

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS  
FACULDADE DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS  
CENTRO DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISAS EM ADMINISTRAÇÃO  
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM GESTÃO ESTRATÉGICA

YURI RIBEIRO DE FARIA

**CUSTO DE CAPITAL NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

BELO HORIZONTE

2021

YURI RIBEIRO DE FARIA

## **CUSTO DE CAPITAL NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Especialização em Gestão Estratégica (Pós-Graduação Lato Sensu) do CEPEAD/CAD/FACE da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Gestão Estratégica de Negócios.

Orientador: Prof. Bruno Pérez Ferreira

BELO HORIZONTE

2021

Ficha catalográfica

F224c Faria, Yuri Ribeiro de.  
2021 Custo de capital no setor elétrico brasileiro [manuscrito] / Yuri  
Ribeiro de Faria. – 2021.  
49 f. ; il.

Orientador: Bruno Pérez Ferreira.  
Monografia (especialização) – Universidade Federal de Minas  
Gerais, Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração.  
Inclui bibliografia.

1. Administração. I. Ferreira, Bruno Pérez. II. Universidade  
Federal de Minas Gerais. Centro de Pós-Graduação e Pesquisas  
em Administração. IV. Título.

CDD: 658

Elaborado por Rosilene Santos CRB-6/2527  
Biblioteca da FACE/UFMG. – RSS048/2021



**Universidade Federal de Minas Gerais**  
**Faculdade de Ciências Econômicas**  
**Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração**  
**Curso de Especialização em Gestão Estratégica**

ATA DA DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO do Senhor **YURI RIBEIRO DE FARIA**, matrícula nº **2016691748**. No dia 24/03/2021 às 20:00 horas, reuniu-se em sala virtual, a Comissão Examinadora de Trabalho de Conclusão de Curso - TCC, indicada pela Coordenação do Curso de Especialização em Gestão Estratégica - CEGE, para julgar o Trabalho de Conclusão de Curso intitulado "**CUSTO DE CAPITAL NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**", requisito para a obtenção do Título de Especialista. Abrindo a sessão, o orientador e Presidente da Comissão, Prof. Bruno Pérez Ferreira, após dar conhecimento aos presentes do teor das Normas Regulamentares de apresentação do TCC, passou a palavra ao aluno para apresentação de seu trabalho. Seguiu-se a arguição pelos examinadores, seguido das respostas do aluno. Logo após, a Comissão se reuniu sem a presença do aluno e do público, para avaliação do TCC, que foi considerado:

APROVADO

NÃO APROVADO

95 pontos (noventa e cinco pontos) trabalhos com nota maior ou igual a 60 serão considerados aprovados.

O resultado final foi comunicado publicamente ao aluno pelo orientador e Presidente da Comissão. Nada mais havendo a tratar, o Senhor Presidente encerrou a reunião e lavrou a presente ATA, que será assinada por todos os membros participantes da Comissão Examinadora. Belo Horizonte, 24/03/2021.

Prof. Bruno Pérez Ferreira  
(CEPEAD/UFMG - Orientador)

Prof. Márcio Augusto Gonçalves  
(CEPEAD/UFMG)

## Resumo

O objetivo geral deste estudo é avaliar a rentabilidade de empresas do setor elétrico, mais especificamente aquelas do segmento de distribuição. O estudo baseia-se na comparação entre o cálculo do *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*, utilizado para definir a remuneração regulatória dos investimentos realizados para prestação do serviço, e a rentabilidade real das empresas através de parâmetros que considerem não somente o resultado operacional da empresa, mas correlacionado com os investimentos realizados e o resultado esperado de retorno desses investimentos, pois indicadores mais comuns, como o lucro líquido e o Ebitda, não incorporam os investimentos que precisam ser aportados para a geração de lucros ou fluxos de caixa das empresas. Foi discutido a metodologia de estimação do custo de capital regulatório utilizada pela Aneel. Como os custos de capital próprio não podem ser diretamente acessados, a agência reguladora utiliza as teorias de finanças para estimar os valores, através do método CAPM. Em seguida, os valores são comparados com os resultados das empresas através do cálculo lucro operacional depois de imposto (NOPAT) como resultado dos investimentos realizados - a Base de Remuneração Regulatória. Os resultados encontrados apontam que a diferença entre a expectativa regulatória e os resultados reais tem grande diversidade de resultados, com empresas obtendo rentabilidades acima da regulatória, mas ao analisar o setor de distribuição, tanto as maiores do setor, como as demais empresas, o resultado tem sido de destruição de valor, com retornos abaixo do cálculo pela agência. Essa tendência foi revertida no ano de 2019, em função da melhora no EBIT do setor, mas ainda não há dados disponíveis para confirmação da tendência nos períodos seguintes.

**Palavras-chave:** setor de energia elétrica brasileiro; custo de capital; CAPM; custo de capital próprio; WACC.

## **Abstract**

This study addresses the profitability of companies in the electricity sector, more specifically those in the distribution segment. The study is based on the comparison between the calculation of the Weighted Average Cost of Capital (WACC), used to define the regulatory revenue of the investments necessary to provide the service, and the annual profitability of the companies through parameters that consider not only the operational result of the company but also the investments made and the expected result of the return on these investments, since more common indicators, such as net profit and Ebitda, do not incorporate the expenditure that generated the profits or cash flows of the companies. The methodology for estimating the regulatory cost of capital defined by the regulatory agency was discussed. As equity costs cannot be directly accessed, the regulatory agency uses finance theories to estimate those values using the CAPM method. Then, the values are compared with the companies' annual results using the calculation of net operating profit after taxes (NOPAT) derived from investments made - the Regulatory Remuneration Base values. The results found point out that the difference between the regulatory expectation and the annual results has a great diversity of results, with companies obtaining profits above the regulatory reference, but when analyzing the distribution sector, both the largest companies in the sector and all other ones, the result it has been one of the destruction of value, with returns below the agency regulatory values. This trend reversed in two thousand nineteen, due to the improvement in the sector's EBIT, but there is no data available to confirm the tendency in the following periods.

**Keywords:** Brazilian electricity sector. Cost of capital. CAPM. Cost of equity. WACC.

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	8
2. OBJETIVOS.....	10
3. JUSTIFICATIVA.....	11
4. REFERENCIAL TEÓRICO .....	13
4.1. Setor Elétrico Brasileiro .....	13
4.1.1. Geração .....	13
4.1.2. Distribuição de energia.....	15
4.1.3. Tarifas de Energia .....	16
4.1.4. Taxa regulatória de remuneração de capital .....	18
4.1.5. Remuneração do capital próprio (custo de capital próprio) .....	20
4.1.6. Taxa livre de risco .....	21
4.1.7. Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro .....	21
4.1.8. Prêmio de risco de mercado .....	22
4.1.9. Remuneração do capital de terceiros.....	23
4.1.10. Estrutura de Capital .....	24
4.1.11. Ajustes Adicionais ao CAPM.....	25
4.1.12. Modelo adotado pela Aneel .....	26
4.1.12.1. Remuneração do capital próprio .....	27
4.1.12.2. Remuneração do capital de terceiros .....	28
4.1.12.3. WACC setor distribuição .....	28
4.1.13. Geração Econômica de Valor .....	29
5. METODOLOGIA .....	31
5.1. Cálculo da Base de Remuneração Regulatória .....	32
5.2. Cálculo do NOPAT .....	33
6. RESULTADOS .....	34
6.1. Base de remuneração.....	34

6.2. Cálculo do Lucro Operacional após impostos (NOPAT).....	37
6.3. Custo de Capital Regulatório.....	37
7. CONCLUSÃO.....	45
8. REFERÊNCIAS.....	47

## 1. INTRODUÇÃO

A prestação do serviço público de distribuição, transmissão e geração de energia é realizada em regime de concessão sob supervisão de um órgão regulador independente, delegado pelo governo. No Brasil esse papel é desempenhado pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Toda a receita advinda da exploração da concessão é calculada com base em regras definidas pela agência reguladora, sendo o assunto objeto de discussões prévias com as partes interessadas.

Para composição do cálculo, há a necessidade de se calcular a remuneração do capital dos investidores através do custo médio ponderado de capital ou WACC regulatório. O valor é formado pela média ponderada do custo de capital próprio e de terceiros, partindo de uma estrutura de capital e parâmetros de mercado. Esse valor será aplicado sobre todos os ativos não depreciados da empresa, formando a principal fonte de lucros das concessionárias.

Da perspectiva do investidor, a rentabilidade é crucial para cobrir o capital investido e os riscos envolvidos. Para o consumidor, o lucro pode ser interpretado como mais um componente de custos que impactará no preço final do produto. O fato é que a rentabilidade é um elemento essencial para qualquer atividade econômica.

O equilíbrio entre o WACC real e o regulatório é crucial para a sustentabilidade econômica da concessão. Se a rentabilidade não for suficiente para cobrir os custos dos investimentos realizados a atividade estará prejudicada. A infraestrutura do sistema elétrico brasileiro pode ser afetada por falta investimentos, com projetos importantes sendo inviabilizados, ou comprometendo a qualidade em sistemas já existentes.

De acordo com diversos textos disponíveis na literatura de finanças, para o custo do capital próprio, indicativo da taxa mínima de retorno do investidor, o Modelo de Precificação de Ativos Financeiros ou *Capital Asset Pricing Model (CAPM)* é a melhor e mais utilizada forma para estimar esses retornos, além de ser o que melhor consegue estimar esses valores<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Graham e Harvey (2002) e Damodaran (2004)

Diferentemente dos custos de capital de terceiros, que possuem total transferência em seus retornos, como o caso dos custos para se financiar através da emissão de debentures, os custos de capital próprio não podem ser diretamente acessados e devem ser estimados. Esse fato abre possibilidades de discussão das diversas metodologias e premissas que podem ser adotadas para esse cálculo e sempre haverá dificuldades em se estimar retornos adequados para as empresas reguladas.

Com as premissas adotadas nas metodologias para o cálculo regulatório, a remuneração de capital calculada pelo órgão regulador corresponde à realidade econômico-financeira das empresas do setor elétrico brasileiro?

## **2. OBJETIVOS**

A produção deste trabalho tem como objetivo principal analisar o cálculo do custo de capital e a respectiva remuneração de capital calculada pela Aneel para as empresas de distribuição do setor elétrico brasileiro e a sua adequação com a realidade econômica delas.

Para isso, busca-se avaliar a aderência na utilização de dados de toda economia para definição da rentabilidade do setor. Assim, o objetivo primário que se visa alcançar com o desenvolvimento deste Trabalho é o avaliar o custo médio ponderado do capital regulatório do setor de distribuição e os resultados operacionais das empresas, e a análise da adequabilidade do retorno sobre o capital total investido em vistas da sustentabilidade econômica das empresas.

Assim, espera-se que o trabalho a ser desenvolvido contribua para a evolução do modelo regulatório nas próximas atualizações de regulação e normas homologadas pelo agente regulador.

### 3. JUSTIFICATIVA

Na realização de licitações, na modalidade leilão público, para contratação das concessões para prestação do serviço público de transmissão, já foram considerados diferentes valores para a remuneração do custo de capital.

No ano de 2014 foram realizados quatro leilões de linhas de transmissão, sendo ofertadas em diferentes agrupamentos, formando 27 lotes. Em 12 deles não houve propostas, resultado do desinteresse dos investidores em relação aos parâmetros de receita teto ofertadas pelo certame.

Em 2015, foi aberta a Audiência Pública ANEEL nº 008/2015 visando obter subsídios para o aprimoramento da metodologia e critérios para a definição da receita teto das licitações de transmissão de energia. Em abril de 2016, foi realizado um novo leilão de 6,5 mil km de linhas agrupados em 24 lotes. Foram arrematados 14 lotes, e os demais não receberam proposta financeira.

Após novas revisões nos parâmetros da receita teto, foi realizada uma nova rodada de leilão, em abril de 2017, sendo que houve interesse em 31 dos 35 lotes ofertados.

Essa evolução é fruto de adequações na metodologia de cálculo do teto de Receita Anual Permitida (RAP), com alterações como a substituição da taxa livre de risco e risco país de referência pela NTN-B, capital de terceiros referenciado nas taxas de juros praticadas no segmento de mercado de capitais de dívidas e outras adequações.

As diferenças de sucesso dos diversos leilões discutidos acima vêm principalmente da evolução do cálculo da remuneração de capital, mostrando a importância da discussão desse parâmetro para a economia brasileira, tanto se tratando de investimentos no país quanto da garantia de evolução da infraestrutura do sistema elétrico que é peça fundamental para o sucesso econômico de qualquer país.

A definição de remunerações abaixo do nível de custo de oportunidade das empresas pode inviabilizar investimentos, criando diversas dificuldades para os negócios regulados, reduzindo a possibilidade de novos investimentos (como o caso dos leilões de transmissão), degradando a qualidade do fornecimento e prejudicando os consumidores.

Assim, é de grande relevância discutir a remuneração de capital estabelecida pelo órgão regulador e avaliar a sua adequação com os resultados operacionais das empresas, buscando uma indicação para medição dos parâmetros e metodologias utilizadas para estimar os custos de capital regulatório.

## **4. REFERENCIAL TEÓRICO**

Nesta seção deverão ser discutidos dois aspectos referentes ao sistema elétrico brasileiro. Primeiro os aspectos físicos, desde a geração até a distribuição de energia, passando pela transmissão. Outro aspecto é regulação econômico-financeira e suas diversas normas sobre os tipos diferentes tipos existentes de formação de preços e conseqüentemente da receita das empresas.

Informações importantes são as dimensões desse setor, com os diferentes tipos de geração de energia, as linhas de transmissão e a dinâmica de distribuição de energia. Isso revela a importância do estudo e da participação na economia brasileira.

Com o entendimento dos aspectos físicos há um melhor entendimento das diferentes regras de regulação para cada segmento do sistema elétrico.

### **4.1. Setor Elétrico Brasileiro**

Na definição da Abradee – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, no aspecto técnico, “a indústria de energia elétrica é basicamente composta por geradores espalhados pelo país e pelas linhas de transmissão e de distribuição de energia, que compõem a chamada “indústria de rede”. Todo o sistema é eletricamente conectado, exigindo o balanço constante e instantâneo entre tudo o que é produzido e consumido”.

#### **4.1.1. Geração**

A geração é o segmento da indústria de eletricidade responsável por produzir energia elétrica e injetá-la nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição) para que chegue aos consumidores. Especificamente no Brasil, o segmento de geração é bastante pulverizado, atualmente contando, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com mais de dez mil geradores.

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.

A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade.

A capacidade instalada de geração do SIN é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Nos últimos anos, a instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, apresentou um forte crescimento, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado. As usinas térmicas, em geral localizadas nas proximidades dos principais centros de carga, desempenham papel estratégico relevante, pois contribuem para a segurança do SIN. Essas usinas são despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor.

Tabela 1- Extensão sistema transmissão

<b>Extensão da Rede Básica de Transmissão</b>	
800 kV CC	9.204 km
750 kV	1.722 km
600 kV CC	9.544 km
500 kV	9.544 km
440 kV	6.911 km
345 kV	9.551 km
230 kV	55.454 km
<b>TOTAL</b>	<b>145.600 km</b>

Fonte: ONS (2021)



distribuidoras serem concessionárias do serviço público de distribuição de energia, signatárias de contratos de concessão que preveem métodos regulatórios para o estabelecimento de preços aos consumidores.

O sistema regulatório aplicado à distribuição de energia no Brasil é do tipo preço-teto (price-cap), no qual o órgão regulador estabelece os preços máximos que podem ser aplicados por essas empresas.

Como ocorre também para as transmissoras, os mecanismos de regulação das Distribuidoras são basicamente a revisão tarifária, que incide periodicamente a cada três, quatro ou cinco anos, dependendo do contrato de concessão, e o reajuste tarifário anual, que se trata de correção monetária e compartilhamento de ganhos de produtividade.

#### **4.1.3. Tarifas de Energia**

O preço da energia tem como finalidade arcar com os custos de operação e expansão de todos os elementos elétricos que compõem o sistema, desde a usina geradora até o ramal de ligação dos consumidores de baixa tensão. Basicamente, estes custos devem cobrir os investimentos realizados na rede e a sua operação diária. Esses preços são aplicados pelas distribuidoras ou, para os grandes consumidores conectados na transmissão, são cobrados pelas transmissoras.

Além destes custos, que são diretamente relacionados aos componentes físicos do sistema (geração, transmissão e distribuição de energia), existem os encargos e os impostos. Em 2012, os consumidores cativos brasileiros pagavam 10 encargos setoriais e 4 impostos e contribuições destinados aos governos federal, municipal e estadual. Em setembro de 2012, o Governo Federal propôs a eliminação dos encargos setoriais CCC e RGR.

Em resumo, tarifa de energia elétrica dos consumidores cativos é, de forma um pouco mais detalhada, constituída por:

- Custos com a aquisição de energia elétrica;
- Custos relativos ao uso do sistema de distribuição;
- Custos relativos ao uso do sistema de transmissão;
- Perdas técnicas e não técnicas;

- Encargos diversos e impostos.

Todos esses componentes são agrupados em duas tarifas, a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Alguns consumidores, devido ao seu maior porte, podem comprar energia diretamente dos geradores e comercializadores de energia, ao invés de ser atendido pela distribuidora. Assim, esses clientes não pagam a energia para as distribuidoras, mas continuam usando todo o sistema físico de redes e transformadores. Por isso, esses consumidores devem pagar a TUSD e não a TE, que eles pagam diretamente para os fornecedores da energia, em preços contratados de forma bilateral.

Assim, os custos relativos ao uso do sistema de distribuição estão inseridos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), como as despesas de capital e os custos de operação e manutenção das redes de distribuição.

Conforme a ANEEL no PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária, a parcela que incorpora os custos típicos da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes é chamada de “Parcela B”.

O valor da Parcela B (VPB) é a soma do CAOM (Custo de Administração, Operação e Manutenção) e CAA (Custo Anual dos Ativos).

Por sua vez, o Custo Anual dos Ativos (CAA) é calculado pela soma dos componentes abaixo:

**(Equação 01)**

$$CAA = RC + QRR + CAIMI$$

*CAA: Custo Anual dos Ativos;*

*RC: Remuneração do capital, inclusive tributos e contribuições sobre a renda;*

*QRR: Quota de Reintegração Regulatória; e*

*CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis.*

Os valores de Remuneração do Capital (RC) serão calculados conforme a seguir:

**(Equação 02)**

$$RC = (BRRl - RGR) \cdot rWACC_{pré} + RGR \cdot r_{rgr} + RCOE$$

*RC: Remuneração do Capital;*

*BRRl: Base de Remuneração Regulatória Líquida;*

*RGR: Saldo devedor da Reserva Global de Reversão, RGR;  
 rWACCpré: Custo Médio Ponderado de Capital Real Antes dos Impostos;  
 rRGR: Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT);  
 RCOE: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de  
 Obrigações Especiais.*

A Base de Remuneração Líquida é o meio regulatório para remunerar os ativos da concessionária de distribuição. É composta por diversos ativos, como terrenos, edificações e obras civis, máquinas e equipamentos, almoxarifado e faixas de servidão.

Outro componente importante é custo de capital que é o elemento principal na definição da remuneração das distribuidoras, conforme será discutido no próximo item.

#### **4.1.4. Taxa regulatória de remuneração de capital**

Para o funcionamento do setor elétrico (geração, transmissão e distribuição de energia elétrica) são necessários grandes investimentos. O setor é extremamente intensivo em capital. Investimentos em terrenos, instalações, máquinas, equipamentos e serviços demandam um grande volume de capital e são essenciais para o funcionamento do setor. Logo, a evolução do setor elétrico é fortemente condicionada pelo mercado financeiro.

Conclui-se também que o capital é um dos principais insumos das empresas de energia elétrica. Isso significa que a taxa de retorno exigida pelos investidores é um dos principais determinantes do custo de produção, transporte e fornecimento de energia elétrica. Logo, há uma grande relevância também nas tarifas pagas pelos consumidores. (Acende Brasil, 2018)

É importante notar, então, que a taxa de remuneração de capital ou custo de capital acaba se tornando um dos principais parâmetros para indústrias reguladas e deve ser entendida com uma taxa de retorno que incorpore o risco do setor de atuação destas empresas de forma a garantir a atratividade adequada aos investimentos em novas instalações e em melhorias de instalações já existentes (Camacho, 2004).

Caso o custo de capital seja estabelecido abaixo do nível real do custo de oportunidade, não existirão interessados em realizar investimentos no setor. Em

instalações já existentes, tal fato pode acarretar maior pressão sobre o negócio regulado, levando a uma redução dos investimentos e conseqüente degradação da qualidade do serviço. Por outro lado, se a taxa for sobrestimada, a empresa terá uma rentabilidade superior aos valores adequados, levando a preços distorcidos e diminuição de bem-estar para a sociedade.

Para estimativa do custo de capital é necessário utilizar uma metodologia que seja objetiva, transparente, robusta. Que seja operacional e facilmente implementável e ainda esteja alinhada com a experiência internacional e que traga sólida fundamentação teórica.

O custo de capital tem uma transparência muito maior em transações ocorridas no mercado de capitais, ou em mercados de balcões organizados, pois são evidentes os valores que os investidores aceitam pagar pela troca de um fluxo de caixa contratual.

Os custos de capital próprio, por outro lado, não possuem representação clara de qual a taxa de retorno esperada, já que o valor transacionado não tem um retorno definido em contrato que revele inequivocamente a taxa de desconto. Como em alguns casos o valor precisa ser calculado, expectativas futuras de natureza incerta possuem papel central na definição do valor de uma participação nas empresas. (AIR Aneel, 2019)

Assim, os custos de capital próprio regulatórios, como não podem ser observados diretamente, dependem de alguns parâmetros como forma de predição das expectativas de remuneração. A partir de teorias financeiras, diversos modelos foram criados para tentar estimar esses valores.

A metodologia padrão atual para estimar o custo de capital compreende os modelos Weighted Cost of Capital (WACC) e o Capital Asset Pricing Model (CAPM).

O Custo Médio Ponderado de Capital (em inglês, Weighted Average Cost of Capital- WACC), é o resultado da média ponderada dos recursos próprios e de terceiros. A participação de cada fonte de financiamento no capital total é chamada de estrutura de capital.

No cálculo do WACC, o custo do capital próprio, por não ser observável, costuma ser estimado pelo Capital Asset Pricing Model – CAPM. O CAPM é o método mais utilizado para definição do custo do capital próprio e parte do binômio risco-retorno. Seu desenvolvimento é atribuído a Sharpe (1964), Lintner (1965) e Mossin (1964), a partir dos pressupostos da Teoria de Portfólios de Markowitz (1952). O CAPM relaciona risco e retorno de forma linear, associado a premissas consideradas fortes quando comparadas à realidade (ELTON).

O custo de capital de terceiros representa o valor que as empresas pagam aos seus credores para que possam ter acesso aos recursos que necessitam para suas atividades e investimentos. De forma geral, o custo da dívida é mais facilmente observável e geralmente pode ser derivado de informações públicas disponíveis, como demonstrações financeiras ou dados de emissões de dívidas. Assim, este é um parâmetro mais simples no cálculo da taxa regulatória.

A estrutura de capital diz respeito à distribuição de capital próprio e de terceiros de uma empresa. Há diversas teorias sobre a estrutura ótima de capital e seu cálculo regulatório pode ser feito de diversas maneiras, podendo ser utilizados parâmetros de mercado ou o próprio histórico das empresas (AIR Aneel, 2019).

#### **4.1.5. Remuneração do capital próprio (custo de capital próprio)**

A postulação da relação risco retorno pode ser resumida no fato que quanto maior o risco de um ativo, maior será o retorno requerido pelo investidor racional para assumir esse risco. Essa é uma das principais discussões da teoria de finanças e existem diversas formas de se apurar essa relação. O modelo mais usual para estimação da parcela de remuneração do capital próprio, baseado na determinação matemática da relação entre risco e retorno de investimento, é o modelo CAPM. (CAMACHO et al., 2006)

O CAPM relaciona risco e retorno de forma linear. Sua formulação decorre da ideia inicial de Markowitz (1952) de que a decisão de investimento se limita à combinação de aplicação ou captação de recursos à taxa livre de risco mais o prêmio oferecido pela carteira de mercado. (ARAÚJO, 1996).

Segundo Ross, Westerfield e Jaffe (1995), o CAPM pode ser tanto utilizado para o cálculo do retorno esperado de um ativo individualmente, quanto para o do retorno

esperado de uma carteira de ativos. No entanto, em ambos os casos, o CAPM tem como hipótese fundamental que o prêmio para o investidor seja determinado pelo risco sistêmico.

A Equação 03 abaixo apresenta a formulação para a metodologia do CAPM:

**(Equação 03)**

$$R_E = R_f + \beta \times (R_m - R_f)$$

*R<sub>E</sub>*: retorno esperado do acionista ou custo de capital próprio

*R<sub>f</sub>*: taxa livre de risco

*β*: coeficiente de risco sistemático

*(R<sub>m</sub> - R<sub>f</sub>)*: prêmio de risco de mercado.

#### **4.1.6. Taxa livre de risco**

O retorno que um investidor auferir por manter um ativo sem nenhum risco ao longo do tempo, ou seja, a troca de liquidez por rentabilidade futura, sem risco de perda, é chamado de taxa livre de risco. Em finanças, o risco é medido por volatilidade de retornos reais em relação ao retorno esperado. O retorno de uma taxa livre de risco tem variação em torno do retorno esperado. Assim, a taxa livre de risco geralmente tem baixa ou nenhuma correlação com ativos com risco negociados no mercado. No cálculo do custo médio ponderado de capital, a taxa livre de risco possui papel relevante tanto no custo do capital próprio quanto no de terceiros, ao ser adicionada ao prêmio pelo risco do negócio ou ao prêmio pelo risco de crédito, no capital de terceiros.

Segundo Damodaran (2008), para que uma taxa seja considerada como livre de risco são que não deve haver risco de inadimplência do emissor do título, como em títulos emitidos por empresas. Assim, títulos de governo são os únicos títulos que podem ser considerados como livres de risco, pois possuem mecanismos de proteção, como o seu poder de emitir moeda. Outra condição para que um título seja considerado como livre de risco é que não deve haver risco de reinvestimento a uma taxa menor que a esperada para um período em função do vencimento do título de menor prazo. Se as taxas pagas pelo governo estão variando, ao ter que reinvestir os retornos obtidos em um prazo menor que o desejado, o investidor pode não conseguir encontrar a mesma taxa que esperava.

#### **4.1.7. Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro**

O prêmio do risco do negócio e financeiro é formado pela multiplicação do fator beta pelo prêmio de risco de mercado. De acordo com a teoria do CAPM, o beta mede a sensibilidade dos retornos de um ativo aos movimentos do mercado, podendo ser calculado por meio da correlação entre os retornos das ações de um ativo e uma carteira que representa o mercado. Portanto, ele consegue medir o risco financeiro e do negócio no qual se insere aquele ativo. A fórmula de cálculo do beta está descrita a seguir.

**(Equação 04)**

$$\beta_{\alpha} = \frac{\text{cov}(\text{Retorno}_{\text{ativo}}, \text{Retorno}_{\text{mercado}})}{\sigma^2 \text{Retorno do Mercado}}$$

O beta calculado pela Equação 04 também incorpora o risco financeiro do ativo, advindo da utilização de capital de terceiros como fonte de recursos, assim como o benefício fiscal oriundo da menor tributação incorrida pela empresa em função de seu endividamento. Para eliminar o risco financeiro do beta, deve-se realizar uma operação chamada de desalavancagem, levando em conta o endividamento da empresa em análise, assim como o nível de impostos sobre a renda a que é submetida.

**(Equação 05)**

$$\beta_E = \beta_{\alpha} \left( \frac{E}{1 - D * T} \right)$$

$\beta_E$  : beta “Equity”, desalavancado  
 $\beta_{\alpha}$ : *beta do ativo (alavancado)*  
*E: % de capital próprio;*  
*D: % de capital de terceiros; e*  
*T: Alíquota tributária.*

Para o cálculo do beta regulatório, geralmente são utilizados os dados do mercado americano, representado pelo S&P 500, que é um índice composto por mais de 500 empresas negociadas na Bolsa de Nova York. Para o ativo, a Aneel tem utilizado como referência as empresas membros do Edison Electric Institute – EEI, organização que composta pelas maiores empresas do setor elétrico americano.

#### **4.1.8. Prêmio de risco de mercado**

O prêmio de risco de mercado (PRM) é o ganho adicional obtido pelo investidor que prefere incorrer no risco do mercado de ações a ter apenas o retorno garantido por

um título de governo, considerado como livre de risco. Em outras palavras, é o retorno exigido pelo investidor para aplicar no mercado de ações. Esse prêmio decorre da noção de que investimentos mais arriscados devem ter retornos esperados maiores que investimentos seguros, um princípio fundamental da Moderna Teoria de Finanças que se aplica à análise de qualquer investimento. O PRM é importante, pois os investidores avessos ao risco pagam um preço mais baixo por fluxos de caixa mais arriscados, se ele tiver mesmo retorno de outro menos arriscado.

O PRM também é um parâmetro-chave de modelos concorrentes do CAPM que relacionam risco e retorno, nos quais o risco é medido pela volatilidade dos retornos reais em relação ao retorno esperado e diz respeito a um investimento marginal de um investidor bem diversificado.

Normalmente, o PRM é medido pelo excesso de retorno de um índice de mercado sobre um ativo livre de risco, sendo usualmente utilizada a maior janela temporal possível, de forma a minimizar o efeito de rupturas de ciclos econômicos. Embora a diferença entre retorno esperado e retorno realizado médios dos investimentos em ativos de risco possam divergir significativamente em pequenos intervalos de tempo, é esperado que essas divergências não tenham um viés sistemático de erro no longo prazo.

#### **4.1.9. Remuneração do capital de terceiros**

Uma empresa normalmente não é financiada somente por capital próprio, mas também pelo endividamento, ou seja, o capital de terceiros. Geralmente o risco para este tipo de capital é diferente do risco do capital próprio e, assim, também deve haver outra métrica para o seu cálculo.

O custo de capital de terceiros representa as despesas das empresas com os seus credores para que possam ter acesso aos recursos financeiros que necessitam para financiar suas atividades e fazer investimentos.

De acordo com as teorias sobre a estrutura de capital, por ter prioridade no fluxo de caixa da empresa em relação ao valor final destinado ao acionista, o custo de dívida é mais barato que o custo de capital próprio.

O custo da dívida depende, essencialmente, de três fatores (BREALEY, MEYERS, & ALLEN, 2012):

- O nível corrente da taxa de juros;
- O risco de inadimplência;
- Os benefícios fiscais associados às dívidas.

O nível corrente da taxa de juros é provavelmente o principal direcionador do custo da dívida, visto que ele delinea o custo mínimo de oportunidade que um credor pode receber. De maneira simplificada, é possível dizer que a taxa básica de juros de um país é considerada sem risco, dado que o governo, emissor desse tipo de taxa, pode garantir seu pagamento por meio da impressão de papel moeda. Essa taxa, por sua vez, é repassada inicialmente ao setor financeiro, que a repassa para toda a economia pelos empréstimos realizados diariamente. Por isso, o nível corrente de juros é derivado da taxa básica de juros e é o principal delineador do custo da dívida.

O risco de inadimplência reflete a maneira como o mercado enxerga a capacidade da empresa de honrar com seus compromissos. A relação apresentada para o custo de capital próprio se mantém aqui: quanto maior o risco, maior o retorno esperado. Portanto, se a empresa é tida como de alto risco, seus credores exigirão maior compensação, aumentando o custo da dívida.

Mercados financeiros desenvolvidos, nos quais muitas empresas apresentam capital aberto, possuem agências classificadoras de riscos das empresas. A classificação realizada serve de guia para que se possa estimar qual a taxa média de juros exigida de uma empresa para um determinado nível de risco. É possível, também, que se faça essa classificação do risco por meio dos dados financeiros apresentados por empresas de capital aberto, podendo realizar a análise de maneira mais pontual.

Por último, deve-se lembrar que as despesas com juros podem ser descontadas do imposto de renda. Assim, a alíquota de imposto paga pela empresa é um fator que deve ser considerado ao se analisar o custo da dívida

#### **4.1.10. Estrutura de Capital**

A estrutura de capital diz respeito à distribuição de capital próprio e de terceiros de uma empresa. Existem diversas teorias sobre a estrutura ótima de capital. A teoria convencional defende a existência de uma estrutura de capital ótima, ou seja, aquela que apresenta participações de capital próprio e de terceiros que minimizam o custo de capital, representando, assim, uma alocação de capital eficiente no capital total investido por uma empresa. Esta estrutura considera também o grau de risco envolvido no negócio e a existência de proteções fiscais para pagamentos de juros incidentes sobre a dívida.

Assim como no caso do custo de capital de terceiros, a definição da estrutura de capital regulatória pode ser feita de várias maneiras. A opção regulatória dos critérios para a mensuração desse parâmetro dentro da metodologia tem por objetivo estabelecer uma estrutura de capital consistente com os fins da regulação econômica por incentivos e não se confunde com o nível de endividamento efetivamente realizado pela empresa regulada, que pode estar imbuído de ineficiências.

Em alguns países, o regulador estabelece a estrutura de capital com base em empresas similares em termos de segmento de atuação ou risco de crédito, consideradas eficientes e sem problemas financeiros, de liquidez ou de acesso a crédito. Nesse caso, acredita-se que essas empresas estariam apresentando a melhor estrutura de capital possível, considerando o trade-off existente entre os ganhos e os riscos/perdas de aumento do endividamento. Outra forma seria verificar o endividamento ótimo com base em índices de cobertura de dívida ou de endividamento em relação ao fluxo de caixa da empresa. Uma terceira forma é, a partir dos dados realizados das empresas, identificar o nível de endividamento real e estabelecer o nível regulatório a partir de premissas de eficiência.

#### **4.1.11. Ajustes Adicionais ao CAPM**

Como em alguns casos são utilizados dados do mercado americano ao se calcular alguns parâmetros tais como taxa livre de risco, beta e prêmio de mercado, é necessária a adaptação com a inclusão do prêmio de risco do país. Em sua metodologia, a Aneel já utilizou a adição do risco Brasil tanto no capital próprio quanto no de terceiros. Outro ajuste necessário é a desalavancagem do beta considerando

a estrutura de capital e impostos do mercado de referência e posterior realavancagem considerando a estrutura de capital e impostos do Brasil.

Sobre este tipo de ajuste, Camacho (2004) comenta que apesar da unanimidade do uso do CAPM na determinação do custo de capital próprio de empresas e na avaliação de investimentos, os resultados dos testes empíricos apresentados na literatura para a aplicação do modelo no Brasil são inconclusivos, e há divergência na escolha dos procedimentos utilizados na sua efetiva aplicação, sob aquela justificativa de adaptar o modelo a uma realidade econômica distinta daquela para a qual este fora concebido. Por isso, é comum a realização de ajustes, muitas vezes arbitrários e sem respaldo conceitual (CAMACHO, 2004).

Por outro lado, alguns autores defendem que o modelo CAPM na sua versão pura possui limitações de aplicabilidade, principalmente em mercado de capitais ineficientes como o brasileiro. Nesse sentido autores fazem uma revisão bibliográfica derivando o CAPM e justificando a inclusão do Risco Brasil a partir da explanação do modelo APT (ROGERS e RIBEIRO, 2004).

#### **4.1.12. Modelo adotado pela Aneel**

A Aneel foi criada pela Lei 9.427/1996 e a ela foi delegada a competência de regular o setor de energia elétrica, estabelecendo todos os parâmetros para prestação do serviço, desde itens técnicos e operacionais, até questões de equilíbrio econômico-financeiro, através dos cálculos de tarifas e receitas de todo o setor.

Para calcular as tarifas do setor, a Aneel deve estabelecer todas as metodologias utilizadas para recolhimento dos diversos tipos de componentes a serem aplicados. Esses variam desde encargos e custos de distribuição, aos custos de transmissão e geração de energia.

Tais metodologias estão organizadas nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) que têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. A estrutura do PRORET foi aprovada pela Resolução Normativa nº 435/2011, sendo organizado em 12 módulos, que por sua vez estão subdivididos em submódulos.

Os submódulos 2.4, 9.1 e 12.3, que tratam do custo de capital das concessionárias de distribuição, transmissão (existentes) e geração (cotas) de energia elétrica, respectivamente.

Atualmente, segundo metodologia aprovada pela Resolução Normativa Aneel nº 882/2020, nos “Procedimentos de Regulação Tarifária”, temos a seguinte metodologia para determinação da taxa regulatória de remuneração de capital.

#### 4.1.12.1. Remuneração do capital próprio

A remuneração do capital próprio calculada pela agência adota o método de risco/retorno CAPM (Capital Asset Pricing Model) e considerando títulos brasileiros para a definição da taxa livre de risco

##### (Equação 06)

Retorno = retorno título público brasileiro + risco negócio no mercado americano + prêmio de risco da atividade

O modelo atualmente utilizado para cada tipo de negócio é mostrado na tabela abaixo.

Tabela 2- Metodologias Aneel

Segmento	Distribuição	Transmissão	Geração
SUBMÓDULO	2.4	9.1	12.3
Equação	$rP = r_{NTN-b} + \beta \cdot (rm - rf) + pra$	$rP = r_{NTN-b} + \beta \cdot (rm - rf)$	$rP = r_{NTN-b} + \beta \cdot (rm - rf)$
Taxa livre de risco	Retorno médio das Notas do Tesouro Nacional indexadas à inflação (IPCA), para uma janela de 10 anos	Retorno médio das Notas do Tesouro Nacional indexadas à inflação (IPCA), para uma janela de 10 anos	Retorno médio das Notas do Tesouro Nacional indexadas à inflação (IPCA), para uma janela de 10 anos
Risco sistemático	média ponderada do beta das empresas americanas membros do Edison Electric Institute - com pelo menos 50% dos ativos em transmissão e/ou distribuição, para uma janela de 5 anos	média ponderada do beta das empresas americanas membros do Edison Electric Institute - com pelo menos 50% dos ativos em transmissão e/ou distribuição, para uma janela de 5 anos	média ponderada do beta das empresas americanas membros do Edison Electric Institute - com pelo menos 50% dos ativos em transmissão e/ou distribuição, para uma janela de 5 anos
Prêmio de risco de mercado	média da diferença entre o retorno do índice S&P 500 e os títulos do Tesouro americano de dez anos, considerando-se a janela a maior janela possível	média da diferença entre o retorno do índice S&P 500 e os títulos do Tesouro americano de dez anos, considerando-se a janela a maior janela possível	média da diferença entre o retorno do índice S&P 500 e os títulos do Tesouro americano de dez anos, considerando-se a janela a maior janela possível
Prêmio de risco país	Não considerado	Não considerado	Não considerado

Prêmio de risco da atividade	diferença verificada na remuneração do capital de terceiros entre o segmento de distribuição e de transmissão, a ser replicada no custo do capital próprio da distribuição	Não considerado	Não considerado
Inflação considerada	Ao utilizar a NTN-B como taxa livre de risco, também se torna desnecessário estimar a inflação americana	Ao utilizar a NTN-B como taxa livre de risco, também se torna desnecessário estimar a inflação americana	Ao utilizar a NTN-B como taxa livre de risco, também se torna desnecessário estimar a inflação americana

#### 4.1.12.2. Remuneração do capital de terceiros

A remuneração do capital de terceiros é formada por dois componentes extraídos de debêntures emitidas por empresas do setor elétrico: rentabilidade e custo de emissão das debêntures emitidas por empresas do setor elétrico

$$\text{Remuneração} = \text{Rentabilidade das debentures} + \text{custo de emissão}$$

- a) Rentabilidade das debêntures
- b) Custo de emissão das debêntures:

O custo de capital de terceiros regulatório é cálculo com dados do mercado, amplamente disponíveis aos agentes interessados, com a vantagem de diferenciação de crédito por tipo de segmento (distribuição, geração e transmissão).

#### 4.1.12.3. WACC setor distribuição

O custo de capital próprio para o setor de distribuição já passou por diversas metodologias, conforme as versões aprovadas do Proret, que estão resumidas na tabela abaixo. O custo de capital de terceiros já passou por evoluções metodológicas, iniciando com a utilização do próprio CAPM e atualmente utilizando as rentabilidades das debentures do setor mais o seu custo de emissão.

Tabela 3 - Evolução das Metodologias do Custo de Capital Próprio

Versão	1.0	2.0	3.0	4.0
Vigência	2011 a 2015	2015 a 2018	2018 a 2020	> 04/2020
Metodologia Capital Próprio	CAPM	CAPM	CAPM	CAPM
Taxa livre de risco	Média rendimento títulos americanos 1995 a 2010	Média rendimento títulos americanos 1984 a 2014	Média rendimento títulos americanos 1984 a 2014	Tesouro Nacional (NTN-B) últimos 10 anos

Beta	Distribuidoras EUA	Distribuidoras EUA	Distribuidoras EUA	empresas do Edison Electric Institute–EEI
Prêmio de risco de mercado	SP500 1928 - 2010	SP500 1984 - 2014	SP500 1984 - 2014	SP500 1984 - 2018
Risco país	EMBI+Brazil 2000-2010	EMBI+Brazil 1999-2014	EMBI+Brazil 1999-2014	-
Prêmio risco atividade	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Diferença rentabilidade debentures distribuição e transmissão

O Custo capital de terceiros passou pela seguinte evolução de parâmetros:

Tabela 4- Metodologias do Custo de Capital de Terceiros

Capital de terceiros	taxa livre de risco + risco país + prêmio risco crédito	taxa livre de risco + risco país + prêmio risco crédito	taxa livre de risco + risco país + prêmio risco crédito	Debentures: rentabilidade + custo de emissão
Prêmio Risco de Crédito	benchmark empresas Baa3 (Moody's) 1995 - 2010	média das pontuações obtidas pelas distribuidoras escala Moody's - 1999 - 2014	média das pontuações obtidas pelas distribuidoras escala Moody's - 1999 - 2014	-

#### 4.1.13. Geração Econômica de Valor

Um indicador da rentabilidade de uma empresa para fins de avaliação da sua sustentabilidade é o Valor Econômico Agregado (“Economic Added Value” – EVA), que é a diferença entre o lucro operacional após impostos e o custo total do capital, incluindo o custo do capital próprio.

O EVA mede a rentabilidade considerando todos os fatores de produção de uma empresa (trabalho, capital e terra), inclusive o custo de oportunidade de ativos fixo. É uma estimativa do valor criado pelos gestores durante o ano, e difere substancialmente do lucro contábil, pois o uso do capital próprio não está refletido no lucro contábil.

Os custos de capital de terceiro são contabilizados, mas o mesmo não ocorre com o custo de capital próprio. A ausência dessa prática na contabilidade levou à criação do EVA. Seu cálculo é feito pela diferença entre o retorno sobre o capital investido (“Return on Invested Capital”, ou ROIC) e custo ponderado de capital (“Weighted Average Cost of Capital, ou WACC) multiplicado pelo capital investido.

O EVA passou a ser mais utilizado após a padronização feita pela empresa global de consultoria Stern Stewart & Co. na década de 1990. A metodologia envolve uma série de ajustes visando retratar a realidade econômica do negócio, contextualizando números das demonstrações contábeis para torná-los mais coerentes com o modelo de fluxo de caixa descontado (Acende Brasil, 2011).

O cálculo do ROIC envolve a análise do lucro operacional líquido após impostos (“Net Operating Profits After Taxes”, ou NOPAT) em relação ao capital investido.

## 5. METODOLOGIA

As análises foram realizadas principalmente com base nas notas técnicas e dados disponibilizados pela Aneel. Para avaliação da sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias de distribuição, a Aneel publica periodicamente um relatório de indicadores e sua respectiva base de dados, que foi utilizada para o desenvolvimento deste trabalho.

Para avaliação da adequabilidade do WACC é necessário a avaliação de alguma métrica de desempenho das empresas ao longo dos anos. Um exemplo é o parâmetro chamado EVA®, valor econômico adicionado, que conforme Brigham, Gapenski e Ehrhardt (2001) é a diferença entre o lucro operacional após os impostos e o custo total de capital, incluindo os custos de capital próprio. É uma estimativa de valor criado pelos gestores durante o ano, e difere do lucro contábil ao considerar ao considerar o capital próprio.

A fórmula do EVA® utilizada por Young e O'Byrne (2001), estabelece valores para o desempenho operacional proporcionados por valores investidos no negócio:

Vendas Líquidas  
 (-) Despesas Operacionais  
 ( = ) Lucro operacional  
 (-) Imposto de Renda  
 ( = ) Lucro operacional líquido após o imposto de renda  
 (-) Custo de capital (investimentos x custo de capital)  
 ( = ) EVA®

Uma outra representação seria:

### (Equação 07)

$$\text{EVA}^{\circledast} = [(\text{ROIC} - \text{WACC}) \times \text{Capital Investido}]$$

ROIC= Retorno sobre o capital investido, obtido através divisão do NOPAT (Net Operational Profit after taxes) pelo Capital Investido;  
 WACC = Custo Médio Ponderado de Capital.

Para concessionárias de distribuição, é possível realizar algumas adaptações a partir do cálculo do EVA® com parâmetros que são padronizados e podem resultar em dados que são melhores comparáveis.

Para o cálculo do ROIC, são necessários os valores de NOPAT e Capital Investido, que seria a soma do capital próprio e de terceiros investidos na empresa. No caso das distribuidoras, como discutido na fundamentação teórica, a remuneração tarifária depende do cálculo da Base de Remuneração Regulatória (BRR), que consiste no montante de investimentos realizados pelas distribuidoras para a prestação dos serviços.

Assim, uma métrica que pode ser usada é a divisão do NOPAT pela BRR, como forma de estimar o retorno sobre o capital investido. Esse valor pode ser confrontado com os valores de WACC estabelecidos pela Aneel.

### 5.1. Cálculo da Base de Remuneração Regulatória

A BRR é calculada quando das revisões tarifárias, que ocorrem aproximadamente a cada 4 anos, e são homologadas pela Aneel dentro do processo geral de publicação das tarifas.

Para cálculo dos indicadores, a Aneel faz a atualização dos valores de BRR calculados nas revisões utilizando o IPCA, para estimar os valores anuais entre os anos de revisão.

As distribuidoras escolhidas para o estudo são aquelas que têm, na média, as dez maiores bases dentre os últimos cinco anos.

Tabela 5 - Base de Remuneração Líquida Distribuidoras

<b>Distribuidora</b>	<b>BRL Ajustada + IPCA (R\$ MM)</b>
Light Sesa	8.513
Cemig-D	7.758
Enel SP	7.010
Coelba	5.926
Enel RJ	5.302
Copel-Dis	4.777
CPFL Paulista	4.618
RGE Sul'	4.484
Celpa	3.711
Elektro	3.251

## 5.2. Cálculo do NOPAT

O NOPAT foi calculado a partir das informações contidas no banco de dados da Aneel e o BMP (balanço mensal padronizado) que são enviados periodicamente pelas concessionárias para a Aneel.

Para esse cálculo, utiliza-se a seguinte equação:

**(Equação 08)**

$$\text{NOPAT} = (\text{lucro op})(1 - \text{Alíquota efetiva de impostos})$$

O lucro é o lucro operacional do negócio. Para cálculo da alíquota efetiva, são divididos os valores totais de impostos pelo lucro tributável.

## **6. RESULTADOS**

Neste estudo, procurou se eliminar eventuais controvérsias metodológicas no cálculo do EVA, adotando se como proxy do capital investido a Base de Remuneração Líquida e para o Custo de Capital, o WACC Regulatório estimado pela ANEEL. O objetivo foi ter uma melhor comparação entre as empresas usando a mesma base para o capital investido e para a taxa de desconto.

Este estudo tem com enfoque o Custo de Capital Regulatório calculado pela ANEEL para as distribuidoras e sua adequação com o cenário real das empresas.

Como discutido, o Custo de Capital Regulatório é utilizado pela ANEEL para calcular um dos componentes da tarifa do setor de distribuição e é a forma de remuneração de todos os investimentos necessários para a prestação do serviço.

Além disso, como o modelo regulatório brasileiro é baseado nos regimes price-cap e revenue cap em que a remuneração da empresa é determinada por uma taxa de desconto regulatória, pretende-se avaliar, de forma ex post a adequação da taxa regulatória definida pela ANEEL, considerando a realidade do setor.

### **6.1. Base de remuneração**

A remuneração do capital é calculada pela Aneel para corresponder à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e dependente fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e do Custo de Capital. A BRR refere-se aos ativos da distribuidora.

A Base de Remuneração Bruta é definida como o Valor Novo de Reposição do conjunto de bens e instalações da concessionária, que integram o Ativo Imobilizado em Serviço e o Intangível, deduzido do índice de aproveitamento integral, do valor bruto de obrigações especiais e dos ativos totalmente depreciados.

A Base de Remuneração Bruta é utilizada para obter o valor da quota de reintegração regulatória. Isto é, a depreciação e a amortização dos investimentos realizados pela concessionária, visando recompor os ativos utilizados para prestar serviço ao longo de sua vida útil.

A remuneração do capital, é obtida a partir da Base Líquida multiplicada pela Taxa de Capital (WACC) aprovada pela Agência.

A Base Líquida (BRL), é definida como o Valor de Mercado em Uso (obtido da diferença entre o Valor Novo de Reposição e a Depreciação do bem) do conjunto de bens e instalações da prestadora que integram o Ativo Imobilizado em Serviço, incluindo a reserva técnica, deduzido do valor líquido dos ativos não onerosos e adicionando-se o valor do almoxarifado em operação e o capital de giro.

Os ativos não onerosos são aqueles:

- Provenientes de recursos recebidos de Municípios, dos Estados, da União;
- Os relativos a doações;
- Os resultantes de investimentos feitos com a participação financeira do consumidor.

Resumindo, a Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRRB) é obtida da seguinte equação:

**(Equação 09)**

$$BRRB_t = AIS_t + RO_t - NO_t - ATDt - TeSt$$

*AIS<sub>t</sub>*: ativos imobilizados em serviço no ano *t*, valorados pelo método de Valor Novo de Reposição ou Valor Contábil e afetados pelo correspondente Índice de Aproveitamento, segundo cada ativo;

*RO<sub>t</sub>*: Ativo imobilizado em serviço no ano *t*, vinculado à reserva técnica operacional móvel, valorados pelo método VNR e afetado pelo índice de aproveitamento correspondente;

*NO<sub>t</sub>*: valor bruto dos ativos não onerosos no ano *t*;

*ATDt*: valor bruto dos ativos totalmente depreciados do ano *t*;

*TeSt*: valor dos terrenos e servidões no ano *t*.

Do mesmo modo, a Base de Remuneração Líquida (BRRL) da concessionária é obtida através da seguinte equação:

**(Equação 10)**

$$BRRL_t = AIS_t + RO_t - DA_{ct} - NO_{liqt} + CG_t + AO_t$$

*BRRL<sub>t</sub>*: base de remuneração regulatória líquida do ano *t*

*DAct*: depreciações acumuladas dos ativos vinculados à prestação do serviço e Reserva Técnica do ano *t*  
*NOLIqt*: valor líquido dos ativos não onerosos no ano *t*;  
*CGt*: capital de giro calculado para o ano *t*  
*AO*: Almojarifado de Operação

Como exemplo, o cálculo da Base Remuneração Bruta e Líquida da Cemig-D feito no ano de 2018, quando do processo de revisão tarifária, é apresentado na tabela a seguir:

Figura 2 - Cálculo Base Líquida

Descrição	
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	38.092.630.176
(2) Índice de Aproveitamento Integral	87.683.541
(3) Obrigações Especiais Bruta	9.418.456.989
(4) Bens Totalmente Depreciados	8.096.080.526
<b>(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)</b>	<b>20.490.409.120</b>
(6) Depreciação Acumulada	22.920.696.173
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	15.171.934.003
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	53.449.373
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	15.118.484.630
(10) Almojarifado em Operação	18.125.010
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	6.402.792.273
(13) Terrenos e Servidões	172.559.993
<b>(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)</b>	<b>8.906.377.360</b>
(15) Saldo RGR PLPT	40.236.408
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-
(17) Taxa de Depreciação	3,84%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	786.831.710
(19) Remuneração de Obrigações Especiais	148.696.177
<b>(20) Remuneração do Capital</b>	<b>1.235.978.783</b>

Fonte: Aneel

A remuneração de capital da Cemig-D foi calculada então tendo como base o valor de R\$ 8,9 bilhões, que é a BRL calculada pela Aneel.

Como a BRR é calculada para o período do reajuste das distribuidoras, é necessário anualizar os valores para que sejam convertidos para o ano civil.

A tabela a seguir resume os valores da BRL para as distribuidoras escolhidas para este estudo:

Tabela 6 - Evolução Base Líquida

<b>Empresa</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Enel RJ	4.296	4.731	4.993	5.832
Celpe	2.288	3.206	3.396	3.513
Cemig-D	6.199	6.722	7.132	8.233
Coelba	4.385	4.793	5.066	6.691
Copel-Dis	3.019	4.074	5.013	5.173
CPFL Paulista	3.772	4.125	4.352	4.981
Elektro	2.597	2.918	3.101	3.204
Enel SP	5.667	6.325	6.676	6.923
Light Sesa	7.258	7.977	8.470	8.659
RGE Sul	3.396	3.711	3.924	4.824

Fonte: Aneel

## 6.2. Cálculo do Lucro Operacional após impostos (NOPAT)

Tendo por base o embasamento teórico é apresentado o cálculo do NOPAT tomando como base o exemplo dos valores da Cemar.

Tabela 7 - Cálculo do NOPAT

<b>Empresa</b>	<b>EBIT</b>	<b>Resultado líquido</b>	<b>Tributos sobre a renda</b>	<b>Resultado antes dos impostos</b>	<b>Alíquota efetiva</b>	<b>NOPAT</b>
Cemar	394.266	308.936	(79.311)	388.247	20%	313.725
Cemar	424.361	309.974	(89.619)	399.593	22%	329.187
Cemar	508.762	390.134	(101.942)	492.076	21%	403.363
Cemar	664.207	555.054	(139.963)	695.018	20%	530.448
Cemar	675.840	533.772	(137.407)	671.179	20%	537.479

Como o NOPAT é deduzido de impostos sobre a renda, é necessário calcular a alíquota efetiva que será descontada do EBIT para se chegar ao valor final. Nos cálculos realizados, as alíquotas estão sempre iguais ou abaixo do valor padrão de 34%, por questões de aproveitamento tributário dos custos da dívida.

## 6.3. Custo de Capital Regulatório

O custo de capital regulatório, calculado pela Aneel nos últimos anos, está descrito no PRORET Submódulo 2.4, e suas respectivas versões para cada período de vigência.

A tabela abaixo mostra a evolução dos dados utilizados para o cálculo do WACC para o setor distribuição:

O WACC Aneel vigente nos últimos anos são os que estão disponibilizados conforme tabela abaixo.

Tabela 8 - Valores WACC

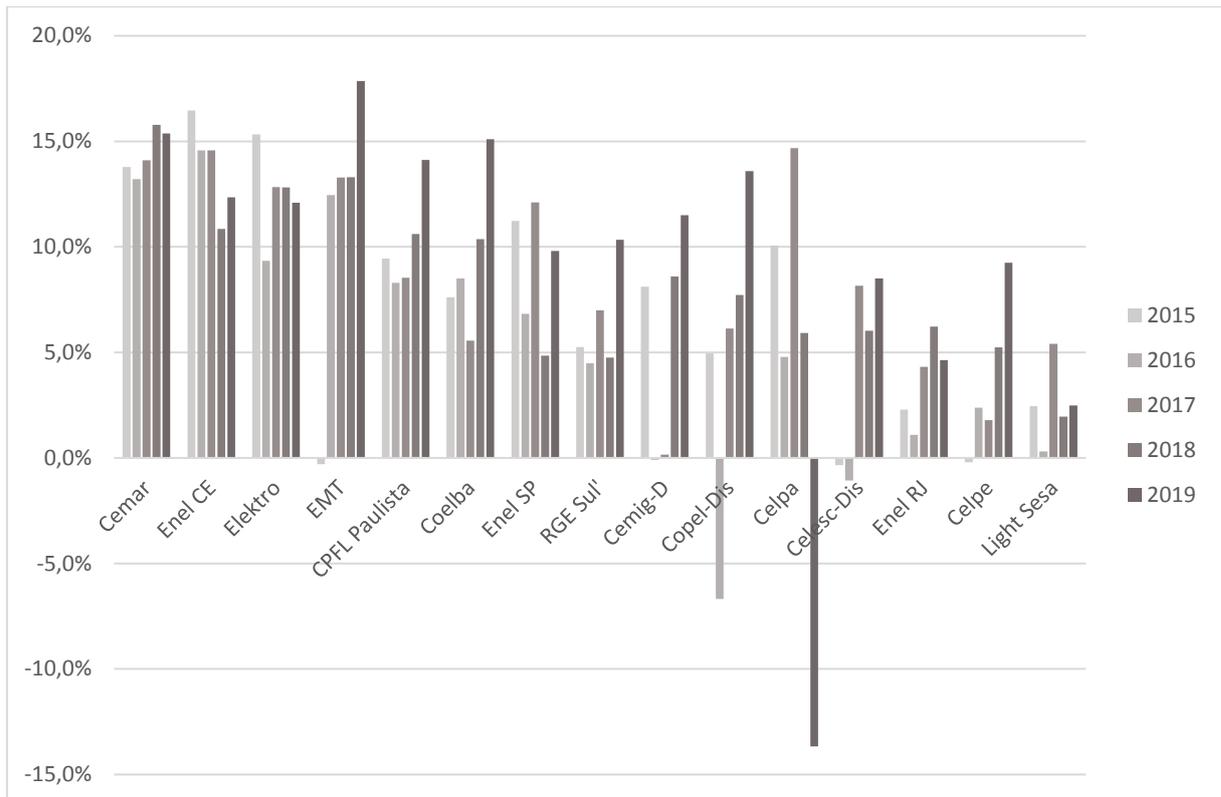
Versão	1.0	1.1	2.0	3.0	4.0	4.1
Vigência	11/11/2011 23/12/2014	24/12/2014 04/02/2015	05/02/2015 12/03/2018	13/03/2018 17/03/2020	18/03/2020 19/04/2020	A partir de 20/04/2020
Metodologia	CAPM	CAPM	CAPM	CAPM	CAPM	CAPM
Proporção de Capital Próprio	45,00%	45,00%	51,24%	51,24%	58,07%	57,82%
Proporção de Capital de Terceiros	55,00%	55,00%	48,76%	48,76%	41,93%	42,18%
Taxa livre de risco	4,87%	4,87%	5,64%	5,64%	5,83%	5,83%
Prêmio de risco de Mercado	5,82%	5,82%	7,56%	7,56%	6,46%	6,46%
Beta médio alavancado	74,00%	74,00%	70,00%	70,00%	44,64%	44,64%
Prêmio de risco do negócio	4,31%	4,31%	5,31%	5,31%	3,39%	3,39%
Inflação americana	2,45%	2,45%	2,41%	2,41%	-	-
Prêmio de risco país	4,25%	4,25%	2,62%	2,62%	-	-
Custo de capital próprio nominal	13,43%	13,43%	13,31%	13,31%	-	-
Custo de Capital próprio real	10,98%	10,98%	10,90%	10,90%	9,23%	9,23%
Prêmio de risco de crédito	2,14%	2,14%	3,37%	3,37%	-	-
Custo de dívida nominal	11,26%	11,26%	5,14%	5,14%	4,69%	4,69%
WACC nominal depois de impostos	10,13%	10,13%	10,50%	10,50%	7,32%	7,32%
WACC real depois de impostos	7,50%	7,50%	8,09%	8,09%	7,32%	7,32%
WACC real antes dos impostos	11,36%	11,36%	12,26%	12,26%	11,10%	11,08%

Fonte: Aneel

Finalmente, de posse de todos os dados acima, é possível comparar a remuneração das distribuidoras com a remuneração esperada, ou seja, o WACC.

Para todo o período analisado (2015-2019), agregado por distribuidora, temos os seguintes valores.

Figura 3 - ROIC das Distribuidoras

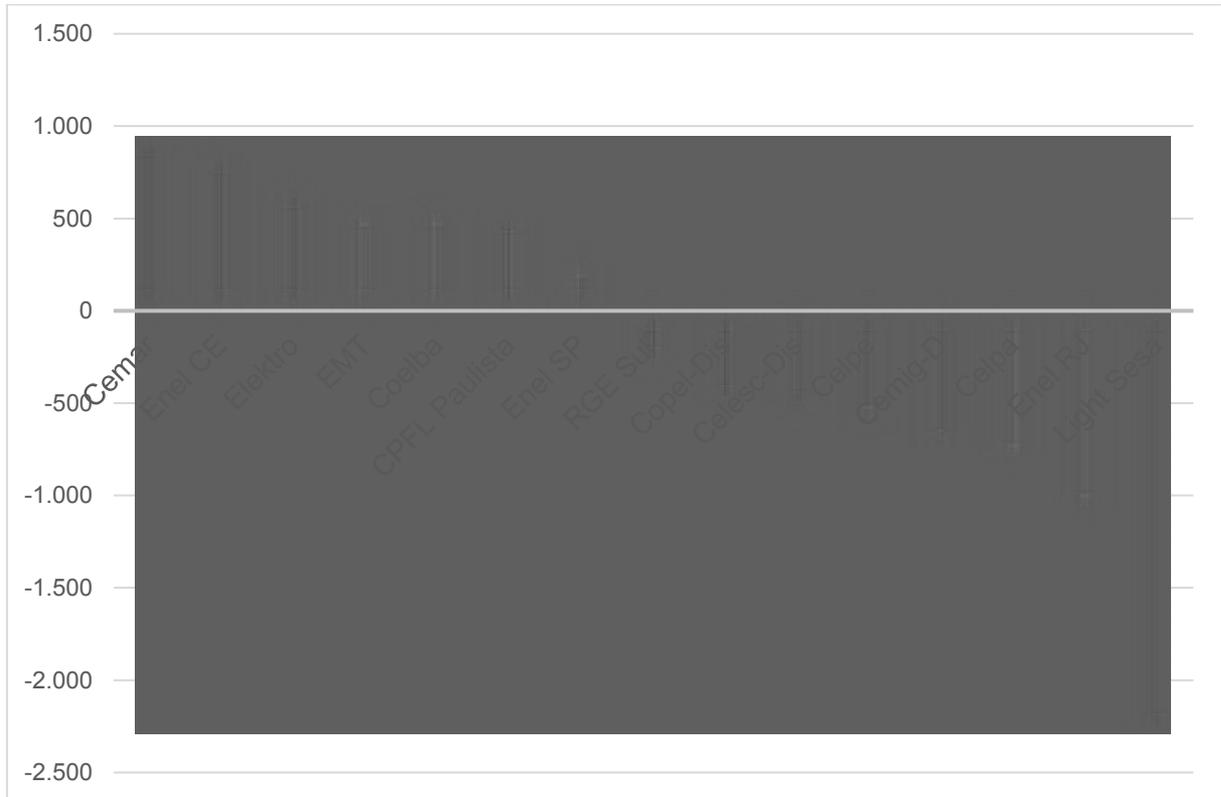


A remuneração das diversas empresas tem comportamento diversos em relação à expectativa regulatória. Muitas empresas têm dificuldade de apresentar resultados operacionais positivos, ou suficientemente positivos, prejudicando a remuneração pelo capital investido.

Apenas cinco empresas conseguiram ter um desempenho suficiente para atingir o patamar de remuneração regulatório. As demais não conseguiram remunerar os seus acionistas acima da taxa de referência.

Para avaliar o retorno sobre todo o capital investido em relação ao custo de oportunidade do capital investido (WAAC), estimado em 8,09% para todo período, pode-se utilizar métrica similar ao cálculo do EVA®, avaliando a diferença entre ROIC e WACC vezes o montante investido, ou seja, a BRL. O gráfico abaixo apresenta os valores de Geração Econômica de Valor para cada empresa.

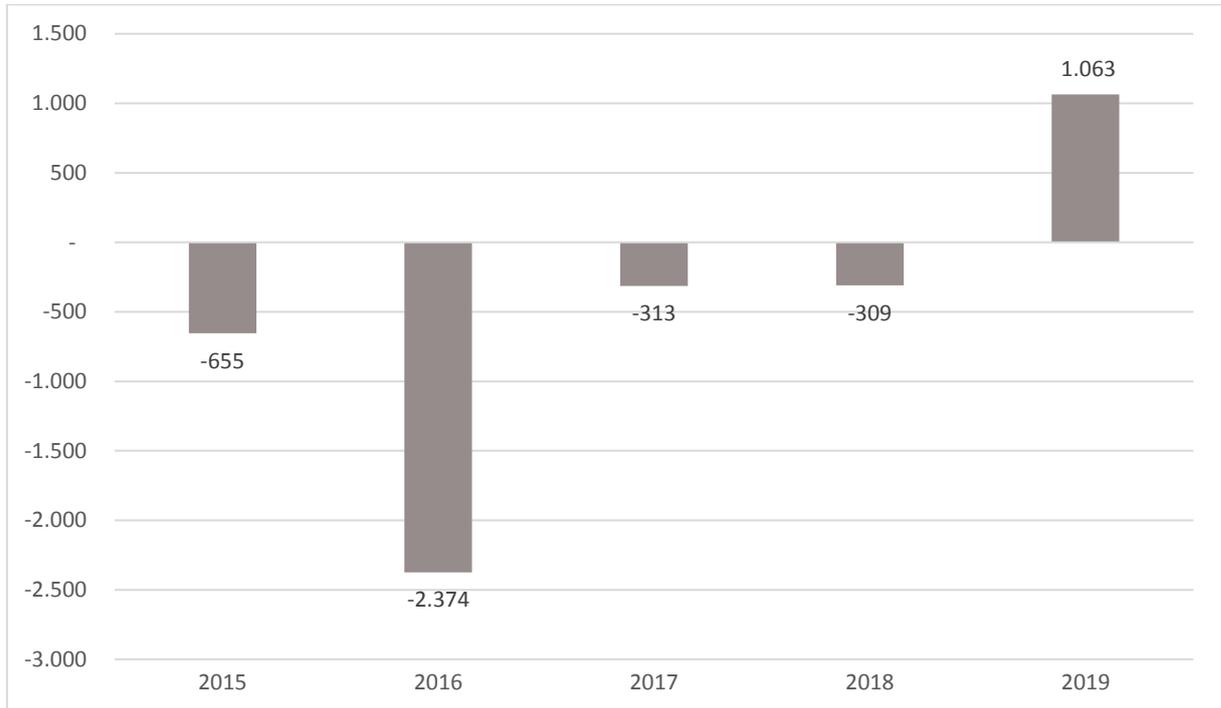
Figura 4 - Geração Econômica de Valor das Distribuidoras selecionadas



Como consequência, em todos os cinco anos analisados, várias empresas apresentaram spread negativo entre os retornos e o custo do Capital Investido, o que se traduziu em destruição de valor.

Analisando o a geração de valor de forma anual, agregando as empresas, tem-se o seguinte resultado:

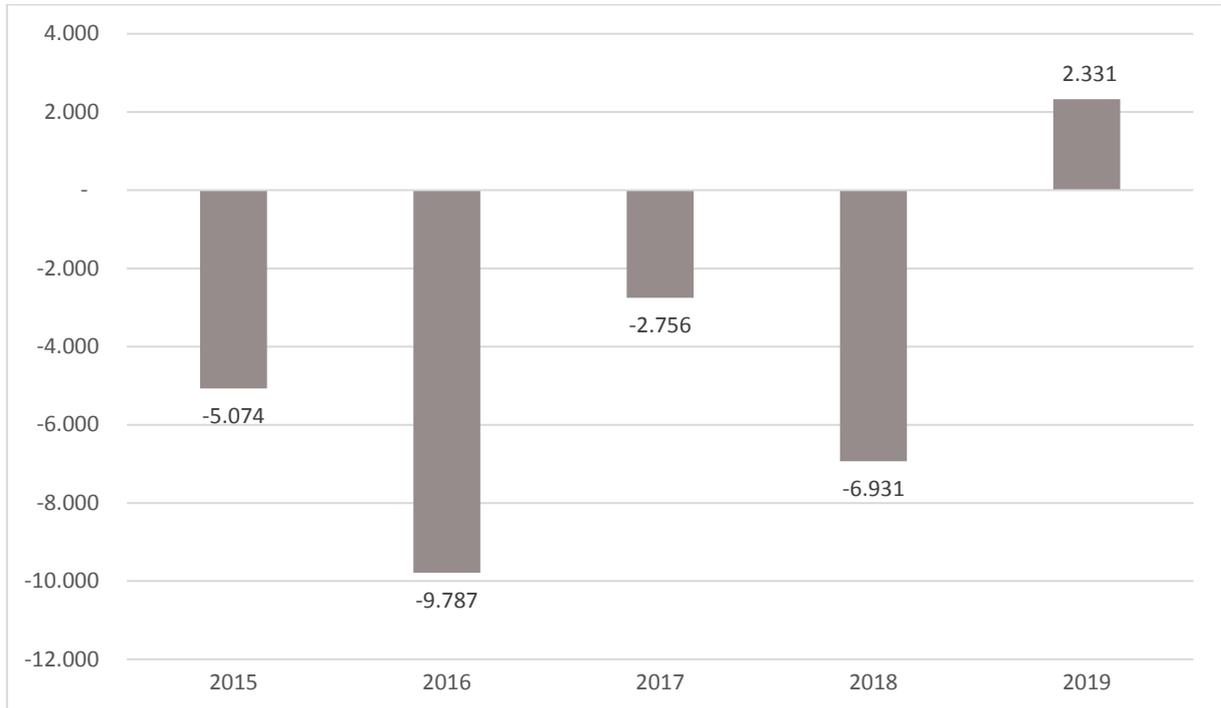
Figura 5 - Geração de Valor consolidada



Nota-se, que me âmbito geral, o setor tem não tem consigo gerar retornos consistentes com os valores esperados, mas que houve uma inversão do resultado no ano de 2019, o que é um bom indicativo e pode se tornar um novo patamar para o setor.

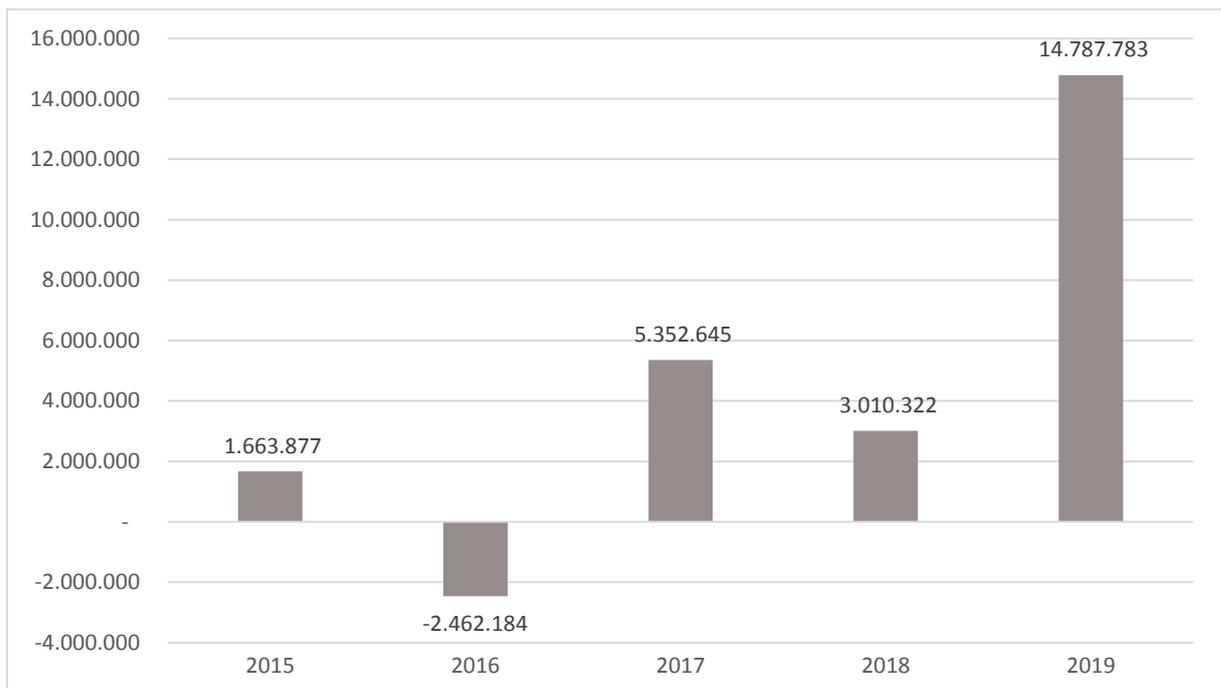
De forma mais ampla, avaliando todas as concessionárias e permissionárias de distribuição, encontramos os seguintes valores de Geração Econômica de Valor.

Figura 6 – Geração de Valor agregado de todas as distribuidoras



A inversão dos cenários entre 2015 e 2018, para valores positivos no ano de 2019, é explicada pela melhora nos resultados de EBIT das distribuidoras. O gráfico abaixo traz a soma deste indicador para as 66 distribuidoras.

Figura 7 - Gráfico do EBIT das distribuidoras entre 2015 e 2019



Os resultados acima levantados dão suporte às avaliações sobre o desempenho do setor. Um estudo feito pelo Instituto Acende Brasil, em parceria com a KPMG, analisou os dados de EVA do setor elétrico de forma ampla (geração, transmissão e distribuição), encontrando EVAs negativos para os anos de 2017, 2018 e 2019, mas com inversão em 2019 na tendência de crescentes negativos iniciada no ano de 2017.

Uma avaliação que também pode ser feita no quesito remuneração, é a relação entre todos os pagamentos feitos aos acionistas e o capital investido. Para apurar a participação do capital próprio no total investido pode-se utilizar o percentual de capital próprio vezes a base de remuneração líquida.

**(Equação 11)**

$$\text{Fluxo do acionista} = \text{Pr} + \text{Aprt} + \text{Afacs} + \text{CM} + \text{EA}$$

Pr: proventos

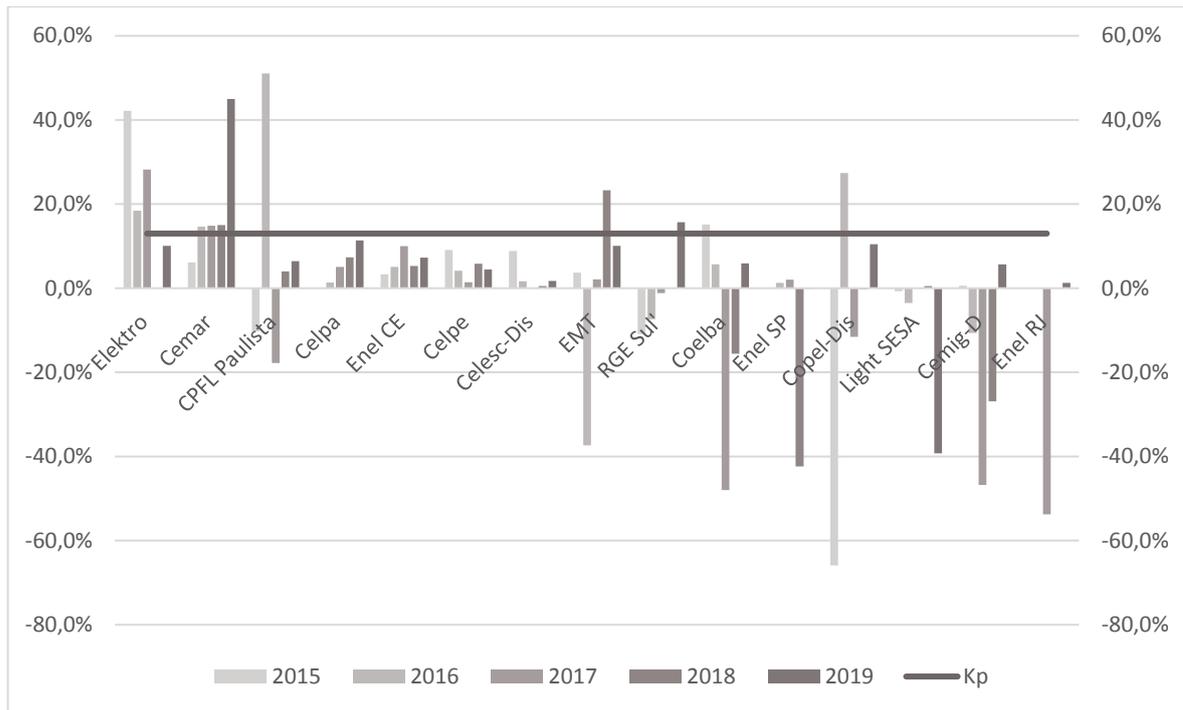
Aprt: aportes

Afacs: Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

CM: Conversão de Mútuos

EA: Emissão de Ações

Figura 8 - Fluxo do Acionista das Distribuidoras selecionadas



Das empresas avaliadas, a maior parte não remunera suficientemente seus acionistas no curto prazo e, em alguns casos, são necessários mais investimentos e aportes nas empresas. As únicas que tem retorno médio acima da referência (custo capital próprio de 13,31% são a Elektro e Cemar, com médias de 24,7% e 19,1%, respectivamente. Os resultados demonstram que no curto prazo, o fluxo do acionista é muito inferior ao patamar adequado, mas pode indicar uma estratégia empresarial de reinvestimento dos resultados da empresa, com uma política de remuneração de longo prazo.

## 7. CONCLUSÃO

Estimar o custo de capital regulatório exige do regulador e das empresas reguladas muitos estudos e interações em várias consultas públicas organizadas pela Aneel. Os parâmetros e atualizações já foram objetos de vários estudos e muitas decisões que resultaram nas diversas versões já publicadas do submódulo do Proret que aborda o custo de capital.

Como avaliação de todo esse processo, o trabalho procurou avaliar a rentabilidade das empresas do setor elétrico buscando um indicador que se apresenta de forma mais adequada as características do setor, onde os investimentos demandam muito capital e os retornos são de longo prazo.

A relevância de se utilizar os indicadores do trabalho surge do fato de que indicadores mais comuns como o lucro líquido e o Ebitda não incorporam os investimentos que precisam ser aportados para a geração de lucros ou fluxos de caixa das empresas.

Ademais, é importante avaliar o peso tanto do capital próprio (aportado pelos acionistas) quando o do capital de terceiros (aportado por financiadores), avaliando, então, o capital total que foi necessário investir para tornar possível a geração dos lucros ou fluxos de caixa. Além disso, como o nosso modelo regulatório é baseado nos regimes 'price cap' para as distribuidoras – regimes nos quais a remuneração da empresa é determinada por uma taxa de desconto regulatória ou custo de capital regulatório – o estudo permitiu medir e avaliar de forma 'ex-post' a adequação da taxa regulatória definida pela Aneel.

O cálculo a ser feito deve considerar o capital total investido e a diferença entre os resultados reais e os regulatórios. Para avaliação desse spread entre o retorno real das empresas e o WACC, o cálculo da Geração Econômica de Valor é uma boa métrica para o abalancamento individual e do setor. Como no estudo pretende-se avaliar os cálculos realizados pela Aneel, não foram estimados os custos de capital próprio e terceiro de cada empresa, pois não é essa a prática regulatória e também criar-se-ia mais dificuldade na comparação dos resultados. O cálculo poderia ser feito estimando o custo de capital de cada empresa. Assim, adotou-se como custo de capital os valores regulatórios estimados pela Aneel.

Os resultados obtidos com as premissas acima permitem várias interpretações. Como é possível notar nos gráficos apresentados, apesar da variedade de resultado entre as diversas empresas, a rentabilidade do setor tem sido consistentemente negativa. Em setores altamente regulados o que se esperar é que a Geração de Valor seja próxima de zero, ou seja, que o retorno sobre o capital seja próximo ao custo de capital regulatório.

Apesar de as empresas enfrentarem EVA negativo de 2015 a 2018, em 2019 a tendência foi revertida, resultado de uma melhora do EBIT do ano de 2019.

Ainda cabe avaliar, em trabalhos futuros, os possíveis impactos da covid-19 sobre os resultados das distribuidoras, pois provavelmente foram afetadas pelo aumento da inadimplência e diminuição do mercado, que diminuem a receita da empresa e têm impacto direto no EBIT. Ressaltando que essas condições precisam ser avaliadas pela Aneel em seus próximos estudos regulatórios, tendo em vista a sustentabilidade econômico financeira dos contratos de concessão do setor e que os retornos esperados sejam próximos aos parâmetros regulatórios.

## 8. REFERÊNCIAS

ABRADEE. Associação de Distribuidoras de Energia Elétrica. Visão Geral do Setor. Disponível em < <https://www.abradee.org.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor/>>. Acesso em: 22 fev.2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição**. Submódulo 2.4 – Custo de Capital. Brasília, 2020. Disponível em <[http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020882\\_Proret\\_Submod\\_2\\_4\\_V5.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020882_Proret_Submod_2_4_V5.pdf)>. Acesso em: 26 fev. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Módulo 9: Concessionárias de Transmissão**. Submódulo 9.1 - Revisão Periódica das Receitas das Concessionárias Existentes. Brasília, 2020. Disponível em < [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020880\\_2.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020880_2.pdf)>. Acesso em: 26 fev. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Módulo 12 - Concessionárias de Geração**. Submódulo 12.3 - Custo de Capital da Geração. Brasília, 2020. Disponível em < [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020882\\_Proret\\_Submod\\_12\\_3\\_V2.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020882_Proret_Submod_12_3_V2.pdf)>. Acesso em: 26 fev. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 113-2019-SRM/ANEEL**. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 9/2019-SRM/ANEEL. Brasília, 2019.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 212/2016 SRM/ANEEL**. Brasília, 2016.

ARAÚJO, P.A.B., **Verificação da eficácia do modelo de precificação de ativos financeiros no processo de avaliação das empresas brasileiras privatizadas**. São Paulo: FEA/USP, 1996. Dissertação (Mestrado em Administração), Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, 1996.

BREALEY, R. A., MEYERS, S. C., & ALLEN, F. (2012). **Principles of Corporate Finance**. McGraw-Hill Irwinb.

CAMACHO, F. **Custo de capital de indústrias reguladas no Brasil**. Revista do BNDES, v. 11, n. 21, p. 139-164, 2004. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/11879>>. Acesso em: 22 fev. 2021.

DAMODARAN, A. **Finanças Corporativas: teoria e prática**. 2ª Ed. Rio de Janeiro: Bookman, 2004.

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

ELTON, Edwin J.; GRUBER, M. J.; BROWN, S. J.; GOETZMANN, W. N. **Modern portfolio theory and investment analysis**. John Wiley & Sons, 2013

GRAHAM, J. R.; HARVEY, C. R. **How do CFOs make capital budgeting and capital structure decisions**. Journal of Applied Corporate Finance, v. 15, n. 1, p. 8-23, 2002. Disponível em <<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1745-6622.2002.tb00337.x/full>>. Acesso em 26 fev. 2021.

Instituto Acende Brasil (2011). **Uma Avaliação da Rentabilidade do Setor Elétrico**. White Paper 4, São Paulo, 20 p.

LINTNER, J. **The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets**. Review of Economics and Statistics, Cambridge, v. 47, n.1, p. 13-37, fev.1965.

Ludícibus, S.; E. Martins; E. Gelbcke; e A. Santos (2010). **Manual de Contabilidade Societária**. São Paulo: Editora Atlas.

MOSSIN, J. **Equilibrium in a capital asset market**. Econometrica: Journal of the econometric society. Oxford, UK, v.34, n.4, p.768-783, Oct. 1966.

MARKOWITZ, H. M. **Portfolio selection**. The Journal of Finance, v. 7, n. 1. p. 77-91, mar. 1952

Rocha, K.; Bragança, G.F. & Camacho, F. – **Custo de Capital de Distribuição de Energia Elétrica – Revisão Tarifária 2007-2009**. Revista do BNDES. Rio de Janeiro. V. 13. N 25. Jun. 2006

ROGERS, P.; RIBEIRO, K. CS. Justificativa de se incorporar o índice de risco Brasil no modelo CAPM. In: IV Congresso USP de Controladoria e Contabilidade, São Paulo, SP,

Brasil. 2004. Disponível em:  
<[https://www.researchgate.net/profile/Pablo\\_Rogers/publication/281935072\\_JUSTIFICATIVA\\_DE\\_SE\\_INCORPORAR\\_O\\_INDICE\\_DE\\_RISCO\\_BRASIL\\_NO\\_MODELO\\_CAPM/links/55feb91208aec948c4f30e10.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Pablo_Rogers/publication/281935072_JUSTIFICATIVA_DE_SE_INCORPORAR_O_INDICE_DE_RISCO_BRASIL_NO_MODELO_CAPM/links/55feb91208aec948c4f30e10.pdf)>. Acesso em: 22 fev. 2021.

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R.W.; JAFFE, J.F. **Administração financeira**. São Paulo: Atlas, 1995.

SHARPE, William F. **Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk**. Journal of Finance, Oxford, UK, v.19, n.3, p.425-442, Sept. 1964

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Sobre o SIN**. Disponível em <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin>>. Acesso em: 22 fev. 2021