.422. As competências dele são atualmente estabelecidas na Lei nº 13.502 de 2017, que estabelece “Compete, ainda, ao Ministério de Minas e Energia zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica no País” (BRASIL, Lei nº 13.502 de 01/11/2017, 2017, p.1)

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A ANEEL foi criada em 1996 através da Lei 9.427 e está ligada ao MME. A Agência tem a responsabilidade de regular e supervisionar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia. Seguindo a descrição própria da ANEEL (2018), podem-se ressaltar as competências de realizar leilões de concessões do setor, estabelecer regras para o serviço de energia, estabelecer metodologias de cálculo de tarifas, e fiscalizar o fornecimento do serviço.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. A EPE foi criada em 2004 através da Lei 10.847 e também está ligada ao MME. Ela presta serviço de estudo e pesquisa voltado ao planejamento energético, cobrindo energia elétrica, petróleo, seus derivativos, gás natural, carvão, energias renováveis e programas de eficiência energética.

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. O ONS foi criado em 1998 pela Lei 9.648 de 1998. O ONS é responsável pela coordenação e pelo controle da operação de geração elétrica e do sistema nacional de transmissão, nomeado de Sistema Interligado Nacional – SIN. O ONS trabalha para a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. A CCEE foi criada pela Lei 10.848 de 2004. A CCEE sucedeu o Mercado Atacadista de Energia (MAE), criado em 2000, e é responsável pela contabilização e pela liquidação financeira no mercado de curto prazo de energia. A CCEE calcula e divulga o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), entre outras competências ligadas à comercialização de energia elétrica (CCEE, 2018).

2.4 Segmentação G-T-D-C

Sob o ponto de vista legal, foi a partir do ano de 1995 que houve os maiores avanços no setor elétrico brasileiro, um movimento no sentido de modernizar o setor sob a ótica da doutrina econômica de livre mercado. Além da criação da ANEEL, uma das principais reformas foi a segmentação das atividades de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização. A cadeia produtiva, até então verticalizada, passou a admitir quatro distintos segmentos, promovendo ainda competição nos segmentos de geração e comercialização e introduzindo um mecanismo de **regulação incentivada** nos segmentos de transmissão e distribuição (REGO, 2007). O papel do Estado foi reformulado, reduzindo-se a área de intervenção e influência e aumentando sua responsabilidade regulatória.

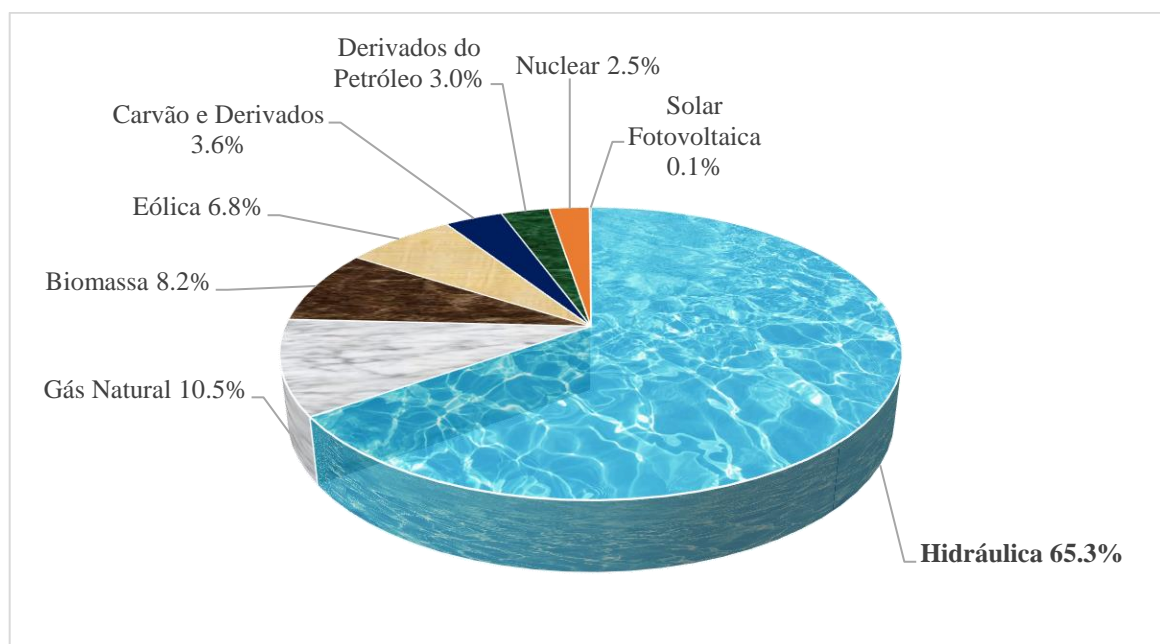
Assim, o crescimento em número de empresas de geração e de comercialização tornou estes segmentos mais competitivos, enquanto os segmentos de transporte de energia (transmissão e distribuição), embora também competitivos, tornaram-se densamente regulamentados.

2.4.1 Geração

O estágio inicial do fluxo da energia elétrica é a **geração**. Diferentes formas de energia são transformadas em energia elétrica. No Brasil, a geração hidrelétrica domina o setor. A transformação energética ocorre com a energia potencial gravitacional das águas dos grandes reservatórios de hidrelétricas tornando-se energia cinética em sua queda, gerando energia elétrica pela movimentação das turbinas.

Em comparação com o resto do mundo, o Brasil está muito acima da média mundial em relação ao uso de fontes renováveis. Segundo dados da EPE, o Brasil teve em 2017 cerca de 80,4% de sua geração elétrica advinda de fontes renováveis, enquanto a média mundial aferida pela Agência Internacional de Energia em 2015 foi de apenas 22,8% (IEA, 2015). Esta proeminência se deve principalmente à fonte hidráulica, que no Brasil correspondeu por 65% da geração energética em 2017 (EPE, 2018). A Figura 1 apresenta a segmentação por fonte da matriz energética brasileira.

Figura 1 - Segmentação por Fonte da Matriz Energética Brasileira em 2017



Fonte: EPE (2018).

No Brasil, a energia gerada é, majoritariamente, oriunda de usinas hidrelétricas de grande porte. Porém, o consumo de energia ocorre concomitantemente à geração e isto requer que haja planejamento entre a produção e o consumo. Como as grandes hidrelétricas têm restrições de tempo para ajustamento da geração, as usinas térmicas (gás natural, biomassa, carvão vapor, nuclear e derivados do petróleo) desempenham papel fundamental. Estas complementam a geração em períodos de estiagem, em horários de pico ou em outras situações de descompasso entre consumo real e consumo projetado. A geração e a carga (consumo) devem ocorrer ao mesmo tempo.

No final de 2017, o Brasil tinha 157,1 GW de capacidade instalada, dos quais 98,9 GW ou 63% corresponde à geração hidráulica, distribuídas nas 12 bacias hidrográficas brasileiras. A maior parte das hidrelétricas possui grandes reservatórios, capazes de regular a geração devido à variabilidade pluvial durante anos. Além da geração hidrelétrica, o país conta com 41,3 GW de capacidade instalada na geração térmica e 10,1 GW de capacidade instalada na geração renovável, com usinas do tipo eólica, solar ou de marés.

2.4.2 Transmissão

Devido à característica do setor elétrico brasileiro de ser altamente orientado à fonte hidrelétrica, diferentes bacias hidrográficas estão envolvidas simultaneamente na geração. As bacias momentaneamente com mais água são demandadas de gerar energia adicional para compensar, em termos produtivos, as bacias momentaneamente com menos água. Este tipo de operação é eficiente em termos de custos e confiabilidade do suprimento, mas requer tanto um administrador central controlador da operação, quanto um sistema de transmissão robusto, capaz de transferir enormes blocos de energia entre as regiões do país, por distâncias que normalmente excedem 1.000 km (BARROSO, et al, 2004). Na Figura 2, é apresentado o mapa do sistema brasileiro de transmissão divulgado através do sistema WebMap da EPE. (EPE, 2018)

Figura 2 - Mapa das Linhas de Transmissão do Brasil



Fonte: EPE (2018). Modificado pelo autor.

Pode-se perceber que o Brasil é eletricamente integrado, com maior potencial de expansão na região norte. O país possui atualmente em torno de 143 mil quilômetros de linhas de transmissão e conta com o ONS no monitoramento ininterrupto da geração e do consumo (ONS, 2018).

2.4.2.1 Fundamentos

Apesar de o transporte de energia sem contato físico ser uma realidade para pequenos aparatos eletrônicos, como celulares ou relógios inteligentes, em escala de utilidade pública este tipo de transporte não existe. Assim, é comum na vida cotidiana avistar longos cabos de transmissão suspensos no ar por estruturas metálicas ou em alguns casos de madeira. Estes cabos fazem contato físico direto para transferir a energia dos polos geradores até os consumidores.

Um acontecimento decorrente da transmissão elétrica é o aquecimento dos cabos de transmissão, chamado de Efeito Joule, e é uma das formas de perda elétrica do sistema. Para reduzir esta perda, que cresce exponencialmente com a corrente transmitida, busca-se utilizar baixas correntes na transmissão de longas distâncias. Assim, procede-se à redução da corrente através da elevação da voltagem.

No Brasil, as linhas de transmissão são classificadas de acordo com o nível de tensão (voltagem) de sua operação, medido em kV (kilo-Volt). A tensão de fornecimento superior a 230kV enquadra-se no sistema de transmissão interligado, ou Sistema Interligado Nacional (SIN), recebendo também a denominação de Rede Básica. As instalações de tensão inferior a 230kV que ainda assim são operadas por empresas de transmissão são chamadas de Demais Instalações de Transmissão (DIT).

Além das linhas, a rede básica é composta também pelas subestações, que são pontos de conexão do circuito e dos equipamentos necessários para elevar ou rebaixar a tensão das linhas. As subestações conectadas aos geradores elevam a tensão, enquanto as subestações conectadas à rede de distribuição rebaixam a tensão, reduzindo assim consideravelmente as perdas elétricas devido ao transporte de energia com voltagem maior. Tanto a elevação quanto o rebaixamento da tensão são realizados nas subestações por equipamentos chamados de transformadores. Além destes, as subestações têm também equipamentos de seccionamento, como chaves, que servem para manobras de manutenção e/ou situações de contingência, e equipamentos de medição e proteção do sistema, como os disjuntores, os medidores de tensão, os medidores de corrente e os para-raios.

2.4.2.2 Concessões e Remuneração

No sistema elétrico brasileiro, existem diferentes agentes comercializando energia com diferentes fornecedores, de modo totalmente independente a suas localizações físicas. É mister garantir o acesso e o uso das redes elétricas indistintamente para viabilizar o transporte da energia e garantir o exercício da competição. Não obstante, o acesso e o uso da rede elétrica são um direito de todo usuário interessado, desde que implementado de forma planejada e mediante o pagamento dos encargos correspondentes.

A prestação do serviço público de transmissão ocorre exclusivamente mediante um ato autorizativo do poder concedente que concede a determinada empresa a exploração do serviço de uma determinada instalação. A outorga da concessão de transmissão é sempre precedida de um leilão. Isto confere ao segmento competição de entrada.

Leilões organizados pela ANEEL concedem o direito de exploração do serviço aos proponentes que apresentam oferta de maior deságio sob a Receita Máxima Permitida, que é a remuneração anual máxima que o concessionário vencedor da instalação licitada pode receber. Isto é, ganham as propostas que aceitam operar em troca da menor remuneração – a Receita Anual Permitida (RAP). A RAP corresponde ao pagamento que o concessionário recebe em contrapartida à disponibilização de suas instalações, integrantes da Rede Básica ou das DITs, e prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica. Para o ciclo 2018-2019, que vai de 01/07/2018 a 30/06/2019, as RAPs das transmissoras totalizam um valor de R\$ 24,0 bilhões, conforme estabelecido na Resolução Homologatória nº 2.408 de 26 de junho de 2018 da ANEEL.

Em resumo, para o estabelecimento da RAP são levados em consideração pela ANEEL (i) os investimentos necessários à disponibilização do serviço, (ii) a taxa média de depreciação por tipo de equipamento, (iii) os custos de operação e manutenção, (iv) a estrutura idealizada de capital para o negócio de transmissão, (v) os tributos e encargos relevantes, de acordo com a legislação, e (vi) os custos de capital próprio e de terceiros, obtidos pelos modelos de Apreçamento de Ativos de Capital e de Custo Médio Ponderado de Capital. Os critérios observados pela ANEEL para estabelecimento da RAP serão detalhados no capítulo 4 - METODOLOGIA DE CÁLCULO DA ANEEL.

A partir desses parâmetros e utilizando o método de fluxo de caixa descontado, a ANEEL calcula a série de pagamentos anuais que, no período da concessão, amortiza os investimentos associados. A conta feita pela ANEEL busca tornar a rentabilidade do negócio licitado exatamente igual ao custo de capital próprio, incontestavelmente provando a importância da estimativa do custo de capital.

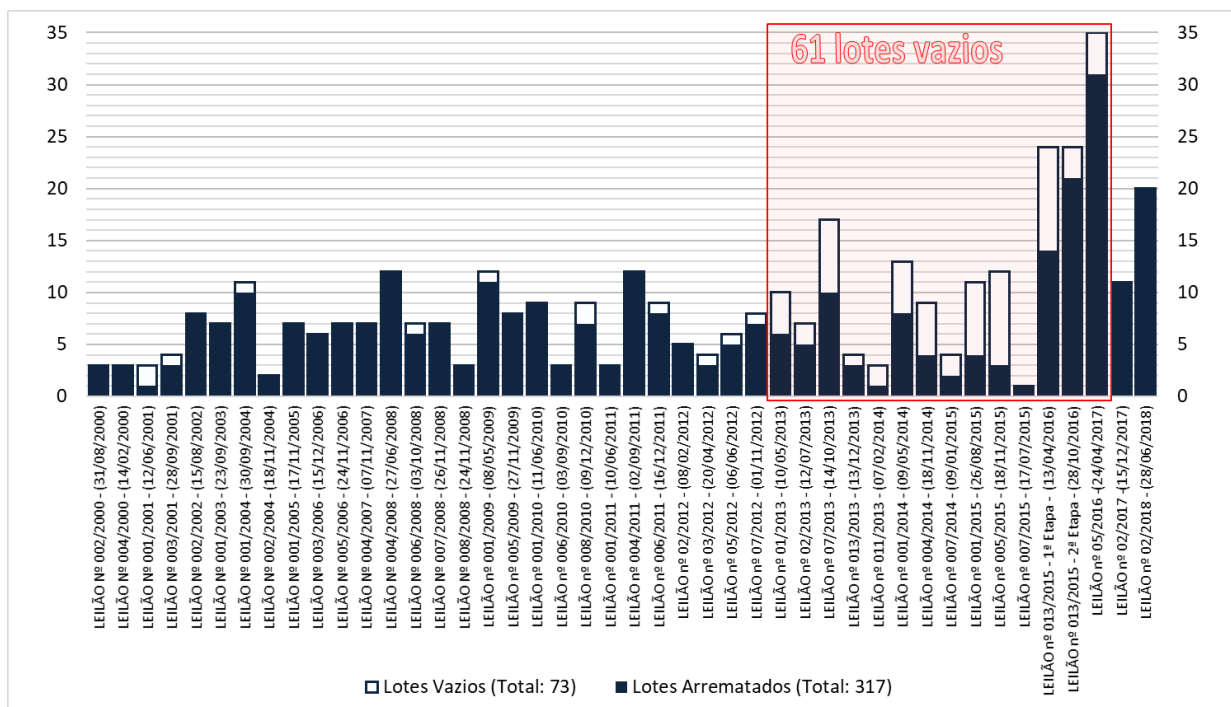
2.4.2.3 Leilões

De acordo com a Constituição Federal do Brasil, o desenvolvimento, o uso e a venda de energia elétrica devem ser realizados, de maneira direta, pelo Governo Federal ou, de maneira indireta, por agentes outorgados a fazê-lo. Os agentes outorgados são agente públicos ou empresas privadas que receberam outorga de concessão, permissão ou autorização.

O processo de outorga para concessões de linhas de transmissão e subestações é função do MME, que delega a função para a ANEEL. A ANEEL tem a missão de preparar, conduzir e regular os leilões, divulgando, por exemplo, o edital, as regras, os contratos, os prazos e as respostas ao público acerca de questionamentos do edital, além de outras atividades inerentes a realização de um leilão.

Nos leilões de 2013 a 2015 (tendo estes últimos ocorridos efetivamente em 2016), houve um acentuado problema de fracasso nos resultados, como evidenciado pela Figura 3, que contrasta a quantidade de lotes ofertados com a quantidade de lotes arrematados por leilão, e pela Figura 4, que apresenta estes valores em termos percentuais.

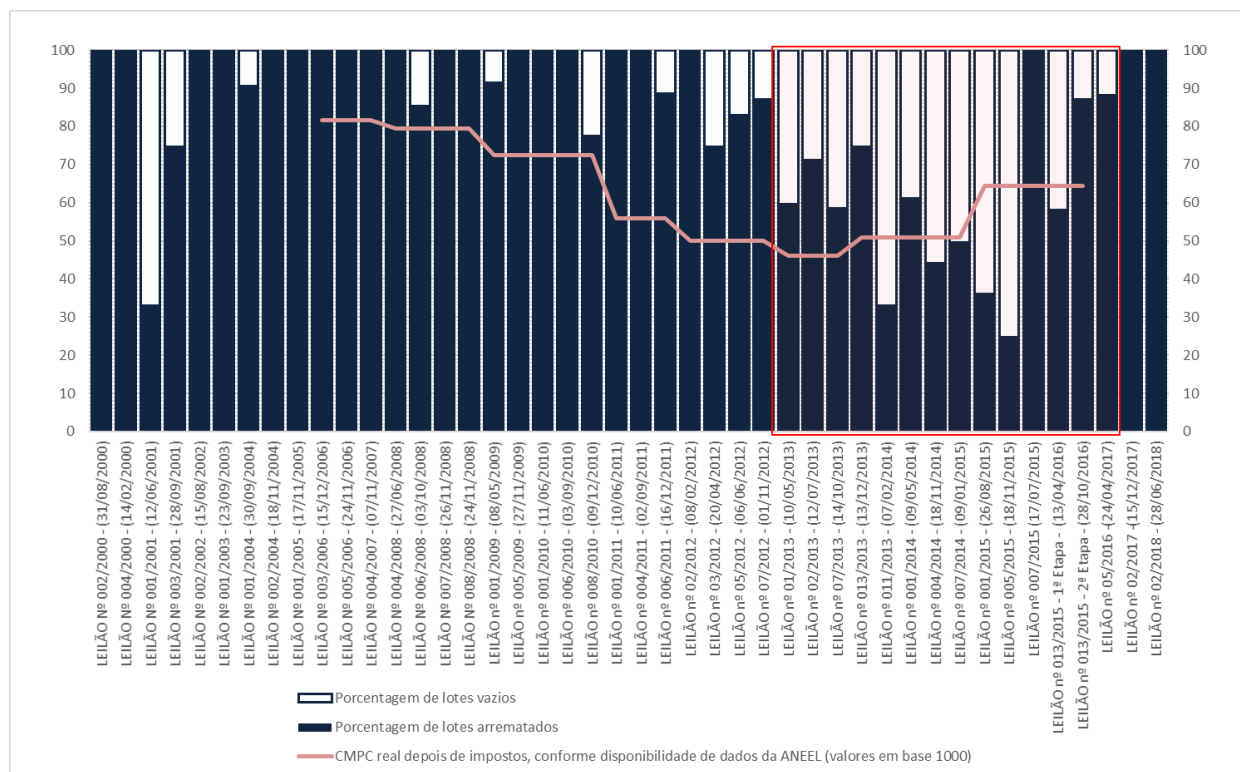
Figura 3 - Total de Lotes por Leilão: Arrematados vs. Vazios



Fonte: ANEEL (2018).

Constata-se que houve 61 lotes vazios nestes leilões – isto é, 61 vezes que não houve sequer uma proposta financeira para um lote. O período marcado em vermelho nas figurasFigura 3 eFigura 4 concentra 84% de todos os lotes vazios da história brasileira do setor de transmissão, que conta com 44 leilões de transmissão até a data de publicação deste trabalho.

Figura 4 - Porcentagem dos Lotes Arrematados



Fonte: ANEEL (2018).

É importante atentar que o CMPC real depois de impostos foi de 8,16% em 2007 para 4,60% em 2013, representando uma redução de 44%. Com efeito tardio, esse declínio afetou negativamente a RAP máxima dos leilões e ocasionou na redução de interesse pelos lotes ofertados, sendo um dos principais motivos para o aumento do número de lotes vazios. A recíproca mostra-se verdadeira, pois a elevação do CMPC posteriormente a 2013 ocasionou, novamente com efeito tardio, uma melhoria na taxa de sucesso dos leilões (menor porcentagem de lotes vazios).

O problema de um lote não receber propostas é o impacto que isso causa no setor como um todo. A preparação de um novo leilão requer tempo, demandando a realização de audiência pública, da redação de um novo edital e ainda havendo prazos mínimos estabelecidos para o recebimento de contribuições, para a divulgação pública do leilão e para a preparação dos agentes. O impacto no setor pode ser de vários meses de atraso (IAB, 2015). Além disso, todo esse preparo tem custos altos para o governo e, principalmente, submete o país à vulnerabilidade de ter sua malha elétrica desenvolvida sem consonância com os modelos de previsão e mapeamento da necessidade de linhas de transmissão.

Dentre os motivos que acarretam a falta de atratividade dos empreendimentos leiloados, ressaltam-se a seguir quatro deles, de caráter regulatório e financeiro. O Quadro 1 resume os quatro principais motivos dissuasivos à submissão de propostas nos leilões de transmissão.

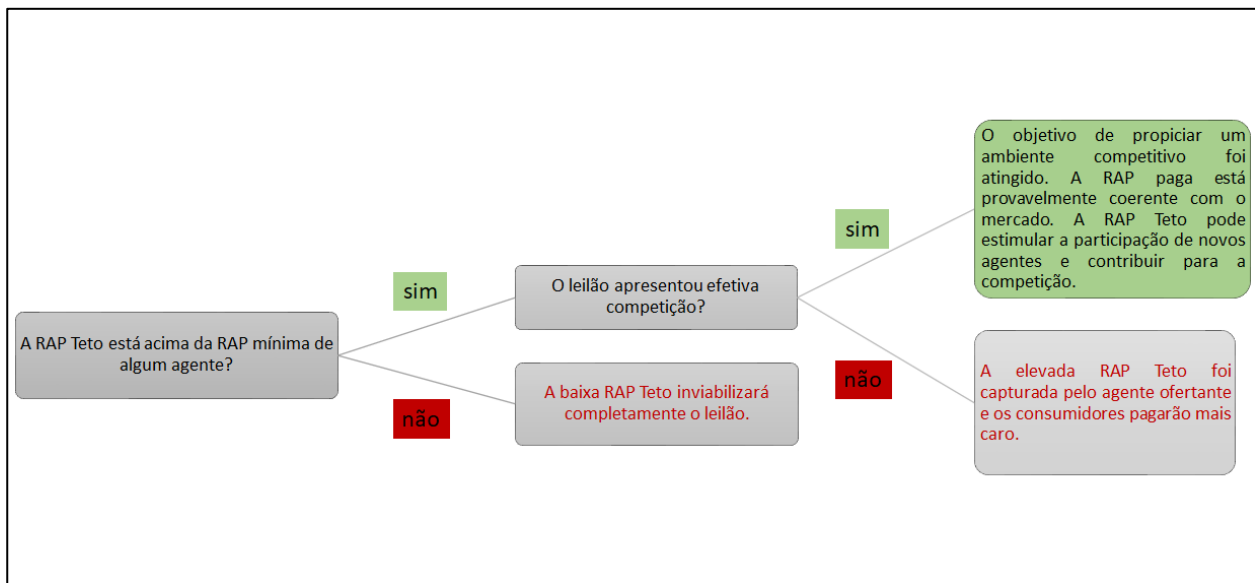
Quadro 1 - Resumo dos Motivos de Desinteresse nos Leilões de Transmissão

Falta de interesse nos empreendimentos licitados		
Motivo	Origem	Impacto
Baixa rentabilidade proporcionada pelo custo de capital regulatório utilizado pela ANEEL para definir a RAP e para dimensionar as revisões tarifárias.	Regulação	Impacto no retorno financeiro do lado das receitas
Altos custos para obtenção das servidões (os direitos de passagem pelas propriedades) onde as linhas de transmissão se encontram.	Legislação	Impacto no retorno financeiro do lado dos custos
Grandes atrasos na obtenção das licenças socioambientais e na implantação do empreendimento.	Legislação/ Regulação	Impacto nas incertezas do negócio e, por conseguinte, no apetite de risco
Consideráveis mudanças de regulação, em especial no endurecimento das penalidades por indisponibilidade	Regulação	Impacto nas incertezas do negócio, por conseguinte, no apetite de risco

Fonte: IAB (2015).

Sob enfoque econômico, o principal motivo da falta de interesse nos leilões foi a baixa rentabilidade proporcionada pelo custo de capital regulatório utilizado pela ANEEL para definir o preço teto do leilão e para revisar o custo de capital nas revisões tarifárias, que ocorrem a cada cinco anos. Com efeito, a pertinência deste aspecto embasa o presente trabalho. Cabe mencionar que a ANEEL reconhece as dificuldades do tema e já promoveu alguns ajustes em 2015 e em 2016 com o objetivo de contorná-las, conforme tratado no capítulo 4 - METODOLOGIA DE CÁLCULO DA ANEEL. A Figura 5 exemplifica o efeito da RAP teto sobre os agentes, conforme discutido pela ANEEL na Nota Técnica nº 212 / 2015.

Figura 5 - Impacto da RAP sobre os agentes ofertantes



Fonte: ANEEL (2015). Modificado pelo autor.

Outro motivo de caráter econômico diz respeito aos custos explícitos e implícitos decorrentes da obtenção dos direitos de passagem pelos terrenos que as linhas de transmissão cruzam. É necessário que as empresas transmissoras obtenham servidão pública para suas linhas, ou seja, que o terreno das instalações seja declarado como de utilidade pública através de um ato administrativo, que deve emanar do poder executivo, conforme o Decreto-Lei 3.365/1941. Pode-se dizer, segundo Mello (1969), que o terreno é colocado sob parcial senhoria da coletividade. Diferentemente da desapropriação, a servidão pública não infere perda de posse do imóvel pelo proprietário, apenas restringe seu uso de forma a suportar as atividades de utilidade pública (IAB, 2015). No caso, estas atividades são o próprio serviço de transmissão, que requer, além da instalação, o acesso pelo concessionário à propriedade com vistas à manutenção, conservação e inspeção das linhas. Também são necessários a poda e o corte da vegetação dentro da área de servidão. Historicamente, as indenizações para as servidões públicas para transmissão de energia elétrica são da ordem de 20% a 30% do valor da terra nua (PIETRO, 2018), mas há casos onde esta referência é amplamente extrapolada, gerando longos e custosos processos judiciais.

O terceiro motivo a ser ressaltado como desencadeador da falta de interesse dos empreendimentos leiloados está ligado aos riscos relacionados ao licenciamento socioambiental. Em resumo, o processo de licenciamento ocorre com três marcos principais:

primeiramente, a obtenção da licença prévia (LP), então a licença de instalação (LI) e, por fim, a licença de operação (LO). A obtenção das servidões ocorre entre a LP e a LI. No momento do certame, os lotes não possuem a licença prévia, que nada mais é do que a avaliação positiva de viabilidade ambiental do projeto. Ou seja, a obtenção da LP é delegada ao empreendedor, sendo esta uma prática que acarreta um fator de risco a mais no projeto e gera incerteza quanto ao tempo e ao custo do empreendimento. Perante os crescentes períodos de espera para obtenção da LP percebido nos últimos anos, muitos empreendedores reduziram seu interesse nos leilões.

Por fim, o quarto motivo principal de fracasso de certos leilões de transmissão decorre de algumas mudanças regulatórias que resultaram no endurecimento das penalidades ligadas à indisponibilidade. O forte agravamento das medidas punitivas não se equilibra por uma esperada bonificação decorrente de excelente desempenho em termos de alta disponibilidade. O descompasso na intensidade das medidas punitivas *versus* quaisquer bonificações por alto rendimento causa um efeito assaz negativo na decisão do empreendedor.

2.4.3 Distribuição

A segunda parte do transporte da energia ocorre no segmento da distribuição. Enquanto as linhas de transmissão encarregam-se do transporte pesado, de maior voltagem, maiores distâncias e menos pontos de conexão, a rede de distribuição encarrega-se de atender o consumidor *in locus*, isto é, focando no consumo, o ponto final da cadeia.

Segundo definição da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, a distribuição trata-se de uma rede extensamente ramificada que pode ser vista nas ruas e avenidas conectando o sistema aos usuários finais, que podem ser consumidores residenciais, comerciais ou industriais. Devido à sua grande pulverização, o sistema de distribuição se confunde com a própria topografia das cidades. (ABRADEE, 2018).

A rede de distribuição elétrica brasileira trabalha em três tensões: baixa, média e alta. Os consumidores residenciais têm o menor dos consumos e a maior das capilaridades. Assim, a baixa tensão, que varia de 110V a 440V, é utilizada no atendimento residencial. Os grandes consumidores comerciais e os pequenos/médios industriais têm um consumo maior e são atendidos pela rede de média tensão, que varia de 2,3kV a 44kV. Já os grandes consumidores,

como indústrias, mineradoras ou distribuidoras de energia são atendidas pelas linhas de alta tensão, que trabalham entre 69 kV e 230kV.

2.4.4 Comercialização

Dentro do SIN, ocorrem livremente negociações de compra e venda de energia. Assim, quando um agente de mercado (distribuidor, gerador, comercializador, consumidor livre ou especial) se torna membro do SIN, ele pode negociar energia com qualquer outro agente, independentemente das restrições físicas de geração e transmissão. Já os agentes de transmissão não participam da comercialização de energia (CCEE, 2017).

Existem quatro submercados dividindo o sistema, conforme apresentado na Figura 6: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Cada submercado concentra regiões do país onde a energia circula livremente. A fronteira que divide cada submercado é determinada por limites de intercâmbio presentes no sistema de transmissão, ou seja, restrições elétricas no fluxo de energia entre as diversas regiões do país (CCEE, 2017).

Figura 6 - Submercados de Energia no Brasil



Fonte: CCEE (2018).

Existem dois tipos de contratos de energia: contratos Ambiente de Contratação Livre (ACL) e contratos de Ambiente de Contratação Regulada (ACR), cada um com certas características do contrato. Além destes dois tipos de comercialização, existe um terceiro chamado de Mercado

de Curto Prazo, porém este não possui contratos, sendo sua formalização através de acordo multilateral, expresso nas Regras de Comercialização da CCEE. O Mercado de Curto Prazo é o ambiente em que os agentes negociam energia à vista, pagando o preço PLD.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O setor de transmissão elétrica brasileiro é disputado por empresas, que, independentemente de declarações ou atos em direção divergente, serão consideradas neste trabalho como perfeitas seguidoras da teoria do acionista. Assim, o objetivo final das empresas será considerado unicamente como sendo a maximização dos lucros dos acionistas, conforme estabelecido por Friedman (1962).

3.1 Custo de Oportunidade

A discussão de qual é o custo do dinheiro está intrinsecamente relacionada a fatores contingenciais, pois o preço do dinheiro é dado pelo preço da negativa que vem junto de determinada escolha de alocação de capital. Isto é, ao decidir-se por utilizar o dinheiro em um projeto, uma empresa está ao mesmo tempo negando utilizá-lo em qualquer outro projeto. A literatura chama esta situação de trade-off, onde uma escolha traz benefícios próprios ao passo que refuta benefícios de outra escolha (MANKIW, 2008). O custo de oportunidade é o retorno da opção de investimento mais segura, da qual abre-se mão. Assim, este custo é tipicamente medido em termos de uma porcentagem, que representa o retorno que este investimento mais seguro possibilitaria.

A tomada de decisão da empresa é baseada em qual projeto trará o maior benefício, que necessariamente pondera o custo de oportunidade, atentando a dois conceitos fundamentais na avaliação de qualquer investimento: Risco e Retorno.

3.2 Risco e Retorno

As receitas geradas pela execução da atividade da empresa, deduzidas de seus custos incorridos, explícitos e implícitos, resultará em seu lucro econômico (REGO, 2014). O objetivo da empresa é maximizar este lucro.

A definição de lucro econômico já incorpora os custos implícitos. O retorno deve ser primeiramente maior que o custo de oportunidade. Se não o for, é porque a empresa errou na escolha do investimento, na operação decorrente da mesma e/ou na mensuração do retorno das alternativas. Assim, os negócios de sucesso têm uma geração de retorno sistemática e positiva que permite os mesmos seguirem existindo em um mercado, de forma a manter seus acionistas satisfeitos e ao mesmo tempo manter suas atividades à disposição da sociedade. Logicamente, portanto, uma atividade que não gera retornos satisfatórios será encerrada em prol do início de outra atividade mais lucrativa. No caso de mercados regulados, é imprescindível que o agente regulador mantenha o resultado de sua atuação em linha com os retornos do mercado e construa um ambiente sustentável, do ponto de vista financeiro.

As formas de mensuração do retorno escoram-se substancialmente nos demonstrativos de resultados apresentados trimestral ou anualmente pelas empresas, através dos quais pode se estimar a lucratividade em termos absolutos ou em termos relativos. As projeções financeiras para avaliação de investimentos buscam montar antecipadamente estes termos. Adicionalmente, conforme apontado por Costa Neto (2002) estima-se ainda uma probabilidade de ocorrência aos retornos esperados e, assim, pode-se calcular um retorno final através da média ponderada destes retornos e suas probabilidades de ocorrência. A probabilidade de não-ocorrência compõe o risco do investimento.

Ross, Westerfield e Jaffe (2013) adicionam ainda à discussão a necessidade de incluir um fator desconhecido advindo do retorno inesperado, o qual pode ser tanto positivo como negativo e que compõe, em essência, a parte que não pode ser prevista, sendo considerado este o verdadeiro risco de um investimento.

3.3 Avaliação de Investimentos

Sobre o assunto, Damodaran (2014) elenca três abordagens para a avaliação de um investimento, a saber:

1. Avaliação por Fluxo de Caixa Descontado
2. Avaliação Relativa
3. Avaliação por Direitos Contingentes

As três abordagens são revistas nas seções seguintes, com maior ênfase dada à primeira delas, pois é a abordagem que serve como base sobre a qual se constroem as outras. Ademais, esta abordagem é a mais empregada no setor de transmissão elétrica brasileiro, sendo amplamente utilizada nos modelos financeiros de seus agentes.

3.3.1 Avaliação pelo método do Fluxo de Caixa Descontado

A abordagem por fluxo de caixa é fundamentada no conceito de Valor Presente Total, onde o valor de um ativo é dado pela soma do valor presente de todos os fluxos de caixa futuros esperados daquele ativo. Valor presente significa o valor que poderia hoje ser investido a determinada taxa de juros e que, na data do fluxo, resultaria no valor projetado. A fórmula para o valor presente total é apresentada na Equação I.

Equação I – Valor Presente Total (VPT)

$$VPT = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

Onde tem-se:

VPT	= Valor Presente Total;
t	= Período (por exemplo, $t = 1$ em um modelo anual refere-se ao ano 1, $t=2$ ao ano 2 e assim por diante);
FC_t	= Fluxo de Caixa no Período t ;
r	= Taxa de Desconto, que deve refletir o risco inerente aos fluxos de caixa estimados e deve utilizar unidade temporal em consonância com o período utilizado;
n	= vida útil do ativo/investimento.

A taxa de desconto, premissa fundamental para o fluxo de caixa descontado, tem a ver com o risco associado. Tanto maior deve ser a taxa de desconto, quanto maior forem os riscos inerentes do investimento. Almeja-se, portanto, atingir o valor intrínseco de um investimento, isto é, o valor que seria atribuído em uma condição idealizada de onisciência e absoluta precisão de todos os fluxos de caixa esperados, bem como da taxa de desconto adequada.

O método pode ser empregado também para a avaliação do valor de uma empresa. Para tanto, descontam-se os fluxos de caixa esperados para a empresa – os fluxos de caixa residuais após

realização de todas as despesas operacionais, necessidades de reinvestimentos e impostos, mas antes do pagamento de dívidas – pelo custo médio ponderado de capital (CMPC). A Equação II apresenta a fórmula de cálculo do valor da empresa.

Equação II – Valor da Empresa (VE)

$$VE = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FC \text{ da Empresa}_t}{(1 + CMPC)^t}$$

Onde tem-se:

VE	= Valor da Empresa;
t	= Período (por exemplo, $t = 1$ em um modelo anual refere-se ao ano 1, $t=2$ ao ano 2 e assim por diante);
$FC \text{ da Empresa}_t$	= Fluxo de Caixa da Empresa no Período t ;
$CMPC$	= Custo Médio Ponderado de Capital;
n	= Vida útil do ativo/investimento.

É válido mencionar que em um mercado regulado, o agente regulador tem o poder e a responsabilidade de estabelecer o valor da empresa ou do investimento, de acordo com as suas premissas que caracterizam o Custo Médio Ponderado de Capital regulatório, proporcionando assim sob seu critério um retorno adequado (ou não) do ativo regulado.

3.3.2 Avaliação Relativa

A abordagem por Avaliação Relativa é, na prática, a abordagem mais utilizada no mundo real. Isso ocorre porque é a avaliação mais intuitiva, onde o valor de um ativo ou de um investimento é simplesmente obtido pela comparação do preço com seus semelhantes, desde que sejam comparáveis sob algum determinado critério (DAMODARAN, 2014). Assim, o valor da maioria dos bens comercializados baseia-se no preço que bens similares no mercado possuem. Além do preço, outras variáveis em comum podem ser utilizadas para obter uma padronização das escolhas disponíveis e então compará-las. Alguns exemplos são lucros, fluxos de caixa, valores contábeis, receitas ou, de maneira mais elaborada, índices – os chamados múltiplos. Um múltiplo comum de ser utilizado na apreçamento de ações, por exemplo, é o setorial médio do preço da ação/lucro por ação, onde pressupõe-se que outras empresas do mesmo setor sejam comparáveis à empresa avaliada e que o mercado precifique de maneira acertada, na média, o

preço destas outras empresas. Assim, um múltiplo que serve de parâmetro para comparação é feito a partir da divisão do preço da ação pelo valor do lucro por ação.

Uma grande diferença entre a avaliação relativa e a avaliação por fluxo de caixa descontado reside no fato de que esta busca o valor intrínseco do investimento, enquanto aquela confia na eficiência natural do mercado para obter a apreçamento do investimento. Confiar na eficiência natural do mercado pode ser uma má escolha em um mercado sujeito a anormalidades não identificáveis.

3.3.3 Avaliação por Direitos Contingentes

Vista por alguns analistas financeiros como uma evolução do método de avaliação tradicional por fluxo de caixa, a abordagem por direitos contingentes é mais completa no sentido de admitir que em alguns casos o valor do ativo pode ser maior do que o valor presente dos fluxos de caixas, dada a possível ocorrência de determinados eventos (DAMODARAN, 2014).

Inicialmente utilizado para apreçamento de opções, este modelo aos poucos tem sido mais utilizado por considerar que certo direito contingencial, ou opção, pode gerar um retorno muito mais elevado do que o retorno esperado pelos fluxos de caixas em situações ordinárias. O modelo permite, por exemplo, que decisões sejam tomadas baseadas em certos eventos do mercado e assume que o mercado seja suficientemente sofisticado para reconhecer tais eventos e mover-se no sentido esperado.

Há de se levar em conta, entretanto, que a adoção de certas premissas contingenciais pode, na prática, mostrar-se equivocada e impactar significativamente as decisões de investimento, pois confere vários novos graus de incerteza na avaliação.

3.4 Incerteza

Cada opção de investimento possui associada a si uma incerteza. Esta deriva do fato de que a aplicação de capital é uma decisão presente que toma por guia resultados futuros. O risco,

portanto, é um componente completamente imprevisível inerente a cada decisão de investimento. (ASSAF NETO, 2014).

De modo geralmente aceito, o risco é sempre um aspecto negativo de uma decisão, algo que decorre de expor-se ao perigo. Já em finanças, risco pode ser tanto negativo quanto positivo, pois a palavra denota a probabilidade de ocorrer determinados retornos, podendo haver erro para baixo ou para cima. (DAMODARAN, 2014)

3.4.1 Mercado Eficiente

O risco deve ser estudado do ponto de vista de inúmeros investidores que individualmente podem ou não tomar a decisão de entrada em determinado investimento. Esta postura de decisão vem do que se pode chamar de investidor marginal e a sua atitude é o que determina o preço dos ativos. Adicionalmente, mais hipóteses são assumidas quando da análise do risco e do retorno, compondo as hipóteses de um mercado eficiente. Nele, observam-se preços refletindo as informações disponíveis e apresentando grande sensibilidade a novos dados, adaptando-se rapidamente a novos cenários. Isso não indica que os preços sejam necessariamente perfeitos, mas sim que pelo menos não são formados tendenciosamente sob alguma intenção ou interesse individual.

Sobre mercado financeiro eficiente, Van Horne (1998) afirma que o valor de um ativo é reflexo do consenso entre os participantes com relação ao desempenho esperado deste ativo. De fato, as decisões de compra e venda são tomadas com base nas interpretações dos fatos, considerados amplamente públicos, disponíveis e conhecidos. As hipóteses mais importantes do mercado eficiente são sintetizadas no Quadro 2.

Quadro 2 - Hipóteses Assumidas para um Mercado Eficiente

HIPÓTESES ASSUMIDAS PARA UM MERCADO EFICIENTE	
Informações disponíveis	De modo imediato e não oneroso, as informações são disponibilizadas a todo o mercado. Assim, no mercado eficiente nenhum investidor tem o benefício de uma informação privilegiada, a qual não é igualmente acessível por outro investidor.
Investidores racionais	Todos os integrantes do mercado comportam-se como investidores racionais, ou seja, fazem suas decisões de forma que promovam o máximo retorno possível para um determinado nível de risco, ou o mínimo risco possível para um determinado nível de retorno.
Amplo acesso ao crédito	Não há racionamento de capital, ou seja, todo investidor pode acessar fontes equivalentes de crédito.
Ação individual nula	Nenhum integrante do mercado tem o poder de influenciar sozinho os preços das negociações.
Expectativas homogêneas	O desempenho futuro do mercado é considerado igual por todos os investidores.
Liberdade de negociação	Os ativos do mercado são perfeitamente divisíveis e acessíveis à negociação.

Fonte: Van Horne (1998); Dyckman e Morse (1990).

O mercado mais eficiente de todos é o mercado acionário. Segundo Dyckman e Morse (1990), isto pode ser principalmente considerado verdadeiro por causa da rapidez com que as transações são executadas no mercado organizado, do seu elevado número de participantes e pela ampla carga de informação disponível abertamente, pelas próprias empresas e pelos analistas das grandes instituições financeiras.

Embora a elaboração dos modelos financeiros leve em consideração as hipóteses mencionadas, importa ressaltar que posteriormente os modelos devem ser aptos a refletir imperfeições do mercado. Exemplos típicos de tais imperfeições são a heterogeneidade dos investidores com relação ao comportamento futuro do mercado; a participação de inúmeros investidores menos habilidosos e menos informados, que podem comportar-se irracionalmente; e a influência algumas vezes acentuada de decisões políticas e econômicas no mercado.

3.4.2 O Risco como Medida de Retorno

Com o objetivo de determinar o risco de um investimento da maneira mais objetiva possível, pode-se interpretá-lo como uma medida de dispersão de um certo retorno. Matematicamente, como sugerido por Assaf Neto (2014), o retorno pode ser escrito pelo valor esperado, isto é,

uma medida que representa uma média dos vários resultados esperados ponderada pela probabilidade atribuída a cada um desses valores. A Equação III sintetiza esta interpretação.

Equação III – Valor Esperado (E)

$$E(R) = \bar{R} = \sum_{k=1}^n P_k \cdot R_k$$

Onde tem-se:

$E(R)$	= Valor Esperado ou Retorno;
P_k	= Probabilidade de ocorrência do evento k;
R_k	= Retorno na ocorrência do evento k;
n	= Número de eventos considerados.

Quanto mais distante estiver um valor de um conjunto em relação à sua região central, menos pode-se garantir representatividade estatística da região central considerada. As medidas de dispersão, como amplitude, variância, desvio-padrão e coeficiente de variação caracterizam o grau de variação existente no conjunto de valores (COSTA NETO, 2002). Assim, como o risco é em si uma medida de dispersão, pode-se tomar a medida do desvio-padrão como a medida do risco, sendo sua expressão dada pela Equação IV.

Equação IV – Desvio Padrão

$$\sigma = \sqrt{\sum_{k=1}^n P_k \cdot (R_k - E(R))^2}$$

Onde tem-se:

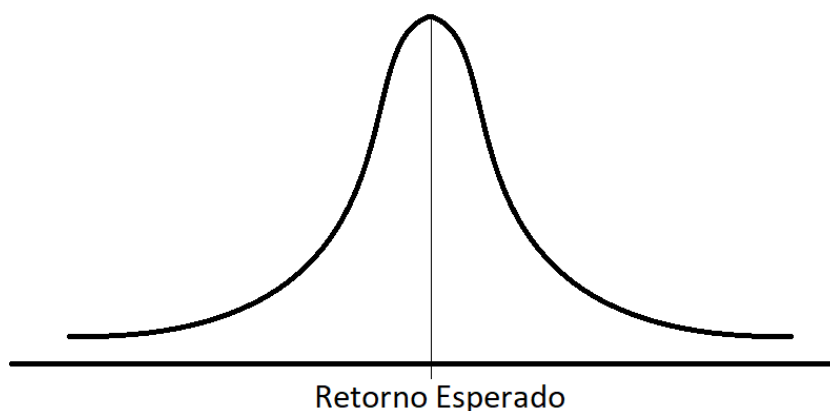
σ	= Desvio-padrão (sigma);
$E(R)$	= Valor Esperado ou Retorno;
P_k	= Probabilidade de ocorrência do evento k;
R_k	= Retorno na ocorrência do evento k;
n	= Número de eventos considerados.

É válido observar que dependendo da distribuição de probabilidades de um investimento, ele terá um perfil de retorno diferente. Os investimentos chamados livres de risco, como por exemplo títulos públicos, possuem uma distribuição de retorno em que a probabilidade de o retorno real ser o retorno esperado é considerada 100%.

Logicamente, a premissa essencial para esta distribuição é de que o governo emissor do título de fato possa ser considerado como livre de risco e que o detentor do título o segure até a maturidade do mesmo. Ademais, para ser considerado livre de risco, além desta ausência de risco de inadimplência, o ativo deve ser livre do risco de reinvestimento (DAMODARAN, 1997). Ou seja, a duração do ativo deve ser coerente com a duração de outro ativo comparado e tido como possuidor de risco. Por exemplo, se um título público tem a duração de 1 ano e a comparação deste título é feita com um título privado de duração de 5 anos, existe um fator de risco de reinvestimento. Ou seja, apesar da rentabilidade do primeiro ano ser garantida pelo título do governo, após o período de um ano o investidor teria de reinvestir o seu dinheiro e, dependendo do caso, pode não haver garantias governamentais de que ainda haverá a opção de investimento escolhida no ano anterior.

O perfil de distribuição ocorre de maneira distinta quando se usa um título com certo grau de risco, como, por exemplo, um título privado de uma companhia. Neste caso, o gráfico de retorno será mais parecido com o observado na Figura 7.

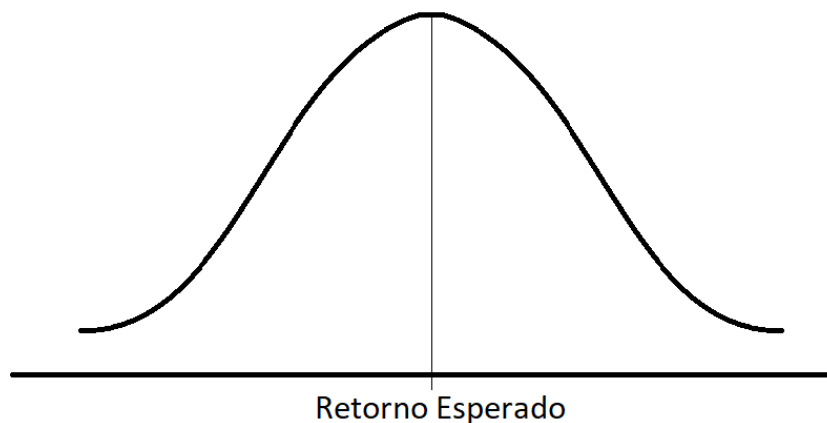
Figura 7 - Gráfico do Retorno Esperado de um Investimento de Baixo Risco



Fonte: O autor.

Em uma situação de investimento mais arriscado, obtém-se uma região central mais dilatada, refletindo o maior desvio-padrão do investimento em questão. Este caso está exemplificado na Figura 8.

Figura 8 - Gráfico do Retorno Esperado de um Investimento de Alto Risco



Fonte: O autor.

O retorno obtido por uma empresa pode ser divergente do retorno anteriormente esperado, por diversas razões. O entendimento destas razões permite construir uma interpretação válida tanto na avaliação descritiva (posterior ao fato) como na avaliação prescritiva (anterior ao fato). Isto é, estudar um insucesso de maneira descritiva é muitas vezes elencar razões para tal acontecimento. Utilizando os resultados, então, para uma análise prescritiva, pode-se encontrar uma forma de compreender os riscos do negócio. Neste sentido, as causas de falha de uma empresa, embora múltiplas, podem ser divididas essencialmente em duas categorias: causas específicas daquela empresa e causas comuns a diversas empresas – ou, no limite, a todo o mercado. A mesma categorização é pertinente aos riscos. Existem ações que afetam poucos investimentos (ou apenas um), e razões que afetam muitos investimentos (ou até todos). Os riscos de ocorrência destas ações podem, então, ser riscos concentrados em poucos agentes do mercado ou difusos em muitos agentes do mercado. Para cada categoria de risco, a nomenclatura convencional é, respectivamente, Risco de Mercado (ou Sistemático, ou Não-Diversificável) e Risco de Empresa (ou Não-Sistemático, ou Diversificável) (ASSAF NETO, 2014).

Figura 9 - Desdobramento do Risco



Fonte: Assaf Neto (2014).

É comum chamar o componente do risco que é relativo a poucas empresas de risco diversificável, pois ele é passível de ser reduzido à medida que se aumenta o rol de investimentos. Ou seja, à medida que se diversifica um portfólio, o risco diversificável reduz, afinal cada investimento individualmente representa – em uma carteira diversificada – uma menor porcentagem do portfólio. Outro motivo para a redução do risco quando se trabalha com um portfólio diversificado vem do fato que o risco da empresa gera resultados negativos, mas também positivos, de forma que em certo período a soma é zero no caso da carteira diversificada.

Os investidores tiram proveito da técnica de diversificação de investimentos ao combinar investimentos que compõe entre si um par de correlação negativa, ou seja, à medida que o preço de um destes investimentos tende a subir, o outro tende a descer. Por exemplo, há correlação negativa entre o preço do dólar e o Índice Bovespa. Historicamente, quando o dólar apresenta queda, a bolsa brasileira costuma apresentar tendência de subida; e quando a bolsa está em declínio, o valor do dólar costuma elevar-se. Operando no mercado através da diversificação de ativos, o risco diversificável pode ser total ou parcialmente diluído. De maneira oposta, o risco sistemático não pode ser diluído, sempre constando no portfólio. Este risco origina-se nas flutuações a que o sistema econômico como um todo está sujeito, segundo Paula Leite (1994), pois suas principais fontes são as variações macroeconômicas, tais como taxas de juros da economia, processo inflacionário, situação política e comportamento das cotações no mercado de títulos.

3.5 Modelo de Apreçamento de Ativos de Capital

O modelo de risco e retorno que há mais tempo vem sendo utilizado e ainda hoje é padrão adotado pela maioria dos analistas é o Modelo de Apreçamento de Ativos de Capital (MAAC) (DAMODARAN, 1997). A abrangência deste modelo decorre da possibilidade de o mesmo servir como ferramenta objetiva no processo de avaliação da tomada de decisões em condições de risco. O MAAC é capaz de indicar qual o incremento necessário no retorno de um ativo de forma a remunerar adequadamente seu risco sistemático.

Como qualquer modelo financeiro, o MAAC sustenta-se em certas premissas para atingir suas conclusões. Dentre elas, Arnold (2005) ressalta:

- Todos os investidores são igualmente e eficientemente informados acerca do mercado;
- A quantidade de ativos disponíveis é fixa e conhecida, sendo que todos os investidores objetivam maximizar sua utilidade econômica;
- Todos os investidores apresentam igual percepção do desempenho dos ativos e suas expectativas sobre os mesmos são homogêneas;
- Todos os investidores são racionais e têm aversão ao risco, de forma que a relação retorno esperado vs. risco é a força-motriz de cada decisão;
- Os mercados de investimentos são livres de barreiras, estando todos os investidores sob às mesmas condições de pagamento de impostos, taxas, ou quaisquer outras restrições, consideradas inexistentes no modelo;
- Existe uma taxa de juros de mercado que é tida como livre de risco. A esta taxa pode-se emprestar quantidade ilimitada de recursos.
- Todos os investidores aceitam os preços de mercado e são inaptos a influenciá-los.

Sob estas condições, que reproduzem amplamente as condições de um mercado eficiente, o MAAC demonstra que o custo de capital próprio é definido pelo parâmetro beta (SHARPE, 1990). O parâmetro Beta relaciona o risco de um investimento ao risco do mercado.

O modelo MAAC parte de que apenas a parcela de risco sistemática é recompensada, pois a parcela diversificável pode ser reduzida e, eventualmente, eliminada. Assim, o modelo mede a variância não diversificável usando o parâmetro beta. Por sua vez, o beta mede em qual relação um ativo responde às variações do mercado, configurando-se como uma comparação do investimento com o mercado (ROSS; WESTERFIELD; JAFFE, 2013). As fórmulas da Equação V e da Equação VI apresentam a base do MAAC.

Equação V – Coeficiente Beta

$$\beta = \frac{K_p - K_l}{K_m - K_l}$$

Ou, isolando-se o custo de capital próprio:

Equação VI – Custo de Capital Próprio

$$K_p = K_l + \beta \cdot (K_m - K_l)$$

Onde:

K_p	= Custo do capital próprio;
K_l	= Retorno do ativo livre de risco;
K_m	= Retorno da carteira de mercado;
β	= Coeficiente beta.

O modelo foi desenvolvido nos anos 60 e ainda hoje encontra grandes aplicações no campo das finanças, consolidando sua importância através das décadas. Diversas foram as vezes que este modelo foi revisitado. Conforme relatado por Sharpe (1990) em seu artigo que lhe conferiu um terço do prêmio Nobel de ciências econômicas do ano 1990, o autor cita mais de 10 estudos que contribuíram significativamente para adaptar o enfoque do MAAC a fenômenos do mundo real.

Com efeito, o modelo tem diversas aplicações, como por exemplo determinar o risco de um ativo, de maneira objetiva e ponderando inclusive o retorno esperado. Assim, **o retorno de um ativo passa a ser o retorno de um ativo-referência livre de risco somado a um prêmio de mercado decorrente do risco assumido**. Ademais, o MAAC calcula o risco de uma carteira, obtido pela média ponderada dos betas de cada componente. Além destas aplicações, o modelo pode ser usado para conhecimento da taxa requerida pelos acionistas, ou seja, seu custo de capital próprio. Essa medida compõe praticamente todas as decisões relevantes e avaliações de desempenho de uma empresa. Com o beta também pode-se conhecer o risco da empresa. Sobre decisões que envolvem orçamento de capital, o modelo também é útil porque define uma taxa mínima de retorno requerida para cada alternativa de investimento, com nível de risco próprio. Empresas que têm várias unidades de negócio, com diferentes riscos, usam o MAAC para estimar o retorno desejado para cada segmento de negócio e avaliar, ao mesmo tempo, seu desempenho econômico, principalmente em termos de agregação de valor (ASSAF NETO, 2014).

3.6 Parâmetro Beta

Para clarificação do parâmetro beta, serão primeiramente abordados os conceitos de covariância, correlação, coeficiente de correlação e regressão linear.

3.6.1 Covariância

A covariância tem o objetivo de medir como certos valores relacionam-se entre si. Para tanto, a covariância mede como duas variáveis aleatórias (X_A e X_B) afastam-se ao mesmo tempo de suas respectivas médias, ou seja, como estas variáveis *covariam*. A expressão de cálculo da variância é dada na Equação VII, que explicita que a covariância nada mais é do que a média do produto das distâncias de cada valor até seu valor médio.

Equação VII – Covariância

$$COV_{A,B} = \sum_{i=1}^n \frac{(X_A - \bar{X}_A) \cdot (X_B - \bar{X}_B)}{n}$$

É imediato que se a covariância for positiva, a associação das variáveis apresenta comportamento de mesma tendência. O desempenho de uma variável acompanha o da outra. Reciprocamente, quando a covariância é negativa, a associação das duas variáveis é inversa, ou seja, o comportamento da primeira é o oposto do comportamento da segunda.

Como o resultado numérico da variância, entretanto, é pouco útil em si, utiliza-se comumente o coeficiente de correlação.

3.6.2 Coeficiente de Correlação

O coeficiente de correlação é um valor que varia de -1 a 1 e traz consigo uma importante informação. Para as variáveis que apresentam coeficiente de correlação em -1, elas têm um inter-relacionamento perfeitamente inverso. Para as variáveis que apresentam coeficiente de correlação igual a zero, elas têm inter-relacionamento completamente neutro. Para as variáveis que apresentam coeficiente de correlação igual a 1, elas apresentam inter-relacionamento perfeitamente associativo.

Equação VIII – Coeficiente de Correlação

$$\rho_{A,B} = \frac{COV_{A,B}}{\sigma_A \cdot \sigma_B}$$

Onde:

$\rho_{A,B}$	= Coeficiente de Correlação de A e B;
$COV_{A,B}$	= Covariância de A e B;
σ_A	= Desvio-padrão de A;
σ_B	= Desvio-padrão de B.

Importante ressaltar que quaisquer valores entre -1 e 1 são plenamente possíveis de serem encontrados, indicando com precisão qual tipo de correlação as variáveis possuem entre si. A Equação VIII reflete o cálculo do coeficiente de correlação.

3.6.3 Regressão Linear

A regressão linear de duas variáveis utiliza o método dos mínimos quadrados para criar a reta que melhor se aproxima de um conjunto de pontos colocados em um plano cujos eixos são as duas variáveis analisadas. A partir da equação da reta, inicialmente dada por $Y = a + b.X$, calcula-se os parâmetros constantes a e b, através das equações abaixo:

Equação IX – Coeficiente Linear

$$a = \bar{Y} - b \cdot \bar{X}$$

Equação X – Coeficiente Angular

$$b = \frac{COV_{X,Y}}{VAR_x}$$

3.6.4 Definição

O objetivo do parâmetro Beta é relacionar o risco com o retorno de um ativo. Para tanto, a covariância poderia ser empregada, mas ela compõe um valor percentual, cujo valor numérico pouco contribui para uma conclusão. Por outro lado, ao dividir a covariância de um ativo pela variância do mercado, obtém-se o chamado beta do ativo, que é uma medida de risco indicativa de como o ativo se comporta em relação ao resto do mercado. (DAMODARAN, 1997).

A estimativa do Beta é feita por meio da regressão linear entre os retornos obtidos pelo investimento estudado e os retornos de mercado, de modo a obter-se uma reta, chamada de reta característica do investimento (BREALEY; MEYERS; ALLEN, 2012). O parâmetro Beta é o coeficiente angular dessa reta, estabelecendo a variação do retorno do investimento em relação

à variação do retorno do mercado. Em expressão matemática, o Beta é calculado pela fórmula da Equação XI.

Equação XI – Coeficiente Beta

$$\beta = \frac{COV_{i,m}}{VAR_m}$$

Onde:

β = Coeficiente beta;
 $COV_{i,m}$ = Covariância dos Retornos do Ativo e do Mercado;
 VAR_m = Variância do Retorno do Mercado.

A interpretação do beta é simples e útil. Quando o beta de um ativo está entre 0 e 1, trata-se de um ativo defensivo, o qual tem volatilidade em relação ao mercado proporcionalmente menor. Se o mercado espera ter uma alta de 8%, um ativo defensivo de beta 0,75, por exemplo, projetará um crescimento de 6% (ou seja, 8% x 0,75). Caso o beta do ativo seja exatamente 1, trata-se de um ativo médio, cuja variação espera-se que seja exatamente em linha com a variação do mercado. Por fim, caso o beta apresente-se maior que 1, o ativo é dito agressivo e sua variação deve ser proporcionalmente mais intensa que a variação do mercado. Para o exemplo de uma alta de 8% esperada do mercado, um ativo com beta agressivo de 1,2 teria uma alta esperada de 9,6% (ou seja, 8% x 1,2).

3.7 Teoria de Apreçamento por Arbitragem

Não obstante sua longa dominância, seus méritos e sua ampla aceitação pelo mercado, o modelo do MAAC foi estendido por alguns autores, como Fama e French (2004), que incluíram o valor de mercado e o valor contábil das empresas como variáveis explicativas ao fator de risco de mercado beta, apresentando o modelo de três fatores. Porém, o modelo alternativo mais divulgado na literatura financeira é a Teoria de Apreçamento por Arbitragem (TAA), sugerida por Ross (1976), que é conhecida como um modelo de múltiplos betas. Enquanto no MAAC, a sensibilidade em relação à carteira de mercado é a medida de risco sistemático do investimento, no TAA podem existir múltiplos fatores (BREALEY; MEYERS; ALLEN, 2012). A grande diferença é o fator sistemático do risco ser premiado. O MAAC pressupõe que o risco de mercado está embutido na carteira de mercado, enquanto o TAA se atém aos fundamentos

econômicos (DAMODARAN, 1997). Desta forma, o TAA define os fatores do mercado que serão fontes geradoras de risco sistemático através de análise histórica dos retornos dos investimentos.

3.8 Custo de Capital de Terceiros

O cálculo do custo de capital de terceiros é complementar ao cálculo do custo de capital próprio, na medida em que é muito usual que as empresas façam uma combinação dos dois tipos de recursos, compondo assim sua estrutura de capital. Esta é dita tão mais alavancada quanto maior for a participação de capital de terceiros em sua composição, refletindo a imagem de uma alavanca que de uma extremidade possui a contribuição (menor) de capital próprio e na outra a contribuição (ampliada) de capital de terceiros.

Enquanto no custo de capital próprio aplicam-se métodos quantitativos, como o modelo MAAC, no custo de capital de terceiros, o resultado final é dado quase diretamente pelas taxas que o empreendedor consegue atingir quando da captação de recursos. A seguir são apresentados os motivos para a busca por recursos de terceiros, os principais determinantes do custo de capital de terceiros e a influência da alíquota tributária nesse assunto.

Conforme defendido por Modigliani e Miller (1958), existe uma estrutura de capital ótima para gerar maiores retornos aos detentores do capital próprio, por meio da alavancagem financeira. Além desta razão, que é a grande motivação para as empresas alavancarem-se, pode-se considerar também outras situações como, por exemplo, quando há impossibilidade de realizar o aporte total de investimento com capital próprio pelo alto valor financeiro que este exige, ou quando não há interesse do investidor de apropriar todo o risco da aplicação, ou quando há benefícios fiscais realizáveis por conta de dívidas.

De maneira geral, existem três fatores que são determinantes para o custo da dívida. O primeiro deles, e o mais importante, é o nível da taxa básica de juros. Esta, por ser a taxa utilizada pelo governo para emitir títulos, serve como referência para o resto do mercado. O governo, primeiramente, repassa esta taxa para as instituições financeiras e estas repassam para toda a economia por meio dos empréstimos realizados diariamente. Assim, a taxa de juros é derivada da taxa básica e, por isso, esta é o principal determinante do custo da dívida. Quando a taxa

básica de juros, que é considerada sem risco, aumenta, o custo da dívida para a empresa também cresce (BREALEY; MEYERS; ALLEN, 2012).

Em segundo lugar, existe o risco de inadimplência. Este risco só é considerado zero para o governo, pois no limite ele pode simplesmente imprimir mais papel-moeda. Assim, toda empresa, por mais robusta que seja, tem um risco de tornar-se inadimplente e o mercado mensura este risco precificando uma margem adicional à taxa de juros (chamada usualmente pelo termo em inglês *spread*) que a empresa deverá pagar quando precisar de capital de terceiros. Quanto mais alta for a expectativa de que a empresa em questão possa vir a não honrar seus compromissos de pagamento, maior será o *spread* aplicado às taxas (BREALEY; MEYERS; ALLEN, 2012). Uma forma muito comum de mensurar esta capacidade de pagamento é observando a classificação de risco da empresa (chamada usualmente de *rating*), que é uma nota atribuída por uma agência classificadora de crédito para a empresa-objeto de análise. Seguindo metodologia própria, as agências de crédito classificam as empresas e publicam sua classificação de risco.

Por fim, a terceira variável mais decisiva para o custo da dívida deriva do fato de as despesas com juros serem descontadas do imposto de renda. O benefício fiscal de possuir uma dívida é dado por este motivo e implica em empresas terem um custo da dívida após a tributação menor do que antes da tributação. Matematicamente, essa redução atinge exatamente $(100\% - \text{alíquota})$ do custo da dívida, ou seja, para uma alíquota de 30%, o custo da dívida após tributação será apenas 70% do custo da dívida antes da tributação. Segundo Damodaran (2014), é importante atentar-se ao fato de que muitas empresas divulgam a alíquota efetiva, enquanto a alíquota utilizada nesta conta deve ser a alíquota marginal, ou seja, a alíquota cobrada da última moeda despendida no pagamento dos impostos.

3.9 Custo Médio Ponderado de Capital

Ao analisar um investimento, é necessária a compreensão do custo com que o investidor se defronta ao obter capital próprio e capital de terceiros.

Foram apresentados anteriormente modelos para estimativa do custo de capital próprio, com ênfase no modelo MAAC. Este modelo utiliza essencialmente três dados básicos para a estimativa do custo de capital próprio: a taxa livre de risco, que é o retorno esperado de um

investimento sem riscos de inadimplência ou de reinvestimento, como um título público de longo prazo; o prêmio de risco, que é o adicional exigido pelos investidores por tomar a decisão de investir em um ativo com risco ao invés de investir em um ativo livre de risco; e o beta, que mede a inter-relação que o ativo possui com o resto do mercado ou do setor.

O custo de capital de terceiros é a taxa de juros à qual a empresa pode tomar empréstimos, que é derivada fundamentalmente da taxa básica de juros e da percepção do mercado em relação à capacidade da empresa de honrar seus compromissos de pagamento. O custo de capital de terceiros é ainda ajustado pelo benefício fiscal do pagamento de juros, que são despesas dedutíveis do imposto de renda.

Equação XII – Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC)

$$CMPC = \frac{CP}{CP + CT} \cdot k_p + \frac{CT}{CP + CT} \cdot k_t \cdot (1 - t)$$

Onde:

CP	= Capital Próprio;
CT	= Capital de Terceiros;
K_p	= Custo de Capital Próprio;
K_t	= Custo de Capital de Terceiros;
t	= Alíquota do Imposto de Renda.

Finalmente, o custo de capital da empresa é definido pela média ponderada de cada um dos custos de capital próprio e de capital de terceiros. Este é o chamado Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC). A fórmula do CMPC é dada na Equação XII.

4 METODOLOGIA DE CÁLCULO DA ANEEL

Até aqui foram apresentados a teoria relevante e um panorama do setor elétrico brasileiro, com especial enfoque no segmento de transmissão e na atuação da ANEEL em relação ao estabelecimento de uma metodologia de cálculo para o preço teto da remuneração anual dos leilões de transmissão, a chamada RAP teto. Neste capítulo, discute-se a metodologia da ANEEL, por meio do estudo da regulamentação histórica com base em documentos públicos como notas técnicas e resoluções normativas, assim como o principal documento relativo à regulamentação atualmente, o submódulo 9.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET). As críticas feitas à metodologia se sustentam tanto na teoria, quanto também na prática, por meio de referências obtidas em entrevistas com agentes do mercado financeiro trabalhando diretamente com financiamento de projetos de transmissão elétrica no Brasil.

4.1 Regulamentação

Desde 2000, a ANEEL realiza leilões para licitar empreendimentos do setor de transmissão e até hoje o arcabouço regulatório está em construção. Os leilões são um jeito de autorizar empresas privadas a explorar o serviço de transmissão de energia elétrica e são decorrentes de uma estratégia de desverticalização do setor elétrico levada a cabo a partir da segunda metade da década de 1990. Em função da implantação desta estratégia, a importância dos aspectos legais, regulatórios e econômicos ficou ainda maior. Um regime de regulação demanda transparência, coerência e compreensibilidade à sociedade e, em especial, aos consumidores e agentes envolvidos.

À época do primeiro leilão, a ANEEL emitiu a Nota Técnica N° 025/2000 estabelecendo algumas diretrizes para a regulação do Custo de Capital do setor elétrico (ANEEL, 2000, p.4). Nesta nota técnica, a ANEEL afirma:

A efetividade de qualquer sistema de regulação depende crucialmente da estabilidade esperada do arcabouço regulatório. As propriedades de incentivo de qualquer mecanismo de regulação dependem de como a concessionária espera ser tratada no futuro. A incerteza acerca do comportamento do órgão regulador é possivelmente tão importante quanto a metodologia selecionada para a regulação, no sentido de corretamente orientar o comportamento das concessionárias (Nota Técnica n° 25/2000 – 08/09/2000, ANEEL, 2000, p.4)

Em outras palavras, a ANEEL reconhece que deve zelar pela estabilidade da atividade regulatória com o mesmo afincamento que aplica na definição de suas metodologias. Seguindo a afirmação acima, a ANEEL de fato emprega hoje em dia princípios e diretrizes estabelecidos no documento citado. Um deles é a correta percepção de que, enquanto agente regulador, a ANEEL é exigida de escolher uma taxa de retorno adequada sobre o investimento realizado nas instalações do setor de transmissão elétrica. Conforme visto no capítulo 3, a taxa de retorno deve ser condizente com os riscos assumidos pelos empreendedores ao alocarem capital na concessionária de transmissão e, com efeito, a ANEEL reconhece tal necessidade. O retorno obtido sobre o investimento realizado deveria ser equiparável ao retorno que esperar-se-ia obter em outro investimento com características de risco e duração similares ao empreendimento em questão. Em não havendo um investimento comparável, constrói-se o retorno do zero a partir de parcelas que representam individualmente cada parcela do retorno adequado.

A ANEEL também deve cuidar para que a qualidade do serviço seja mantida acima de um padrão estipulado, sem permitir que um determinado custo de capital mais atraente ocorra em detrimento da qualidade do serviço prestado. Para tanto, há de se observar se os recursos gerados do investimento são suficientes para cobrir os pagamentos de dívida e do custo de capital próprio, considerando inclusive que a concessionária deve ser capaz de atrair capital novo quando necessário e obedecer a critérios rígidos de qualidade. A qualidade do serviço é principalmente medida pelo tempo de disponibilidade das linhas de transmissão, que são remuneradas independentemente do fluxo de energia que as atravessa.

Neste sentido, a referida Nota Técnica N° 025/2000 estabelece que para obtenção da taxa de retorno poderia ser utilizada a metodologia de Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC) associada ao Modelo de Apreçamento de Ativos de Capital (MAAC), ambos conceitos apresentados na fundamentação teórica. Até hoje, a ANEEL faz uso deste modelo. Observa-se que a agência regulatória defendeu na nota técnica, que foi emitida em setembro de 2000, a utilização de um MAAC global, isto é, com premissas oriundas do mercado internacional. As justificativas alegadas para um MAAC global foram:

- o estágio inicial de desenvolvimento do mercado de capitais brasileiro;
- a volatilidade experimentada pelo Índice Bovespa ao longo de 1998 e 1999;
- o fato de que a maioria das concessionárias brasileiras não tinha capital aberto, tornando a obtenção de dados financeiros muito mais desafiadora (ANEEL, 2000).

O MAAC global permitiria – supostamente – reduzir a exposição do cálculo à volatilidade do mercado brasileiro. Isso não necessariamente condisse com a realidade, porém é correto que a preferência pelo MAAC global permitiu a agência ter uma abordagem técnica muito mais robusta por utilizar dados públicos com muito maior relevância estatística, devido à qualidade e quantidade da informação disponível no mercado americano.

Assim, levando-se em conta o funcionamento do MAAC e o contexto em que a regulamentação nascente se insere, a justificativa da ANEEL para utilização de informações internacionais foi correta à época.

De acordo com Damodaran (2010), é válido comparar o beta de uma empresa metalúrgica americana, com uma empresa metalúrgica na Indonésia, apesar de o risco do caso da empresa na Indonésia ser muito maior. O prêmio de risco utilizado para calcular o custo de capital próprio para a empresa na Indonésia já possuirá um prêmio de risco país. Analogamente, o beta de empresas de transmissão elétrica nos Estados Unidos da América poderia ser também empregado no caso brasileiro.

É importante ressaltar, conforme tratado por Arnold (2005), que o beta é influenciado pelo grau sob o qual um produto ou serviço é tido como supérfluo. Isto é, não se pode comparar os betas de dois mercados onde constata-se divergências em relação à percepção de necessidade de seu produto ou serviço. Por exemplo, são diferentes os mercados de instalações eletrônicas para centros de processamento de dados entre dois países, onde o primeiro é vastamente conectado à internet e o segundo não. A percepção da necessidade de um produto ou serviço deve ser semelhante nos dois contextos em que o produto ou serviço ocorre.

Assim, a semelhante necessidade de instalações de transmissão elétrica no Brasil e nos EUA, país selecionado pela ANEEL em 2000 para emprestar dados, corrobora para a decisão da ANEEL de utilizar um MAAC global, haja visto principalmente a condição em que se encontrava o mercado financeiro local à época, distante de ser um mercado eficiente, devido principalmente à assimetria de informações entre todos os atores do mercado e à heterogeneidade das expectativas por parte dos investidores (naturalmente oriunda também da assimetria de informações, que ficavam restritas a certos grupos econômicos, muitas vezes ainda de caráter estatal).

Segundo a Nota Técnica 148/2002 da ANEEL (2002), o objetivo principal da regulação econômica é “reproduzir, no desempenho da empresa monopolista regulada, os efeitos da pressão da concorrência (efetiva e potencial) observados em mercados competitivos” (ANEEL,

Nota Técnica 148/2002, 2002, p. 3). Neste sentido, o sistema de concessão do serviço público brasileiro de transmissão de energia elétrica criou um regime orientado a receita máxima.

O cálculo de uma receita máxima para os concessionários do serviço é um dos instrumentos regulatórios que visa assegurar modicidade tarifária e o estabelecimento de um retorno adequado aos empreendedores. Outro instrumento de similar propósito consiste das revisões periódicas da RAP, que funcionam como um mecanismo de correção, para cima ou para baixo, da remuneração dos empreendedores ao longo dos anos contratuais. A revisão periódica da RAP busca refletir o desempenho do concessionário e seus ganhos de eficiência. Trata-se de uma forma de assegurar que os ganhos de eficiência atingidos pelo concessionário sejam transformados em modicidade tarifária. Embora existam diversos pontos de intersecção na metodologia de cálculo das revisões periódicas, este tema está fora do escopo deste trabalho.

4.2 Audiências Públicas

Por meio de audiências públicas, a ANEEL consulta a sociedade a fim de obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento de sua atuação enquanto agência reguladora. Desde 2000, foram publicadas 1.198 audiências públicas. Verifica-se que, no tocante ao tema deste trabalho, a agência regulatória realizou mais audiências públicas relacionadas às revisões periódicas do que aos leilões, sendo relativamente nova – de 2011 – a atitude da agência de abrir o diálogo especificamente com vistas ao cálculo da receita teto dos leilões de transmissão. Em março de 2015, a discussão deste tema culminou na publicação da primeira versão (v1.0.) do submódulo 9.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), definindo a metodologia de cálculo da RAP teto dos leilões de transmissão. Em dezembro de 2016, a segunda versão (v1.1.) do submódulo 9.8 foi publicada, estando a mesma vigente até a data de publicação deste trabalho.

O PRORET é um documento que tem caráter normativo e que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários. Sua estrutura, segmentada em 12 módulos e 76 submódulos, foi aprovada pela Resolução Normativa nº 435/2011 da ANEEL. O submódulo 9.8, cujo nome é *Metodologia de Cálculo de Preço Teto da Receita Anual Permitida (RAP) dos Leilões de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica* está no cerne do presente estudo.

Historicamente, nos esforços da ANEEL para consolidar uma metodologia de cálculo de preço teto da receita anual permitida, destacam-se as contribuições de nove audiências públicas em particular. Para facilidade de leitura, a análise das nove audiências públicas é apresentada em formato de tabela no APÊNDICE A - Quadro-Resumo das Principais Audiências Públicas.

4.3 PRORET – Submódulo 9.8 – Segunda Versão (v1.1.) – Metodologia Atual

Em 20 de dezembro de 2016, a segunda versão (v1.1.) do submódulo 9.8 do PRORET entrou em vigência, estando a mesma válida até a data de publicação deste trabalho. Parte-se da premissa que a abordagem vigente é a melhor abordagem obtida pela ANEEL até o momento.

O submódulo 9.8 aplica-se a todos os leilões de concessão de transmissão de energia elétrica no Brasil a serem realizados durante a vigência do procedimento. Sua versão 1.1. segmenta a estimativa da RAP teto em três etapas:

- 1 Entrada de Dados;
- 2 Fluxo de Caixa do Projeto;
- 3 Estimativa da RAP.

Em resumo, o que a ANEEL busca fazer é estimar as receitas e os custos que o projeto terá ao longo dos anos para, então, calcular o retorno do empreendimento através do método do fluxo de caixa descontado. A receita é então submetida a um processo iterativo até que o retorno do empreendimento se iguale ao Custo Médio Ponderado de Capital, atingindo assim um retorno adequado para o empreendedor e condizente com o nível de risco assumido por ele.

Na primeira parte do submódulo são inseridas as premissas descritas no Quadro 3.

Quadro 3 - Entradas na primeira parte da metodologia atual

Tipo de Entrada	Descrição
Investimento inicial (CONTINUA)	Trata-se dos desembolsos de capital que deverão ser realizados para a construção do projeto. Tais desembolsos servirão para o pagamento de partes e serviços inerentes ao projeto, tais como as estruturas metálicas, as linhas, os acessos, as conexões, os reatores, os capacitores, entre outros. A ANEEL mantém uma base de dados de custos de referência para cada etapa do projeto e a utiliza para estimação do custo do investimento inicial de um dado empreendimento. Vale notar que nos casos aplicáveis a ANEEL inclui neste parâmetro a redução do

Tipo de Entrada	Descrição
	REIDI (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestrutura), que suspende a exigência das contribuições do Programa de Integração Social (PIS) e do financiamento à seguridade social (COFINS) em determinadas compras.
Prazo e Cronograma de Construção	Consiste na duração estimada da construção, incluindo o desdobramento de seus marcos e o momento estimado de realização de cada desembolso, bem como o valor dos mesmos.
Custo de capital próprio	Trata-se da estimativa do custo de oportunidade dos acionistas do projeto. Este parâmetro será tratado separadamente a seguir.
Custo de capital de terceiros	Trata-se da estimativa do custo de captação de dívida para o projeto. Este parâmetro será tratado separadamente a seguir.
Estrutura de capital	Consiste na razão entre capital próprio e capital de terceiros.
Custos de O&M anuais	Operação e manutenção geram custos contínuos, que são estimados pela ANEEL com base no histórico de projetos similares, utilizando-se informações do banco de dados da agência regulatória. Os custos anuais de O&M são estimados em termos de porcentagem do investimento inicial e também em termos reais e numéricos.
Depreciação	Para fins de cálculo da RAP, a depreciação é considerada pela ANEEL como constante ao longo da vida do projeto e estimada em termos de uma taxa de depreciação anual. Também é utilizado seu inverso, ou seja, o número de anos da vida útil do projeto. A ANEEL justifica a taxa de depreciação constante com razoabilidade, considerando que há baixa variabilidade no tempo de depreciação específica dos ativos em relação à sua média.
Encargos Setoriais	Aqui somam-se todos os impostos do setor de transmissão incidentes sobre a receita bruta do projeto, como por exemplo PIS, COFINS, FINSOCIAL, gastos com Pesquisa e Desenvolvimento, taxas de fiscalização e CPMF, caso aplicável. Os encargos setoriais são estimados em termos de porcentagem da receita bruta e aplicados de modo constante para toda a vida do projeto.
Impostos	A contribuição social sobre o lucro tributável é definida em 9% e mantida constante por toda a vida do projeto. Similarmente, o IR é definido em 15% e a parcela adicional do IR (aplicável à parcela do lucro tributável que excede R\$ 240.000) é definida em 10%. Em suma, considera-se o imposto em 34%, apesar da redução oriunda da parcela adicional.
Receita	A geração de receita é considerada 100% a partir do segundo ano de operação (inclusive). O primeiro ano pode ter menos de 100%, dependendo de qual mês o projeto inicia sua operação. O produto da geração de receita pela RAP resulta na receita bruta do projeto.

(CONCLUSÃO) Fonte: Submódulo 9.8 PRORET v1.1, ANEEL (2016).

Após o estabelecimento das premissas supracitadas, a segunda parte da metodologia consiste em calcular o fluxo de caixa do projeto, sem diferenciação das parcelas que são devidas aos acionistas e aos credores, ou seja, calcula-se o fluxo de caixa da firma. Através do método do

fluxo de caixa descontado, obtém-se o valor presente líquido (VPL) do empreendimento. O objetivo do modelo é que a taxa de desconto para trazer o fluxo de caixa a valor presente seja justamente o Custo Médio Ponderado de Capital regulatório.

A terceira e última etapa da metodologia consiste na estimativa da RAP por um processo iterativo com métodos numéricos. Parte-se de uma estimativa inicial para a RAP e calcula-se o VPL neste cenário. Então, variando-se a RAP, o processo é repetido iterativamente até que o VPL do projeto seja zero. **Isto significa tornar a rentabilidade do projeto igual ao Custo Médio Ponderado de Capital regulatório.** Deste modo, nota-se que o CMPC é incontestavelmente o parâmetro mais importante do processo de definição da RAP para os leilões de transmissão elétrica. O CMPC, portanto, está intimamente ligado à rentabilidade dos projetos licitados.

Para efeito didático, a Figura 10 representa um modelo simplificado para a definição da RAP na regulação de leilões. Toma-se como exemplo o fluxo de caixa de um projeto hipotético em que o custo de construção é estimado em R\$ 100 milhões, com investimento de 70% deste valor no Ano 1 e 30% no Ano 2. O projeto entra em operação no início do Ano 3, gerando uma receita anual conforme estabelecida no contrato da concessão de R\$ 25 milhões/ano durante o prazo da concessão de 10 anos. As despesas anuais durante a operação são estimadas em R\$ 5 milhões.

Figura 10 - Exemplo de Fluxo de Caixa para um projeto hipotético

(R\$ milhões)	<i>Construção</i>	<i>Construção</i>	<i>Operação</i>	<i>Operação</i>	<i>Operação</i>	<i>Operação</i>	<i>Operação</i>	<i>Operação</i>	<i>Operação</i>	<i>Operação</i>
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
(-) CAPEX	-70	-30	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Receita Anual	0	0	25	25	25	25	25	25	25	25
(-) Despesas Anuais	0	0	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5
= Resultado	-70	-30	20	20	20	20	20	20	20	20

Fonte: O autor.

É fácil constatar que a alteração do valor da RAP altera a rentabilidade do projeto. A Figura 11 mostra o cálculo das diferentes taxas internas de retorno (TIR) para RAPs diferentes.

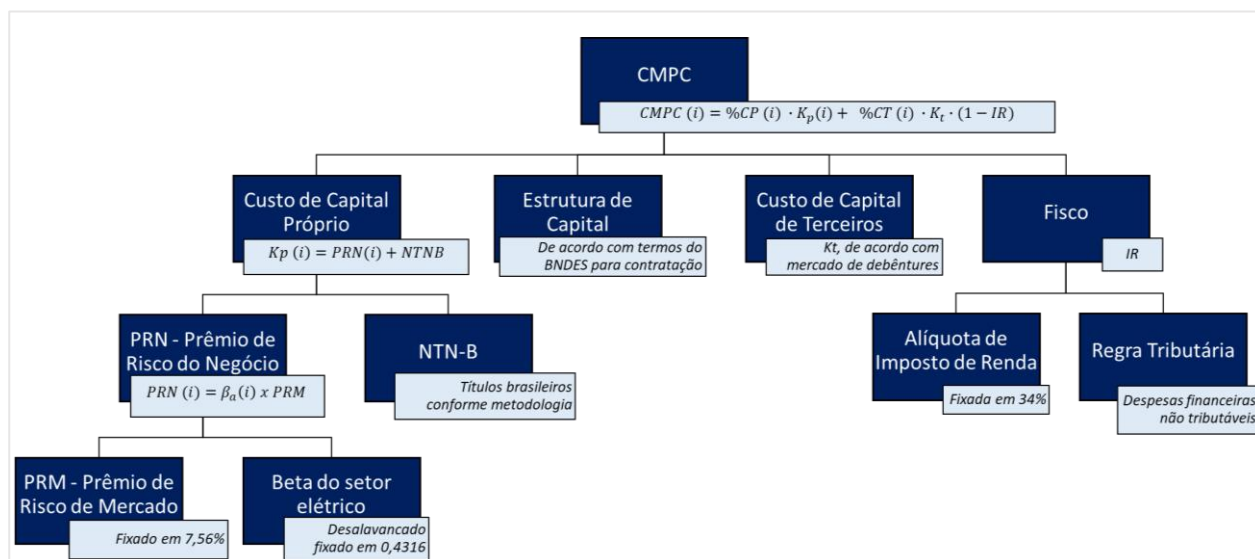
Figura 11 - Análise de Sensibilidade da RAP de um projeto hipotético

RAP	TIR	VPL	CMPC
R\$ 22 milhões	6,3%	(\$13,27)	9,9%
R\$ 23 milhões	7,5%	(\$8,85)	
R\$ 24 milhões	8,8%	(\$4,42)	
R\$ 25 milhões	9,9%	\$0,00	
R\$ 26 milhões	11,1%	\$4,43	
R\$ 27 milhões	12,2%	\$8,85	
R\$ 28 milhões	13,3%	\$13,28	

Fonte: O autor.

Assumindo que a ANEEL estipulou nesse caso em 9,9% o CMPC do vencedor da licitação, pode-se observar que a receita de R\$ 25 milhões é a mais adequada, pois a mesma zera o valor presente líquido (VPL) do projeto, tornando a TIR igual ao CMPC. A Figura 12 resume a estrutura do CMPC na metodologia atual.

Figura 12 - Resumo da Estrutura do CMPC no PRORET SM 9.8 (v1.1.)



Fonte: ANEEL (2016). Modificado pelo autor.

O Custo Médio Ponderado de Capital requer essencialmente três definições. A primeira é como será calculado o **custo do capital próprio**. A segunda é como será calculado o **custo do capital de terceiros**. E a terceira é a **estrutura de capital**, ou seja, a razão entre capital próprio e capital de terceiros. Uma quarta definição eventualmente necessária diz respeito à alíquota de imposto vigente e à forma de tributação. Quando a prática tributária, como é o caso no Brasil, exclui da base de cálculo do imposto as despesas financeiras, juros pagos reduzem a quantidade de

imposto a ser paga, criando-se assim um fator de redução no custo do capital de terceiros diretamente proporcional à alíquota de imposto.

4.3.1 Capital Próprio

O custo do capital próprio é calculado na versão 1.1. do submódulo 9.8 conforme a Equação XIII:

Equação XIII – Custo de Capital Próprio no PRORET 9.8 (ANEEL, 2016)

$$K_p(i) = PRN(i) + NTNB$$

Onde,

$K_p(i)$ = Custo de Capital Próprio no ano i ;

PRN = Prêmio de risco do negócio no ano i ;

$NTNB$ = Valor obtido a partir de metodologia específica aplicada às taxas de juros de todas as séries de taxas com vencimento superior a 5 anos do Título Público brasileiro indexado ao IPCA.

Através da fórmula acima, a ANEEL busca construir o custo de capital próprio pela adição de dois fatores: uma taxa considerada livre de risco e uma taxa remuneratória alinhada ao risco do negócio de transmissão elétrica no Brasil.

A parcela $NTNB$ é considerada a componente livre de risco. Esta premissa assume que o Governo, enquanto credor dos títulos públicos, representa completa certeza de honra de suas dívidas (em particular, as Notas do Tesouro Nacional) e também assume que estes títulos continuarão à disposição no longuíssimo prazo, ignorando-se assim um risco de reinvestimento.

Resumidamente, o custo da $NTNB$ é calculado na versão 1.1. através do 3º quartil das médias diárias de um período de 12 meses, ponderadas por valor emitido, das taxas de juros de todas as séries do título público brasileiro que possuem vencimento superior a 5 anos e sejam indexados ao IPCA.

Mais especificamente, a ANEEL procede o cálculo do custo da $NTNB$ primeiramente através da série histórica diária de taxas até o vencimento (*Yield-to-Maturity*) de todas as $NTNB$ s que tenham prazo de vencimento superior a 5 anos. **É certo da parte da ANEEL assumir um vencimento mínimo, pois estes títulos integrarão a base referencial do investimento no**

negócio de transmissão no Brasil, que é um investimento de longo prazo. Além disso, 5 anos é alinhado com a periodicidade das revisões periódicas. Em seguida, a agência regulatória quantifica o peso que cada título terá por meio da quantidade de títulos emitidos e preço de mercado utilizados no cálculo do índice IMA-B da ANBIMA. O terceiro passo é calcular a taxa até o vencimento (*Yield-to-Maturity*) diária, ponderando pelo volume financeiro em circulação, para o histórico de 12 meses. Por fim, a agência obtém o valor equivalente ao 3º quartil da série histórica obtida, alcançando assim o valor do custo da NTN-B. Importa frisar que esta parcela é completamente doméstica, livre de dados internacionais.

A segunda parcela do custo de capital próprio calculado pela ANEEL é a taxa remuneratória do risco que incorre o acionista em relação ao projeto a ser licitado. Essa taxa é chamada de Prêmio de Risco do Negócio (PRN) e é composta por uma parcela característica do negócio da transmissão e outra parcela característica dos retornos do mercado. O PRN é definido pelo produto do beta alavancado do setor elétrico com o Prêmio de Risco de Mercado, conforme apresentado na Equação XIV.

Equação XIV – Prêmio de Risco de Negócio no PRORET 9.8 (ANEEL, 2016)

$$PRN(i) = \beta_a(i) \times PRM$$

Onde:

$PRN(i)$	= Prêmio de Risco de Negócio, no ano i ;
$\beta_a(i)$	= Beta alavancado para a estrutura de capital do projeto no ano i ;
PRM	= Prêmio de Risco de Mercado.

Conforme apresentado na revisão teórica, o beta – medida conjunta de variância entre os retornos da empresa e do mercado – está alavancado no momento de sua identificação, pois suas premissas, notadamente o retorno das empresas, carregam em si a alavancagem financeira à qual as empresas estão ora submetidas. Desta forma, o beta alavancado inclui não apenas o risco do negócio, mas também o risco financeiro destas empresas.

A ANEEL opta por estabelecer um beta para o setor elétrico desalavancado no valor fixo de 0,4316 e não admite atualizações conjunturais para este valor. A ANEEL não fornece na metodologia atual qualquer justificativa para a escolha deste valor e omite referência à nota técnica anterior que o definiu. O valor foi pego emprestado da Audiência Pública nº 23 / 2014, que estabeleceu através da Nota Técnica nº 22 / 2015 metodologia de cálculo do CMPC regulatório para o setor de *distribuição*. **É válido ressaltar que este valor não foi calculado com parâmetros nacionais.** Na ocasião, a ANEEL tomou como base o beta e a estrutura de

capital de 27 empresas americanas do setor elétrico, independentemente de seu segmento (geração, transmissão, distribuição ou comercialização). Os critérios de seleção destas empresas foram (i) associadas à EEI (Edison Electric Institute, associação americana que engloba praticamente todas as empresas americanas ligadas ao setor elétrico), (ii) listadas em bolsa de valores, e (iii) com liquidez razoável de suas ações.

Assim, o beta alavancado é calculado utilizando a estrutura de capital do setor elétrico, definida posteriormente no mesmo documento. Importa adiantar que a estrutura de capital é considerada diferente durante a fase de construção (0% de dívida) e a fase de operação (com cerca de 55% de dívida). Ou seja, o beta alavancado é dinâmico, assumindo valores distintos em relação às fases do projeto. A ANEEL utiliza a fórmula da Equação XV para o cálculo do beta alavancado:

Equação XV – Beta Alavancado no PRORET 9.8 (ANEEL, 2016)

$$\beta_a(i) = \beta_d \times \left[1 + \frac{\%CT(i)}{\%CP(i)} \times (1 - IR) \right]$$

Onde:

$\beta_a(i)$	= Beta alavancado para a estrutura de capital do projeto no ano i;
β_d	= Beta desalavancado do setor elétrico;
$\%CT(i)$	= Percentual da estrutura de capital que compõe capital de terceiros;
$\%CP(i)$	= Percentual da estrutura de capital que compõe capital próprio;
IR	= Alíquota do Imposto de Renda.

O Prêmio de Risco de Mercado (PRM) é também um valor fixo que não é passível de atualizações conjunturais. Este valor é estipulado em 7,56% e representa a diferença entre a taxa de risco de mercado e a taxa livre de risco. O que a ANEEL omite no PRORET, entretanto, é que o valor para o PRM também foi pego emprestado da Audiência Pública nº 23 / 2014 e baseia-se em dados americanos. Ou seja, a taxa livre de risco não é a mesma citada anteriormente (NTNB). A referida Nota Técnica nº 22 / 2015 calcula a taxa de risco de mercado em 13,20% como sendo a média, no período de 01/10/1984 a 30/09/2014, do rendimento anual histórico do Standard & Poor's 500 (S&P500). Este consiste num índice americano composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque.

A multiplicação do beta alavancado pelo Prêmio de Risco de Mercado determina o Prêmio de Risco de Negócio, pois considera o risco de negócio do setor elétrico, a alavancagem esperada dos projetos, os retornos esperados e a taxa livre de risco.

Finalmente, o custo de capital próprio é determinado pela adição da taxa considerada livre de risco (NTNB) com a taxa remuneratória àqueles que incorrem no risco do negócio do setor elétrico.

4.3.2 Capital de Terceiros

O custo de capital de terceiros é uma estimativa do custo de captação de dívida do projeto com base no preço das debêntures dos últimos 12 meses. É, portanto, uma medida que considera dinamicamente parâmetros oriundos do mercado nacional com ênfase no setor elétrico. Assim, esta estimativa é sempre atualizada na ocasião de cada leilão e pode ser considerada completamente baseada no mercado brasileiro de dívida.

Em suma, o custo de capital de terceiros é calculado pela ANEEL como sendo equivalente ao retorno da média das taxas das séries de debêntures até o vencimento (*Yield-to-Maturity*), cotadas em termos de juros reais. Os passos para o cálculo do custo de capital de terceiros são descritos a seguir.

Inicialmente, parte-se da série histórica diária de taxas até o vencimento (*Yield-to-Maturity*) de todas as séries de debêntures que fazem parte do setor elétrico brasileiro e são cotadas em termos de juros reais com apreçamento na ANBIMA. Em seguida, calcula-se a média da taxa até o vencimento (*Yield-to-Maturity*) diária para os 12 meses precedentes à data de cálculo. Por fim, considera-se como custo do capital de terceiros o valor do terceiro quartil da média calculada, mas não é fornecida nenhuma justificativa para se usar o terceiro quartil.

4.3.3 Estrutura de Capital

A estrutura de capital é a relação entre as quantidades de capital que um projeto tem na forma de dívida e na forma de capital próprio. A ANEEL considera atualmente dois momentos diferentes para a estrutura de capital de um projeto: durante a construção e após a construção (fase operativa). Além disso, a agência recorre ao principal financiador de longo prazo de projetos brasileiros, o BNDES, para estipular quanto de dívida um projeto pode levantar.

Mais especificamente, a ANEEL define que durante a construção, o projeto terá Percentual de Capital Próprio (%CP) igual a 100%, ou seja, o projeto é considerado como 100% financiado pelos empreendedores nesta fase. Logicamente, o Percentual de Capital de Terceiros (%CT) é igual a zero nesta etapa. Após a construção, cuja duração é definida no momento da entrada de dados, a ANEEL finalmente assume que o projeto captou recursos através de dívida e, assim, o %CT passa a ser diferente de zero. **Na prática, a estrutura financeira admitida nas premissas da ANEEL está em oposição à forma como a maioria dos projetos brasileiros de transmissão elétrica são financiados, havendo financiamentos de longo prazo contratados na fase pré-operacional.**

De forma mais precisa, a ANEEL estipula que o %CT seja igual ao máximo nível de alavancagem permitido de acordo com as normas do BNDES para contratação de dívida. Os principais critérios do BNDES são a manutenção do ICSD (Índice de Cobertura do Serviço da Dívida) acima de um múltiplo mínimo (como por exemplo 1,2x) por toda a vida do projeto, e a elegibilidade dos itens a serem financiados. Em outras palavras, a ANEEL considera que o projeto levantará dívida muito tardiamente (apenas na fase operativa) e unicamente com o BNDES, apesar de a agência pautar o custo da dívida apenas pelo mercado de debêntures. **Este mercado tem custos de captação e limites de alavancagem diferentes do BNDES.**

4.3.4 Custo Médio Ponderado de Capital

O Custo Médio Ponderado de Capital é calculado seguindo a teoria do Modelo de Apreçamento de Ativos de Capital, conforme descrito na revisão teórica. Mais especificamente, a fórmula utilizada – apresentada anteriormente na Equação XII (Página 63) – pondera o custo de capital próprio e de terceiros com a estrutura de capital, levando em consideração a alíquota de imposto vigente. A particularidade da Equação XVI a seguir reside no fato de que a ANEEL utiliza um CMPC dinâmico, próprio para cada ano, pois a estrutura de capital é variável de acordo com a fase do projeto.

Equação XVI – CMPC no PRORET 9.8 (ANEEL, 2016)

$$CMPC(i) = \%CP(i) \cdot K_p(i) + \%CT(i) \cdot K_t \cdot (1 - IR)$$

Onde:

%CP(i) = Percentual de Capital Próprio, no ano i;

%CT(i)	= Percentual de Capital de Terceiros, no ano i;
K _p (i)	= Custo de Capital Próprio, no ano i;
K _t	= Custo de Capital de Terceiros, no ano i;
IR	= Alíquota do Imposto de Renda.

O CMPC acima está calculado em termos nominais. Deve-se descontar a inflação para atingir o CMPC real, através da forma de cálculo apresentada na Equação XVII:

Equação XVII – CMPC em termos reais

$$CMPC\ real = \left(\frac{1 + CMPC\ nominal}{1 + inflação} \right) - 1$$

A ANEEL, entretanto, não explicita qual a medida considerada, e nem de qual país é a inflação utilizada nesta parte do processo. O questionamento é válido na medida que houve uma mistura de parâmetros domésticos e internacionais no cálculo do custo de capital próprio. Vale destacar que historicamente a ANEEL obteve o CMPC real, assim como o custo de capital próprio (K_p) real e o custo de capital de terceiros (K_t) real, deflacionando pela inflação *americana*. A partir de 2011, na ocasião da Audiência Pública nº 008/2011, a ANEEL passou a deflacionar separadamente K_p e K_t. Este passou a ser deflacionado pela inflação brasileira (IPCA até 2015 e expectativa de inflação posteriormente), enquanto aquele continuou a ser deflacionado pela inflação americana (USCPI). A ANEEL também passou a não calcular mais o CMPC nominal, diferentemente do que propõe atualmente na versão v1.1. Outro aspecto estranho desta versão é que a ANEEL indica que o custo do capital de terceiros, isto é, o custo de captação com debêntures é feito em termos reais. Porém, o documento afirma que o CMPC é calculado em termos nominais e por isso deve ser deflacionado para atingir o CMPC real.

4.4 Críticas

Existem diversas críticas que podem ser feitas à ANEEL com relação à metodologia vigente de cálculo da RAP teto para os leilões de transmissão no Brasil. Existem duas principais críticas. A primeira delas diz respeito à mistura indevida de parâmetros domésticos e internacionais na formação do custo de capital próprio. A segunda diz respeito ao cálculo do custo de capital de

terceiros, que reúne elementos antagônicos quando utiliza custo de captação por debêntures com limites de alavancagem do BNDES.

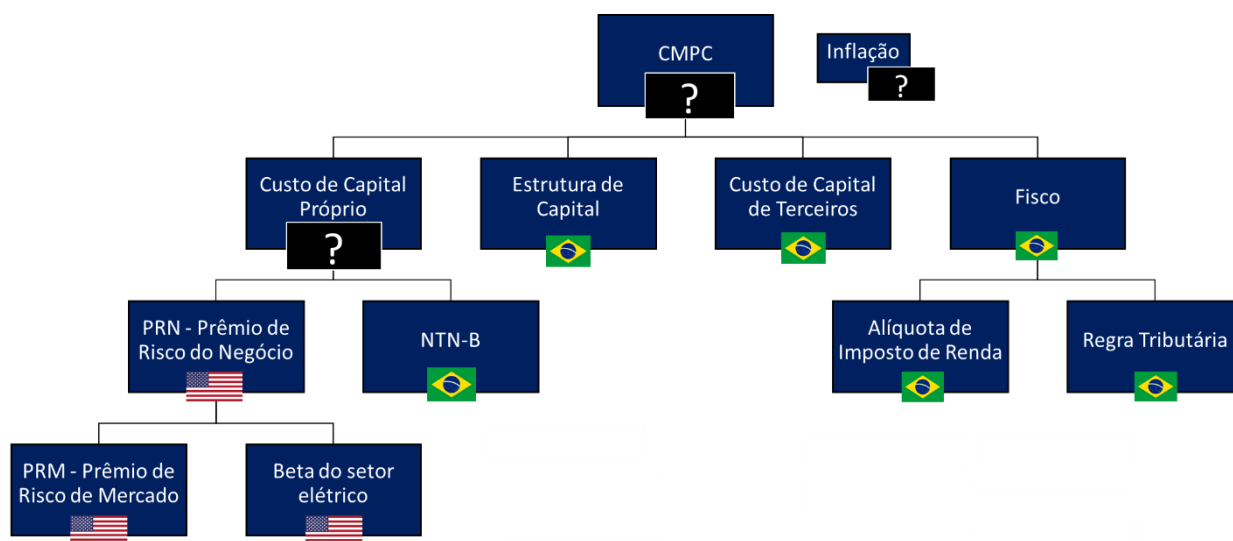
Com relação à metodologia escolhida pela ANEEL para regular o setor elétrico de transmissão, é importante dizer que a agência regulatória está correta ao optar pelo uso do Modelo de Apreçamento de Ativos de Capital (MAAC). Levando em consideração que a ANEEL tem a tarefa de regular um setor naturalmente monopolista, a escolha do modelo permite a agência reguladora trazer elementos objetivos para a definição do retorno dos concessionários de transmissão. O MAAC confere vantagens em dois vetores. O primeiro deles é o aspecto conceitual do modelo. Ele é amplamente estudado pela literatura e recorre unicamente a aspectos técnicos, mensuráveis e justificáveis. O segundo vetor é o aspecto prático do modelo. De fato, ele é aplicado nas empresas atualmente e utilizado há décadas pelo mercado financeiro, comprovando sua eficácia e aceitação. Com o MAAC servindo de base para a definição da RAP teto, a ANEEL mostra que está alinhada com o setor de transmissão elétrica, garantindo tanto a comunicação com agentes do setor, como permitindo à sociedade compreender sua decisão acerca dos retornos dos empreendedores.

4.4.1 Mistura Indevida de Parâmetros Domésticos e Internacionais

Por diversas vezes a ANEEL opta por dados exclusivamente brasileiros na metodologia atual. Esta escolha pode ser muito benéfica quando se leva em conta que não há mercado e condições-exemplo que sejam mais coerentes com a realidade do setor de transmissão elétrica brasileiro do que o próprio mercado local. Apenas no Brasil existe o BNDES, as debêntures, as condições locais e todas as outras particularidades e características que compõem o mercado doméstico. Por outro lado, ao optar por dados brasileiros não existem suficientes empresas com capital aberto para servir de base de dados para os cálculos do CMPC. É irrefutável que o mercado americano, utilizado como referência para o cálculo do custo de capital próprio desde o início da regulamentação, traz relevância estatística muito maior, permitindo consubstanciar os elementos de cálculo da metodologia.

A Figura 13 apresenta a origem dos dados de cada componente do CMPC, ilustrando como existem atualmente dados do setor elétrico americano indevidamente misturados com dados do mercado brasileiro.

Figura 13 - Origem dos Dados de Cada Componente do CMPC no PRORET 9.8 atual



Fonte: ANEEL (2016). Modificado pelo autor.

Um dos efeitos desta mistura de dados é a incoerência de se trabalhar o custo de capital próprio em parte com dados do mercado brasileiro e em parte com dados do mercado americano. Isso cria uma anormalidade no cálculo, podendo-se inclusive argumentar que o cálculo propositalmente optou por métodos incoerentes para atingir um resultado pré-definido. Este tipo de questionamento é muito negativo para qualquer agente regulador, pois desencadeia desconfiança a respeito da metodologia como um todo.

Outro efeito advindo da mistura de dados é a impraticabilidade de fazer transformações no CMPC para termos reais, haja visto que um CMPC calculado a partir de um custo de capital próprio de nacionalidade híbrida é inconsistente com qualquer índice de inflação, pois o mesmo é atrelado a economia de apenas uma localidade.

4.4.2 Custo de Debêntures com Limites do BNDES

No cálculo do custo de capital de terceiros, a ANEEL utiliza dados oriundos do mercado brasileiro de debêntures. Esta atitude é válida, pois busca construir um custo de dívida verdadeiramente característico do ambiente onde o projeto será instalado. Além disso, utiliza uma referência de captação de dívida que efetivamente será avaliada pelos acionistas dos projetos licitados, como uma forma de alavancagem. É importante pontuar, entretanto que o

custo de emissão de debêntures é diferente em relação ao custo de emissão de outro tipo de dívida, como por exemplo junto ao BNDES. Os debenturistas podem aceitar riscos, prazos e limites de alavancagem que não seriam aceitos pelo BNDES. Em especial, pontua-se que o BNDES impõe limites de alavancagem a seus clientes que são diferentes dos limites que os debenturistas de um projeto são esperados de impor.

A metodologia atual ignora este fato e atribui ao projeto um custo de dívida atrelado ao mercado de debêntures, que se torna incoerente com a estrutura de capital utilizada (definida pelos limites máximo de alavancagem do BNDES). A ANEEL poderia reconsiderar se é correto confundir as condições relativas às debêntures com condições relativas ao BNDES.

4.4.3 Outras

Além das duas principais críticas destacadas, menciona-se, primeiramente, uma crítica geral relacionada aos obstáculos que a ANEEL involuntariamente impõe ao estudo de sua regulamentação. O fato está em contraposição com a função da agência de ser transparente e compreensível à sociedade geral. A produção das notas técnicas, assim como o acesso a elas, não está otimizada. Por diversas vezes, as notas técnicas omitem informações relevantes para o cálculo ou entendimento da metodologia e falham em referenciar adequadamente de qual estudo anterior os dados e/ou comentários foram retirados. Durante o estudo das notas técnicas, percebe-se ainda que houve a reutilização de diversos textos, os quais não oferecem devidas menções e referências, tão valiosas à pesquisa. As notas técnicas tampouco estão propriamente categorizadas no endereço eletrônico da ANEEL, sendo necessário realizar um trabalho de garimpo virtual de documentos. Esta situação é especialmente prejudicial quando há envolvimento do Tribunal de Contas da União avaliando as notas técnicas. A Nota Técnica nº 164/2015, por exemplo, mencionada no Acórdão do TCU nº 288/2016 de 17/02/2016 durante uma discussão a respeito da utilização de um beta de construção pesada para a fase de construção do projeto não consta no endereço eletrônico da ANEEL. Felizmente, o acórdão em tela transcreve diversas passagens da nota técnica ausente.

Ainda com relação à dificuldade de acesso à informação, é muito negativo o fato de a metodologia funcionar como uma caixa preta, onde a ANEEL não estipula com clareza certos aspectos e nem presta contas posteriormente à sociedade em geral. Assim, é ainda mais

questionável a atitude da agência reguladora de omitir diversas bases de argumentação no PRORET. Estas são, muitas vezes, premissas e raciocínios substanciados na teoria de diversas notas técnicas distintas, mas que não são apresentados, nem referenciados, no resultado final. Isso empobrece o documento em si e faz o principal documento da regulação dos leilões de transmissão parecer um conjunto de fragmentos de uma metodologia difusa.

5 CONCLUSÕES

A importância da oferta de energia elétrica para o crescimento econômico do país justifica o esforço de entender os desafios e os problemas deste setor. Neste sentido, este trabalho combinou uma fundamentação teórica da engenharia financeira com um estudo pormenorizado da regulamentação histórica da definição das receitas máximas dos leilões de transmissão elétrica no Brasil.

O Brasil é um país de dimensões continentais e caracterizado por uma matriz energética constituída principalmente de usinas hidrelétricas. As grandes distâncias entre os centros geradores de energia e os polos consumidores demandaram a criação de uma malha elétrica expressiva de mais de 140 mil km de extensão, que continua em crescimento para ampliar ainda mais a integração elétrica das regiões.

O setor de transmissão elétrica é um serviço básico de infraestrutura que opera através de redes fixas e caracteriza-se por elevada alavancagem operacional. Em serviços como este, é comum o surgimento de uma situação de mercado de monopólio natural, onde o aumento da quantidade de prestadores em uma mesma localidade traz desvantagens à qualidade do serviço e multiplica os custos ao usuário. O setor de transmissão elétrica brasileiro é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que organiza leilões periódicos para conceder por prazo determinado o direito de exploração do serviço de transmissão.

Os leilões de transmissão elétrica no Brasil funcionam por um modelo de receita máxima, onde a ANEEL estipula uma receita anual permitida máxima (RAP teto) para cada lote a ser licitado e os proponentes ofertam o maior deságio que aceitam aplicar sobre a mesma. Assim, os proponentes vencedores são aqueles que aceitam a menor receita anual para executar o projeto licitado. Quando a receita máxima do lote está abaixo de todas as expectativas de receitas do mercado, o lote não recebe propostas, o que é muito custoso para a ANEEL e, principalmente, para a sociedade. Porém, se a receita máxima for muito maior do que a receita necessária para a implementação do lote licitado, o ganhador captura esse preço elevado e a sociedade incorre em custos mais elevados.

Assim, o desafio da ANEEL é estipular a RAP teto adequadamente para cada lote de cada leilão. A RAP teto é o principal parâmetro de definição do retorno do concessionário. Assim, a agência reguladora recorre à teoria econômica para encontrar o retorno adequado de cada leilão. O

retorno adequado é atualmente definido nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) e se dá pelo Modelo de Apreçamento de Ativos de Capital, Método do Fluxo de Caixa Descontado e Custo Médio Ponderado de Capital. A ANEEL busca igualar o valor presente líquido do fluxo de caixa descontado de cada projeto para que o CMPC se iguale à rentabilidade do projeto. Neste sentido, o grande desafio é definir o CMPC regulatório adequadamente, de forma que o mesmo reflita da maneira mais realista possível o CMPC do proponente vencedor.

Ressalta-se que a escolha da metodologia é apropriada e coerente tanto do ponto de vista teórico, por ser uma metodologia consagrada e amplamente estudada pela literatura, como também do ponto de vista prático, por ser uma metodologia em uso por agentes do setor elétrico e do setor financeiro envolvidos com o setor elétrico.

Apesar de acertar na escolha da metodologia, foram descobertos pontos de melhoria significativos na atual regulamentação. Em primeiro lugar está a incoerência de confundir parâmetros nacionais com parâmetros internacionais na formação do custo de capital próprio. Em segundo lugar está a incompatibilidade da combinação de custo de captação por debêntures com limites de alavancagem do BNDES na formação do custo de capital de terceiros e estrutura de capital. Outros pontos de melhoria foram identificados, com objetivo de a metodologia atingir transparência e compreensibilidade à sociedade e, em especial, aos consumidores e agentes envolvidos.

O impacto dos pontos levantados está diretamente relacionado ao sucesso dos leilões de transmissão, do ponto de vista da eliminação dos lotes vazios juntamente com a minimização da RAP teto.

Por fim, deixa-se como sugestão que os elementos descobertos na pesquisa da metodologia, desalinhados com a fundamentação teórica, possam ser objeto de reavaliação na próxima revisão do submódulo 9.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária da ANEEL, assegurando assim que a metodologia utilizada esteja em conformidade com a teoria de engenharia financeira, bem como as práticas do mercado brasileiro.

6 BIBLIOGRAFIA

ABRADEE. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE. Disponível em <www.abradee.com.br/21-setor-de-distribuicao>. Acesso em: 28 mar. 2018.

Agência Internacional de Energia (França). **Key World Energy Statistics 2017**. Agência Internacional de Energia. Paris: IEA, 2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição** / Agência Nacional de Energia Elétrica (Cadernos temáticos ANEEL;5). Brasília: ANEEL, 2005.

_____. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/transmissao4>>. Acesso em: 25 out. 2018.

_____. **Nota Técnica n° 025/2000**: Conceitos Econômicos para Reajuste e Revisão Tarifária. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2000.

_____. **Nota Técnica n° 148/2002**: Metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração de ativos para fins de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2002.

_____. **Nota Técnica n° 048/2006**: Metodologia e critérios gerais para definição da estrutura de capital. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2006.

_____. **Nota Técnica n° 062/2006**: Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2006.

_____. **Nota Técnica n° 068/2006**: Primeira revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica do Brasil: Metodologia e Critérios Gerais. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2006.

_____. **Nota Técnica n° 045/2007**: Metodologia e cálculo do custo de capital a ser utilizado na definição da receita teto das licitações a serem realizadas no ano de 2007, para contratação das concessões para a prestação do serviço público de transmissão, na modalidade de leilão público. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2007.

_____. **Nota Técnica n° 049/2007**: Primeira revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica do Brasil: Metodologia e Critérios Gerais. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2007.

_____. **Nota Técnica n° 371/2008**: Segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica do Brasil: Metodologia e Critérios. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2008.

_____. **Nota Técnica n° 372/2008**: Metodologia e critérios para definição da estrutura de capital. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2008.

_____. **Nota Técnica nº 373/2008:** Metodologia e critérios para definição do custo de capital. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2008.

_____. **Nota Técnica nº 394/2009:** Segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica do Brasil: Metodologia e Critérios. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2009.

_____. **Nota Técnica nº 395/2009:** Metodologia e critérios para definição da estrutura e do custo de capital das concessionárias de transmissão de energia elétrica: Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias (2009-2013). Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2009.

_____. **Nota Técnica nº 396/2009:** Benchmarking dos custos operacionais das concessionárias de transmissão de energia elétrica. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2009.

_____. **Nota Técnica nº 310/2010:** Proposta de consolidação da regulamentação acerca dos processos tarifários, com a elaboração dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2010.

_____. **Nota Técnica nº 338/2010:** Regulamentação do Processo de Revisão Periódica das Concessionárias de Transmissão Licitadas. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2010.

_____. **Nota Técnica nº 025/2011:** Metodologia e cálculo do custo de capital a ser utilizado na definição da receita teto das licitações a serem realizadas no ano de 2011, para contratação das concessões para a prestação do serviço público de transmissão, na modalidade de leilão público. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2011.

_____. **Nota Técnica nº 036/2012:** Metodologia e cálculo do custo de capital a ser utilizado na definição da receita teto das licitações a serem realizadas no ano de 2012, para contratação das concessões para a prestação do serviço público. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2012.

_____. **Nota Técnica nº 049/2013:** Metodologia e cálculo do custo de capital a ser utilizado na definição da receita teto das licitações a serem realizadas no ano de 2013, para contratação das concessões para a prestação do serviço público de transmissão, na modalidade de leilão público. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2013.

_____. **Nota Técnica nº 075/2013:** Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração das instalações de transmissão de energia elétrica. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2013.

_____. **Nota Técnica nº 077/2013:** Terceiro ciclo de revisões periódicas das concessionárias de transmissão de energia elétrica do Brasil: Metodologia e Critérios. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2013.

_____. **Nota Técnica nº 196/2013:** Terceiro ciclo de revisões periódicas das concessionárias de transmissão de energia elétrica do Brasil: Metodologia e Critérios. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2013.

_____. **Nota Técnica nº 472/2013:** Critérios e procedimentos para cálculo do custo de capital a ser utilizado na definição da receita teto das licitações de empreendimentos vinculados às

concessões do serviço público de transmissão de energia elétrica. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2013.

_____. **Nota Técnica n° 523/2013:** Custo de Capital a ser utilizado na definição da receita teto das licitações de empreendimentos vinculados às concessões do serviço público de transmissão de energia elétrica: Critérios e Procedimentos. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2013.

_____. **Nota Técnica n° 089/2014:** Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração das instalações de geração de energia elétrica em regime de cotas. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2014.

_____. **Nota Técnica n° 022/2015:** Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos investimentos efetuados pelas concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Tarifária Periódica. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2015.

_____. **Nota Técnica n° 027/2015:** Atualização do modelo financeiro para cálculo de preço teto da Receita Anual Permitida (RAP) dos leilões de concessão de transmissão de energia elétrica no Brasil. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2015.

_____. **Nota Técnica n° 042/2015:** Resultado da Audiência Pública 08 de 2015 que tratou da atualização do modelo financeiro para cálculo de preço teto da Receita Anual Permitida (RAP) dos leilões de concessão de transmissão de energia elétrica no Brasil. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2015.

_____. **Nota Técnica n° 212/2015:** Proposta de atualização do modelo financeiro para cálculo do teto da Receita Anual Permitida (RAP) dos leilões de concessão de transmissão de energia elétrica no Brasil, visando abertura de Audiência Pública. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2015.

_____. **Nota Técnica n° 260/2016:** Fechamento da Audiência Pública n° 065/2016, que trata da atualização do modelo financeiro para cálculo do teto da Receita Anual Permitida (RAP) dos leilões de concessão de transmissão de energia elétrica no Brasil. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2016.

_____. **Nota Técnica n° 336/2016:** Procedimentos e critérios a serem utilizados no cálculo do custo de capital a ser adicionado à Receita Anual Permitida de cada concessionária de transmissão abrangida pela Lei n° 12.783/2013, em consonância com a Portaria MME n° 120/2016. Nota técnica. Brasília: ANEEL, 2016.

_____. **PRORET - Submódulo 9.1 - Revisão Periódica das Concessionárias Existentes:** Versão 1.0. Procedimento Regulatório. Brasília: ANEEL, 2013.

_____. **PRORET - Submódulo 9.8 - Metodologia de cálculo de preço teto da Receita Anual Permitida (RAP) dos leilões de concessão de transmissão de energia elétrica:** Versão 1.0. Procedimento Regulatório. Brasília: ANEEL, 2015.

_____. **PRORET - Submódulo 9.8 - Metodologia de cálculo de preço teto da Receita Anual Permitida (RAP) dos leilões de concessão de transmissão de energia elétrica:** Versão 1.1. Procedimento Regulatório. Brasília: ANEEL, 2016.

_____. **Resolução ANEEL nº 493/2002**. Resolução Normativa. Brasília: ANEEL, 2002.

_____. **Resolução Homologatória nº 2.408/2018**. Resolução Normativa. Brasília: ANEEL, 2018.

_____. **Resolução Normativa nº 256/2007**. Resolução Normativa. Brasília: ANEEL, 2007.

_____. **Resolução Normativa nº 386/2009**. Resolução Normativa. Brasília: ANEEL, 2009.

_____. **Resolução Normativa nº 435/2011**. Resolução Normativa. Brasília: ANEEL, 2011.

_____. **Resolução Normativa nº 592/2013**. Resolução Normativa. Brasília: ANEEL, 2013.

_____. **Resolução Normativa nº 653/2015**. Resolução Normativa. Brasília: ANEEL, 2015.

ARNOLD, Glen. **Corporate Financial Management** (3. ed.). Harlow u.a.: Financial Times/Prentice Hall. p. 354, 2005.

ASSAF NETO, Alexandre. **Finanças Corporativas e Valor** (7ª ed.). São Paulo: Atlas, 2014.

BARROSO, L.A., et. al. **Transmission Structure in Brazil: Organization, Evaluation and Trends**. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004. Denver, Estados Unidos, v. 2, p. 1301-1306, 2004.

BRASIL. Tribunal de Contas da União – TCU. **Acórdão nº 1.293/2015 – Plenário**. Disponível em <<https://contas.tcu.gov.br>>. Acesso em: 17 abr. 2018.

_____. **Acórdão nº 288/2016 – Plenário**. Disponível em <<https://contas.tcu.gov.br>>. Acesso em: 17 abr. 2018.

_____. **Acórdão nº 2.832/2016 – Plenário**. Disponível em <<https://contas.tcu.gov.br>>. Acesso em: 18 abr. 2018.

BRASIL. Decreto-Lei nº 3.365, de 21 de junho de 1941. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. **DOFC**, Poder Executivo, Brasília, DF, 18 jul. 1941. p. 14.427.

BRASIL. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 16 mar. 2004. p. 1.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá

outras providências. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 16 mar. 2004. p. 2.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 08 jul. 1995. p. 10125 – Edição Extra.

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Dispõe sobre desapropriações por utilidade pública. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 28 mai. 1998. Seção 1, p. 1.

BRASIL. Lei nº 13.502, de 1º de novembro de 2017. Estabelece a organização básica dos órgãos da Presidência da República e dos Ministérios; altera a Lei no 13.334, de 13 de setembro de 2016; e revoga a Lei no 10.683, de 28 de maio de 2003, e a Medida Provisória no 768, de 2 de fevereiro de 2017. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 03 nov. 2017, p. 1.

BREALEY, R. A., MEYERS, S. C., & ALLEN, F. **Principles of Corporate Finance**. — Nova Iorque, Estados Unidos : McGraw-Hill Irwinb, 2012.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Disponível em < <http://www.ccee.org.br/15anos/quem-somos.html>>. Acesso em: 30 mar. 2018.

COSTA NETO, P. L. **Estatística** (2ª ed.). São Paulo: Edgard Blücher, 2002.

DAMODARAN, A. Avaliação de Investimentos: Ferramentas e Técnicas para a Determinação do Valor de Qualquer Ativo. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1997.

_____. **Investment Valuation**. Nova York, Estados Unidos: John Wiley & Sons Inc., 2012.

_____. **Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications**. Stern School of Business. Nova York, Estados Unidos, 2014.

DYCKMAN, Thomas R.; MORSE, Dale. **Efficient capital markets and accounting**: a critical analysis. 2. Ed. Englewood Cliffs, New Jersey, Estados Unidos: Prentice Hall, 1990.

Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Balanco Energético Nacional 2018**: Ano base 2017 / Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2018.

_____. **Balanco Energético Nacional 2017**: Ano base 2016 / Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2017.

_____. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016**: Ano base 2015 / Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

_____. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2011.

FAMA, E.; FRENCH, K. R. . The Capital Asset Pricing Model: Theory and Evidence. **Journal of Economic Perspectives**, vol. 18, n.3. Boston, Estados Unidos: 2004.

FRIEDMAN, Milton. **Capitalismo e Liberdade** / Milton Friedman, com ajuda de Rose D. Friedman. 1962. Tradução Afonso Celso da Cunha Serra. (1ª. Ed.) Rio de Janeiro: LTC, 2014.

GASTALDO, Marcelo Machado. Histórico da regulamentação do setor elétrico brasileiro. **Revista O Setor Elétrico**, Rio de Janeiro, p.35-42, jan. 2009.

IAB. Instituto Acende Brasil – IAB. **Transmissão: O Elo Integrador** / Instituto Acende Brasil, White Paper n.15, de setembro 2015. São Paulo: IAB, 2015.

MANKIW, N. G. **Introdução à Economia** (5ª. ed.) Boston, Estados Unidos: Cengage Learning, 2008.

MELLO, Celso Antônio Bandeira de. Apontamentos sobre o poder de polícia. **Revista de Direito Público**. São Paulo, v. 9, p. 55-68. Jul.-Set. 1969.

MODIGLIANI, F.; MILLER, M. The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment. **American Economic Review**, pp. 261 – 297, 1958.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Disponível em <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 30 out. 2018.

PAULA LEITE, Hélio de. (1994). **Introdução à Administração Financeira**. 2. Ed. São Paulo: Atlas, 1994.

PIETRO, Maria Sylvia Zanella Di. **Direito administrativo** / Maria Sylvia Zanella Di Pietro. – 31. ed. rev. atual e ampl. – Rio de Janeiro: Forense, 2018.

REGO, Erik Eduardo. **Usinas Hidrelétricas “Botox”: Aspectos Regulatórios e Financeiros nos Leilões de Energia**. 2007, 207 folhas. Dissertação (pós-graduação em Engenharia), Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – PIPGE, São Paulo, 2007.

_____. Notas de Aula: 7 – Custo de Produção. São Paulo. 2014

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R.W.; JAFFE, J. **Corporate Finance** / Stephen A. Ross, Randolph W. Westerfield, Jeffrey Jaffe. (10a. ed.) p. cm. — Nova Iorque, Estados Unidos : The McGraw-Hill/Irwin series in finance, insurance and real estate, 2013.

ROSS, Stephen A. The arbitrage theory of capital asset pricing. **Journal of Economic Theory**, Vol. 13, 1976.

SHARPE, William F. Capital asset prices with and without negative holdings. **The Journal of Finance** v.46, p. 489-509 – The American Finance Association, Filadélfia, Estados Unidos, 1990.

VAN HORNE, James C. **Financial Management and Policy**. 11. Ed. New Jersey: Prentice Hall, 1998.

7 APÊNDICE A - Quadro-Resumo das Principais Audiências Públicas

AUDIÊNCIA PÚBLICA	ANO	COMENTÁRIOS
Audiência Pública nº 007/2000: estabeleceu a adoção de princípios econômicos setoriais	2000	A AP nº 007/2000 iniciou a discussão dos conceitos econômicos relevantes para a realização de reajustes e revisões tarifárias. Iniciada principalmente através da publicação da já mencionada Nota Técnica Nº 025/2000, esta audiência estabeleceu a adoção de princípios e conceitos econômicos para a implantação gradual do novo setor elétrico brasileiro. Tais conceitos e princípios abrangem, por exemplo, mercado eficiente, alocação coerente de riscos, identificação de agentes mais habilitados à tomada de riscos, consequências dos atos regulatórios e reconhecimento de especificidades sociais e regionais. Esta audiência foi objeto de estudo que posteriormente instaurou a AP nº 005/2002, cujo resultado foi a Resolução ANEEL nº 493 de 03/09/2002, que definiu uma metodologia relacionada à revisão tarifária periódica das concessionárias de <i>distribuição</i> .
Audiência Pública nº 005/2002: estabeleceu critérios gerais para revisão tarifária das concessionárias de distribuição	2002	A AP nº 005/2002 buscou, por sua vez, obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da regulação que viria a estabelecer a metodologia e os critérios gerais para a revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição. É importante observar que há uma grande diferença entre os regimes de regulação da distribuição e da transmissão no Brasil. Particularmente na distribuição, a gestão do negócio, incluindo a composição ideal entre capital (investimentos) e trabalho (operação) é responsabilidade totalmente atribuída à concessionária, que busca a maximização de seus lucros pela otimização da razão entre custo de operação e investimento, entregando o serviço ao usuário e sendo remunerada pela tarifa que o usuário paga. Já na transmissão, o serviço é principalmente remunerado pelo capital investido, com pouco espaço para ganhos de produtividade. Neste caso, é responsabilidade da concessionária implementar o projeto de maneira prevista pelo regulador, respeitando requisitos estabelecidos pela ANEEL e administrando os serviços de manutenção e operação de forma a maximizar o tempo de disponibilidade de suas instalações. Pela correta e estável execução deste serviço, a concessionária será remunerada pela ANEEL por receitas altamente previsíveis. A perda de parte da receita por indisponibilidade é, em suma, o risco fundamental da transmissora em operação. Além disso, o risco de inadimplência é muito baixo devido ao reduzido número de atores no sistema, diferentemente do caso das distribuidoras. Embora o escopo desta AP tenha sido voltado para as concessionárias de distribuição, os resultados obtidos foram úteis ao primeiro ciclo de revisão tarifária das concessionárias de transmissão, que foi aberto à consulta pública pela AP nº 007/2006.

(CONTINUA)

AUDIÊNCIA PÚBLICA	ANO	COMENTÁRIOS
Audiência Pública n° 007/2006: estabeleceu metodologia e critérios gerais para a primeira revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão elétrica	2006	<p>A AP n° 007/2006 procurou receber contribuições referentes aos critérios e procedimentos a serem utilizados no processo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de transmissão, alcançando como resultado a Nota Técnica n° 068/2006 , bem como seus dois anexos, a Nota Técnica n° 048/2006 e a Nota Técnica n° 062 / 2006. Em especial, a Nota Técnica n° 062 / 2006 apresenta pela primeira vez a metodologia e os critérios a serem adotados pela ANEEL para determinação do custo de capital. Muitos elementos adotados na metodologia são de origem americana, como por exemplo os parâmetros de taxa livre de risco, inflação, alíquota de imposto de renda, beta e mensuração do risco de crédito do Brasil. A Nota Técnica n° 048/2006 reforça a necessidade de distinção entre as empresas caracterizadas como existentes (em maioria estatais) anteriores às licitações iniciadas em 2000 e as empresas caracterizadas como licitadas. A diferença da estrutura de capital entre os dois tipos de empresas é notável e reforça a necessidade de se estabelecer uma banda para a estrutura de capital (definida entre 55% e 65%) como forma de evitar um valor pontual, o qual gera um CMPC reduzido para empresas existentes (com estrutura de capital mais baixa) e elevado para empresas licitadas (com estrutura de capital mais alto).</p>
Audiência Pública n° 068/2008: revisou metodologia e critérios gerais no contexto da segunda revisão tarifária das concessionárias de transmissão elétrica	2008	<p>A AP n° 068/2008 teve o mesmo objetivo de receber insumos para os procedimentos referentes ao segundo processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão. Posteriormente, instaurou-se a Resolução Normativa n° 386 de 15/12/2009, definindo o 2° Ciclo de revisão periódica, com base nas Notas Técnicas n° 394/2009, n° 395/2009, n° 396/2009 de 01/12/2009. Em especial, a Nota Técnica n° 395/2009 repassou pela metodologia estabelecida na Nota Técnica n° 062 / 2006, apresentando poucas mudanças. Entre elas, estão a definição de uma estrutura de capital pontual fixada em 63,55% e a mudança no cálculo de risco país. Uma diferença marcante é a desistência do uso de um <i>benchmark</i> para o custo de capital próprio e o uso de um MAAC da dívida. Este cálculo do custo de capital de terceiros foi abandonado na revisão seguinte de 2011, conforme apresentado abaixo. A nota de 2009 ainda avalia que o mais indicado seria utilizar o modelo de apreçamento de ativos de capital para um cenário local, porém menciona a impraticabilidade do mesmo devido à (i) falta de quantidade e qualidade de informações, principalmente relacionadas ao setor de transmissão, (ii) falta de maturidade dos mercados de capitais e da diversificação de ativos, (iii) da limitada extensão das séries históricas disponíveis, (iv) da alta volatilidade percebida pelos desequilíbrios macroeconômicos, e (v) da baixa liquidez dos ativos em muitos casos.</p>

(CONTINUAÇÃO)

AUDIÊNCIA PÚBLICA	ANO	COMENTÁRIOS
<p>Audiência Pública n° 008/2011: atualizou dados do custo de capital utilizado nos leilões de 2011 e retomou o método do custo de capital de terceiros usado em 2006</p>	<p>2011</p>	<p>A AP n° 008/2011 objetivou levantar contribuições para o estabelecimento da estrutura ótima de capital e da definição do custo de capital a serem utilizados na estipulação da receita teto das licitações de transmissão do ano de 2011. Seu principal resultado foi a Nota Técnica n° 25/2011, entretanto a Nota Técnica não trouxe elementos verdadeiramente novos à metodologia, conferindo apenas uma atualização dos dados e o regresso, como mencionado acima, à forma de calcular o custo de capital de terceiros através de um <i>benchmark</i> do mercado nacional de financiamento. No caso, porém, optou-se por utilizar 100% do valor da Taxa de Juros de Longo Prazo com spread de 2,80% referente à remuneração da instituição financeira.</p> <p>A Nota Técnica n° 36/2012 publicada em 9 de fevereiro de 2012 atualiza os dados para a utilização do custo de capital nos leilões de 2012 sem apresentar nenhum novo aspecto à metodologia utilizada no ano anterior.</p> <p>A Nota Técnica n° 49/2013 publicada em 8 de fevereiro de 2013, semelhantemente, atualiza os dados para 2013 sem apresentar nenhum novo aspecto à metodologia utilizada no ano anterior. Entretanto, conforme apresentado na Figura 4 (página 35) os leilões a partir de 2013 começaram a ter diversos lotes vazios, fato que ocasionou diversas reuniões entre ANEEL e agentes do setor para discutir o problema.</p>
<p>Audiência Pública n° 031/2013: estabeleceu os parâmetros do terceiro ciclo de revisão tarifária periódica e ensejou a publicação do submódulo 9.1</p>	<p>2013</p>	<p>A AP n° 031/2013 teve como foco o terceiro ciclo de revisão tarifária periódica e apresentou como resultado, no dia 29/05/2013, a Nota Técnica n° 196/2013 - Resultado Final Terceiro Ciclo de Revisões Periódicas. Esta nota técnica alterou o cálculo da estrutura de capital através da adoção dos parâmetros passivo oneroso (gerador de despesas financeiras) e ativo imobilizado (bens necessários à manutenção da atividade da empresa. Outra alteração foi o espaço amostral das empresas licitadas: ao invés de utilizar os primeiros 5 anos de operação, foram utilizados todos os anos de operação de empresas com pelo menos 5 anos. Algumas outras alterações foram feitas e o resultado foi o de um CMPC substancialmente mais elevado que o anterior (6,64% vs. 4,60% CMPC real depois de impostos). O fato não é surpreendente e sugere que houve a ocorrência de uma “conta de chegada”, onde a ANEEL deliberadamente pode ter alterado a metodologia com o objetivo de inflar o CMPC e, assim, aumentar a quantidade de ofertas nos leilões. Posteriormente, entrou em vigência no dia 10/06/2013 a primeira versão do submódulo 9.1 do PRORET, intitulado <i>9.1 - Revisão Periódica das Concessionárias Existentes</i>. O submódulo 9.1 serviu posteriormente para definição do custo de capital próprio em relação à metodologia de cálculo para os leilões, conforme mencionado na Nota Técnica n° 523/2013 no âmbito da audiência pública n° 123/2013.</p>

(CONTINUAÇÃO)

AUDIÊNCIA PÚBLICA	ANO	COMENTÁRIOS
Audiência Pública nº 123/2013: fixou custo de capital de terceiros, definiu custo de capital próprio e tornou a estrutura de capital atrelada às condições do BNDES	2013	A AP nº 123/2013 focou nos critérios e procedimentos para cálculo do custo de capital para definição da receita teto das licitações de transmissão. Como resultado principal, destaca-se a Resolução Normativa nº 592/2013, que estabelece custo de capital próprio, de terceiros e critérios para a definição da estrutura de capital. A REN 592 baseou-se na Nota Técnica nº 523/2013, que buscou dar certa flexibilidade à definição da estrutura de capital. O custo de capital próprio ficou definido como igual àquele apresentado no submódulo 9.1. O custo de capital de terceiros foi fixado e mantido inalterado (3,31% real) em relação ao publicado no início do ano na ocasião da Nota Técnica nº 49/2013. Já a estrutura de capital ficou em princípio definida como o nível máximo de alavancagem permitido pelo BNDES, porém com a expressa possibilidade de ser revista a qualquer tempo mediante edição de Resolução Homologatória.
Audiência Pública nº 008/2015: apresenta a primeira versão (v1.0) do submódulo 9.8 do PRORET	2015	A AP nº 008/2015 continuou o trabalho de aprimoramento da metodologia e dos critérios gerais para definição da receita teto das licitações. Como resultado principal, pode-se citar a apresentação da primeira versão do submódulo 9.8 do PRORET, intitulado <i>Metodologia de Cálculo de Preço Teto da Receita Anual Permitida (RAP) dos Leilões de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica</i> , o qual entrou em vigência no dia 26/03/2015. Apesar deste resultado, o Tribunal de Contas da União entrou na discussão com o Acórdão nº 1293/2015 em 27/05/2015, contestando o parâmetro beta e a estrutura de capital propostos. A ANEEL atendendo ao pedido do Tribunal de Contas da União – TCU emitiu a Nota Técnica nº 164/2015, que, por sua vez, foi respondida pelo Acórdão nº 288/2016 em 17/02/2016 o qual publicou instruções diversas à ANEEL.
Audiência Pública nº 065/2016: apresenta a segunda versão (v1.1) do submódulo 9.8 do PRORET	2016	A AP nº 065/2016 trouxe o resultado mais recente da discussão, a segunda versão do submódulo 9.8, versão v1.1, a qual foi apresentada na Nota Técnica nº 212/2016. O TCU novamente se manifestou, através do Acórdão nº 2.832/2016, oriundo de um pedido da ANEEL de reexame do Acórdão nº 288/2016, alcançando provimento parcial. O TCU deu caráter de recomendação às instruções dadas anteriormente, de forma que, pela Nota Técnica nº 260/2016, a AP nº 065/2016 é encerrada e a versão mais recente do submódulo 9.8 – v1.1. entra em vigência no dia 20/12/2016.

(CONCLUSÃO). Fontes: ANEEL (2000, 2002, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016); BRASIL-TCU (2015, 2016).