



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA**  
**FACULDADE DE ECONOMIA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**  
**MESTRADO E DOUTORADO EM ECONOMIA**

**GRACIELE CUNHA DA SILVA**

**INCORPORANDO INCERTEZAS NO VALUATION: UMA ABORDAGEM COM  
CADEIAS DE MARKOV NA TAESA**

**SALVADOR**  
**2025**

**GRACIELE CUNHA DA SILVA**

**INCORPORANDO INCERTEZAS NO VALUATION: UMA ABORDAGEM COM  
CADEIAS DE MARKOV NA TAESA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia Aplicada da Faculdade de Economia da Universidade Federal da Bahia como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Economia.

Área de Concentração: Economia Aplicada  
Orientador: Prof. Dr. Reinan Ribeiro Souza Santos

**SALVADOR**

**2025**

Ficha catalográfica elaborada por Valdineia Veloso Conceição CRB 5-1092

S586 Silva, Graciele Cunha da  
Incorporando incertezas no valuation: uma abordagem com  
Cadeias de Markov na TAESA / Graciele Cunha da Silva. -  
Salvador: 2025

107p. tab.; fig.; graf.

Dissertação (Mestrado em Economia) Faculdade de Economia  
Universidade Federal da Bahia, 2025

Orientador: Prof. Dr. Reinan Ribeiro Souza Santos

1. Sociedades comerciais - Avaliação 2. Energia elétrica  
3. Cadeias de Markov. I. Santos, Reinan Ribeiro Souza II. Título  
III. Universidade Federal da Bahia

CDD 658.15



## TERMO DE APROVAÇÃO

### GRACIELE CUNHA DA SILVA

INCORPORANDO INCERTEZAS NO VALUATION: UMA ABORDAGEM COM CADEIAS DE MARKOV NA TAESA

Dissertação de Mestrado aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Economia no Programa de Pós-Graduação em Economia da Faculdade de Economia da Universidade Federal da Bahia, pela seguinte banca examinadora:

Documento assinado digitalmente  
**gov.br** REINAN RIBEIRO SOUZA SANTOS  
Data: 12/02/2025 06:50:19-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Prof. Dr. Reinan Ribeiro Souza Santos (Orientador-UFBA)

Documento assinado digitalmente  
**gov.br** BRUNO DOS SANTOS GOIS  
Data: 12/02/2025 10:33:53-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Prof. Dr. Bruno dos Santos Gois (UFRN)

Documento assinado digitalmente  
**gov.br** ANDREI DE LIMA E SILVA  
Data: 13/02/2025 11:13:14-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Prof. Dr. Andrei de Lima e Silva (UFRR)

Aprovada em 11 de fevereiro de 2025.

## RESUMO

*Valuation* (ou Avaliação da Empresa) é o processo de estimar o valor econômico de uma empresa ou ativo, com base em uma análise detalhada de suas finanças, mercado, perspectivas de crescimento, dentre outros elementos que impactam de forma relevante. Porém, este método, por si só, não incorpora incertezas da variabilidade dos fluxos. Assim, a fim de demonstrar de forma prática a incorporação de incertezas no cálculo do valor da empresa, foi utilizado neste estudo a metodologia estocástica denominada Cadeias de Markov, de modo a complementar o *valuation* realizado através do fluxo de caixa descontado. Essa abordagem permite modelar o impacto de alguma variável relevante para a operação da empresa, através da identificação dos estados que essa variável pode apresentar e das probabilidades de transição entre eles. Essa abordagem foi aplicada à Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA), em que foram assumidos estados em relação à disponibilidade da empresa para transmitir energia elétrica: Alta Disponibilidade, Média Disponibilidade, Falha Crítica e Recuperação. Para cada estado é assumido um impacto da Parcela Variável na Receita Bruta da empresa. Quanto menor a disponibilidade das linhas de transmissão, maior será o valor da Parcela Variável e, consequentemente, maior será o valor descontado na Receita Bruta da empresa. Após isso, foram elaborados cenários, os quais possuem diferentes probabilidades de transição entre os estados citados, devido a diferentes condições climáticas e operacionais assumidas. Foram elaborados três cenários: Cenário Base, com a empresa atuando somente em Alta Disponibilidade, e dois cenários estocásticos variando entre os demais estados (Cenário Conservador e Cenário Pessimista). Assim, os impactos da variação dessas probabilidades entre os estados foram observados nos valores econômicos da empresa em cada cenário: no Cenário Base foi avaliada em R\$ 24,6 Bi, no Cenário Conservador em R\$ 24,1 Bi e no Cenário Pessimista em R\$ 23,2 Bi. Esses resultados mostram que as Cadeias de Markov podem ser usadas para modelar fatores que não são incorporados na forma de avaliação comumente utilizada.

Palavras-chave: *Valuation*; Avaliação da Empresa; Cadeias de Markov; Estocástico; TAESA; Energia Elétrica.

## ABSTRACT

Valuation is the process of estimating the economic value of a company or asset based on a detailed analysis of its finances, market, growth prospects, and other relevant factors. However, this method alone does not incorporate uncertainties related to the variability of cash flows. Therefore, to practically demonstrate the incorporation of uncertainties into the calculation of a company's value, this study employed the stochastic methodology known as Markov Chains to complement the valuation conducted through the discounted cash flow method. This approach allows modeling the impact of a relevant variable on the company's operations by identifying the states that this variable can assume and the transition probabilities between them. This methodology was applied to Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA), where different states were assumed regarding the company's availability to transmit electricity: High Availability, Medium Availability, Critical Failure, and Recovery. For each state, an impact on the Variable Portion of the company's Gross Revenue was assumed. The lower the availability of transmission lines, the higher the Variable Portion value and, consequently, the greater the deduction from the company's Gross Revenue. Following this, scenarios were developed with different transition probabilities between the mentioned states, based on assumed climatic and operational conditions. Three scenarios were created: a Base Scenario, in which the company operates exclusively in High Availability, and two stochastic scenarios varying between the other states (Conservative Scenario and Pessimistic Scenario). The impacts of variations in these transition probabilities were observed in the company's economic values for each scenario: in the Base Scenario, the valuation was R\$ 24.6 billion, in the Conservative Scenario, R\$ 24.1 billion, and in the Pessimistic Scenario, R\$ 23.2 billion. These results demonstrate that Markov Chains can be used to model factors that are not typically incorporated in commonly used valuation methods.

Key-words: Valuation; Business Valuation; Markov Chains; Stochastic; TAESA; Electric Power.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa do Sistema Interligado Nacional .....	20
Figura 2 – Ramos do setor elétrico .....	23
Figura 3 - Linhas de transmissão da TAESA no final de 2023 .....	28
Figura 4 - Concessões da TAESA no final de 2023 .....	30
Figura 5 - Beta Alavancado e Desalavancado .....	43
Figura 6 – Taxa inteira de desconto e meia taxa de desconto .....	47
Figura 7 – Matriz de transição .....	50
Figura 8 – Matriz de transição entre as faces de um dado.....	50
Figura 9 – Cadeia de Markov em um dado .....	51
Figura 10 – Matriz de transição entre almoçar e não almoçar.....	52
Figura 11 – Matriz de transição em duas etapas.....	52
Figura 12 – Cadeia de Markov .....	53
Figura 13 – Taxa de retorno regulatória .....	63
Figura 14 – Relação de concessões e respectivos índices de inflação contratados .....	74
Figura 15 – Matriz de probabilidade de transição do Cenário Base.....	88
Figura 16 – Matriz de probabilidade de transição do Cenário Estocástico Conservador.....	89
Figura 17 – Cadeias de Markov para o caso do valuation estocástico conservador da TAESA .....	90
Figura 18 – Matriz de probabilidade de transição do Cenário Estocástico Pessimista .....	90
Figura 19 – Probabilidade de ocorrência dos estados em 2024-2025 (Cenário Estocástico Conservador) .....	91
Figura 20 – Probabilidade de ocorrência dos estados em 2024-2025 (Cenário Estocástico Pessimista).....	92

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Beta realavancado das empresas comparáveis .....	69
Tabela 2 – Percentual do capital de terceiros .....	72
Tabela 3 – Índices de inflação .....	74
Tabela 4 – Histórico de componentes da Receita Bruta.....	75
Tabela 5 – Projeção dos componentes da Receita Bruta.....	76
Tabela 6 – Histórico de impostos .....	77
Tabela 7 – Projeção dos impostos .....	77
Tabela 8 – Histórico dos custos e despesas operacionais.....	78
Tabela 9 – Projeção dos custos e despesas operacionais.....	78
Tabela 10 – Relação das concessões e suas respectivas RAPs e índices de correção.....	79
Tabela 11 – Projeção do resultado de equivalência patrimonial .....	80
Tabela 12 – Taxas de depreciação e amortização dos ativos .....	80
Tabela 13 – Projeção da depreciação e amortização .....	80
Tabela 14 – Projeção do IR e CSLL.....	81
Tabela 15 – Projeção da DRE e Fluxo de caixa .....	83
Tabela 16 – Valores Operacional e Econômico da TAESA.....	84
Tabela 17 – Projeção do Cenário Estocástico Conservador .....	93
Tabela 18 – Valores estocásticos da TAESA para o Cenário Estocástico Conservador.....	94
Tabela 19 – Projeção do Cenário Estocástico Pessimista.....	95
Tabela 20 – Valores estocásticos da TAESA para o Cenário Estocástico Pessimista .....	96
Tabela 21 – Comparativo dos valores da TAESA entre os cenários.....	99



## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Exemplo de estrutura do Balanço Patrimonial.....	34
Quadro 2 - Exemplo de estrutura de DRE.....	35
Quadro 3 - Fluxo de caixa livre para a firma.....	38
Quadro 4 - Fluxo de caixa livre para o acionista.....	39
Quadro 5 – DREs de 2021 a 2023 .....	66
Quadro 6 – Balanços Patrimoniais de 2021 a 2023.....	67
Quadro 7 – Taxa livre de risco .....	68
Quadro 8 – Risco País .....	70
Quadro 9 – Custo de capital próprio nominal.....	71
Quadro 10 – WACC nominal .....	73

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Probabilidades dos cenários e fluxo de caixa ao longo dos anos (Cenário Base) .	96
Gráfico 2 – Probabilidades dos cenários e fluxo de caixa ao longo dos anos (Cenário Estocástico Conservador) .....	97
Gráfico 3 – Probabilidades dos cenários e fluxo de caixa ao longo dos anos (Cenário Estocástico Pessimista).....	97
Gráfico 4 – Comparativo entre os fluxos de caixa dos cenários .....	98

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
<b>2</b>	<b>SETOR ELÉTRICO .....</b>	<b>16</b>
2.1	UMA BREVE HISTÓRIA DO SETOR ELÉTRICO .....	16
2.2	CONTEXTO HISTÓRICO BRASILEIRO.....	18
<b>2.2.1</b>	<b>Conceito de concessão pública.....</b>	<b>21</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Divisão do setor elétrico brasileiro.....</b>	<b>22</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Tipos de concessão de transmissão de energia.....</b>	<b>24</b>
<b>2.2.4</b>	<b>Principais encargos do setor .....</b>	<b>24</b>
2.3	TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. (TAESA) .....	27
<b>3</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO .....</b>	<b>31</b>
3.1	AVALIAÇÃO DE EMPRESAS .....	31
3.2	DEMONSTRATIVOS CONTÁBEIS .....	33
<b>3.2.1</b>	<b>Balço Patrimonial.....</b>	<b>33</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Demonstração do Resultado do Exercício (DRE).....</b>	<b>34</b>
<b>3.2.3</b>	<b>Demonstração do Fluxo de Caixa (DFC) .....</b>	<b>35</b>
<b>3.2.4</b>	<b>Regime de Caixa x Regime de Competência.....</b>	<b>36</b>
3.3	FLUXO DE CAIXA DESCONTADO .....	37
<b>3.3.1</b>	<b>Fluxo de caixa futuros e definição do período de projeção .....</b>	<b>37</b>
3.3.1.1	Fluxo de caixa livre para a firma ( <i>free cash flow to firm</i> ) .....	38
3.3.1.2	Fluxo de caixa livre para o acionista ( <i>free cash flow to equity</i> ) .....	39
<b>3.3.2</b>	<b>Taxa de desconto .....</b>	<b>39</b>
3.3.2.1	CAPM.....	40
3.3.2.1.1	CAPM Real x CAPM Nominal .....	44
3.3.2.2	WACC .....	45
<b>3.3.3</b>	<b>Perpetuidade .....</b>	<b>46</b>
<b>3.3.4</b>	<b>Fluxo de caixa descontado (FCD) .....</b>	<b>46</b>
<b>3.3.5</b>	<b>Valor operacional e valor econômico da empresa .....</b>	<b>48</b>
3.4	PROCESSO ESTOCÁSTICO E CADEIA DE MARKOV .....	48
<b>3.4.1</b>	<b>Processos Estocásticos.....</b>	<b>48</b>
<b>3.4.2</b>	<b>Processo Markoviano .....</b>	<b>49</b>
<b>3.4.3</b>	<b>Classificação de Estados da Cadeia de Markov .....</b>	<b>52</b>
<b>3.4.4</b>	<b>Referências na literatura .....</b>	<b>53</b>

## **4 VALUATION DA TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA – TAESA 56**

4.1	PRÁTICAS CONTÁBEIS NO SETOR DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA BRASILEIRO.....	56
<b>4.1.1</b>	<b>Contabilização Societária (IFRS).....</b>	<b>57</b>
<b>4.1.2</b>	<b>Contabilização Regulatória .....</b>	<b>59</b>
<b>4.1.3</b>	<b>Metodologia de cálculo da Receita Anual Permitida (RAP) nos leilões de concessão de transmissão elétrica .....</b>	<b>60</b>
<b>4.1.4</b>	<b>Taxa de retorno regulatória .....</b>	<b>62</b>
<b>4.1.5</b>	<b>Valor Terminal (Indenização do Ativo Fixo).....</b>	<b>64</b>
4.2	PROJEÇÃO DOS DEMONSTRATIVOS DA TAESA .....	65
<b>4.2.1</b>	<b>Cálculo da Taxa de Desconto .....</b>	<b>68</b>
4.2.1.1	Taxa livre de risco .....	68
4.2.1.2	Beta.....	69
4.2.1.3	Prêmio de mercado .....	70
4.2.1.4	Risco País .....	70
4.2.1.5	Inflação.....	70
4.2.1.6	Custo de capital próprio ( $K_e$ ) .....	71
4.2.1.7	Custo da dívida ( $K_d$ ) .....	71
4.2.1.8	Estrutura de capital.....	72
4.2.1.9	Cálculo do WACC.....	73
<b>4.2.2</b>	<b>Premissas utilizadas para a projeção futura.....</b>	<b>74</b>
4.2.2.1	Receita Bruta .....	74
4.2.2.1.1	Disponibilização do sistema de transmissão (RAP).....	74
4.2.2.1.2	Parcela variável e outras receitas.....	75
4.2.2.2	Deduções .....	76
4.2.2.3	Custos e Despesas Operacionais .....	77
4.2.2.4	Depreciação e Amortização.....	80
4.2.2.5	Imposto de Renda e Contribuição Social .....	81
<b>4.2.3</b>	<b>Projeção do fluxo de caixa .....</b>	<b>81</b>
4.2.3.1	Investimentos em imobilizados e intangíveis.....	82
4.2.3.2	Capital de giro .....	82
<b>4.2.4</b>	<b>Enterprise Value e Equity Value .....</b>	<b>83</b>
4.3	VALUATION ESTOCÁSTICO DA TAESA.....	85

<b>4.3.1</b>	<b>Construção de estados.....</b>	<b>86</b>
<b>4.3.2</b>	<b>Probabilidades de transição .....</b>	<b>88</b>
4.3.2.1	Cenário Estocástico Conservador.....	89
4.3.2.2	Cenário Estocástico Pessimista .....	90
<b>4.3.3</b>	<b>Projeção do <i>valuation</i> estocástico.....</b>	<b>91</b>
4.3.3.1	<i>Valuation</i> do Cenário Estocástico Conservador.....	92
4.3.3.2	<i>Valuation</i> do Cenário Estocástico Pessimista .....	94
<b>4.3.4</b>	<b>Comparação entre os cenários .....</b>	<b>96</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>101</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>103</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Antes de destinar recursos a um projeto ou negócio, os investidores devem fazer uma análise criteriosa acerca de dois aspectos que norteiam suas decisões: o potencial retorno financeiro e o nível de risco inerente ao investimento. Essa análise não se limita apenas ao lucro esperado, mas também considera a probabilidade de variações nos resultados devido às incertezas internas e externas. Nesse contexto, o processo de avaliação (conhecido como *valuation*) assume um papel central, com o intuito de estimar o valor de um ativo ou empresa.

O *valuation* é um processo para determinar o valor, o que envolve a análise de diversos fatores, como o desempenho histórico e atual, perspectivas futuras, riscos envolvidos, condições econômicas e setoriais, dentre outros aspectos que o avaliador julgue relevante. Percebe-se, portanto, um nível de subjetividade para a realização do *valuation*, como as expectativas futuras e percepções do mercado que variam de acordo com a experiência e julgamento do avaliador.

Entre os diversos métodos de *valuation*, o Fluxo de Caixa Descontado (FCD) é um dos mais amplamente utilizados, baseando-se na projeção dos fluxos de caixa futuros que o ativo deve gerar e no desconto desses valores para o presente, utilizando uma taxa que reflete o custo de capital ou o risco do investimento. Esse método é amplamente utilizado pelos avaliadores porque leva em conta tanto as expectativas de desempenho futuro da empresa quanto o valor temporal do dinheiro, por isso, foi o método utilizado para o objetivo deste trabalho.

Portanto, o *valuation* apresenta-se como uma ferramenta para subsidiar decisões estratégicas, tais como aquisições, fusões, expansões de mercado ou até mesmo a descontinuidade de projetos. A partir dele, é possível, também, verificar se o preço de uma empresa reflete adequadamente seu valor intrínseco, tendo em vista tanto sua capacidade de geração de caixa futura quanto os condicionantes externos, como o cenário macroeconômico, concorrentes, mudanças políticas e regulatórias, costumes sociais.

Para analisar o comportamento de incertezas que impactam o valor da empresa escolhida para o presente trabalho, foram adotadas as Cadeias de Markov. Essas cadeias se tratam de um modelo matemático utilizado para descrever processos estocásticos, ou, em outras palavras, eventos que evoluem de forma aleatória (probabilística) ao longo do tempo. A importância desse modelo está em prever comportamentos e simular cenários, sendo muito utilizado em áreas como engenharia e ciência de dados.

Esta dissertação surgiu do interesse de um método de avaliação de empresas que

incorporasse as incertezas de forma mais estruturada, complementando o método de *valuation* convencional de fluxo de caixa descontado através de uma aplicação prática. Assim, a contribuição deste trabalho está em demonstrar, passo a passo, como é realizada a avaliação da empresa, com o entendimento do ambiente de negócios, estabelecimento de premissas de receitas, custos, investimentos, capital de giro, elaboração da taxa de desconto e, posteriormente, a integração de uma variável estocástica através da aplicação das cadeias de Markov.

Para a aplicação, foi selecionada a empresa Transmissão Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA). A escolha de uma empresa do setor de transmissão elétrica para desenvolver essa avaliação se deu por conta da característica de seu negócio. O setor de energia elétrica possui contratos de longo prazo regulados pelo governo, o que garante um fluxo de receitas previsível, decorrente de tarifas previamente definidas e que são reajustadas por índices inflacionários, como o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e o Índice Geral de Preços-Mercado (IGP-M). Além disso, o setor é um serviço essencial para a sociedade e, dessa forma, possui uma demanda que responde pouco em relação às variações de preço. Essas características foram importantes para desempenhar este trabalho porque possibilita a criação de cenários que afetam uma variável específica, sem que impacte demais aspectos durante o processo do *valuation* estocástico.

Para alcançar este objetivo, o trabalho foi estruturado em três capítulos, além desta introdução e a conclusão. O segundo capítulo tem o objetivo de contextualizar o cenário econômico em que a TAESA está situada, passando historicamente pelo setor elétrico, desde os primórdios de seu desenvolvimento no século XVII, com os primeiros experimentos com fenômenos elétricos realizados por Benjamin Franklin, até chegar-se ao contexto brasileiro, em que houve o processo de estatização dos recursos hídricos e, conseqüentemente, a estruturação de regulações para o setor.

O terceiro capítulo tem o objetivo de introduzir a metodologia de avaliação de empresas, com enfoque na projeção dos fluxos de caixa da empresa descontados a valor presente por uma taxa de desconto (avaliação intrínseca). Dessa forma, são descritos os relatórios contábeis e financeiros importantes para entender o comportamento e como são utilizados para realizar as projeções dos fluxos de caixa. Após o entendimento disso, o próximo passo deste capítulo é explicar como é realizada a composição da taxa de desconto que irá trazer os fluxos de caixa a valor presente. Além disso, este capítulo também tem o objetivo de definir o que é um processo estocástico e, explicar um desses processos que será utilizado ao decorrer do trabalho como complemento ao *valuation*: as Cadeias de Markov.

Por último, o quarto capítulo possui a intenção de aplicar, na prática, as metodologias abordadas ao longo do trabalho e culminar no cálculo dos valores econômicos e operacionais da TAESA. Para isso, serão projetadas e explicadas cada uma das linhas dos demonstrativos da TAESA de forma a justificar as premissas utilizadas para cada uma delas. Após estabelecer esses valores, como um “cenário base”, a avaliação será incrementada através da suposição de cenários e de probabilidades de transição entre eles, para uma variável que possui impacto importante na receita da empresa: a Parcela Variável.



## 2 SETOR ELÉTRICO

Ao analisar o desenvolvimento do setor elétrico, é essencial percorrer sua trajetória global, desde os primórdios dos experimentos que desvendaram os fundamentos da eletricidade até os avanços tecnológicos que culminaram na formação de redes elétricas interconectadas em escala mundial. Este contexto histórico oferece percepções sobre os marcos e transformações que deram forma à geração, distribuição e consumo de energia elétrica.

Em seguida, ao direcionar o foco para o cenário brasileiro, destacam-se momentos-chave, políticas e desafios que contribuíram para a configuração do setor elétrico no país. Ao compreender esses aspectos históricos, é possível obter uma visão abrangente do desenvolvimento desse setor e de sua evolução ao longo do tempo, tanto em nível global quanto dentro do contexto específico do Brasil.

### 2.1 UMA BREVE HISTÓRIA DO SETOR ELÉTRICO

A trajetória do setor elétrico remonta ao século XVII, quando cientistas como William Gilbert começaram a explorar os fenômenos elétricos, solidificando-se no século XVIII com os experimentos de Benjamin Franklin. De acordo com o *The Franklin Institute* (2017), Benjamin Franklin conduziu um experimento em 1752 para investigar a eletricidade nas nuvens durante uma tempestade. Ele usou uma pipa com uma chave presa a um fio de cânhamo<sup>1</sup> molhado (condutor) e outro fio de seda seco (isolante).

Quando nuvens de tempestade passaram sobre a pipa, os filamentos do fio de cânhamo se eriçaram, indicando eletricidade. Ao aproximar a mão da chave, Franklin sentiu uma faísca, demonstrando a captura de eletricidade das nuvens. Essa descoberta foi essencial para a compreensão da eletricidade atmosférica e contribuiu para o desenvolvimento do para-raios.

Em 1831, um dos primeiros avanços significativos na área da eletricidade, segundo o *Institute for Energy Research* (s.d.), ocorreu quando o cientista britânico Michael Faraday descobriu os princípios fundamentais da geração de eletricidade. Expandindo as experiências de Franklin e de outros cientistas, Faraday observou que poderia criar ou "induzir" corrente elétrica ao movimentar ímãs dentro de bobinas de fio de cobre, conhecida como indução eletromagnética. Hoje, esse método é empregado na produção de energia, embora as usinas

---

<sup>1</sup> Cânhamo é uma variedade da planta *Cannabis*, muito utilizado para fabricação de tecidos, papel, cordas e alimentos.

atuais gerem correntes muito mais potentes e em uma escala muito maior do que o dispositivo manual de Faraday.

Em 1879, a lâmpada incandescente desenvolvida por Thomas Edison tornou a eletricidade mais prática e acessível. De acordo com o Instituto de Energia da *University of Texas at Austin* – UTA (2016), nos anos 1880, Edison construiu a primeira usina elétrica "centralizada" em *Pearl Street*, Nova York, estabelecendo as bases para a distribuição em larga escala.

A aceitação geral da eletricidade ocorreu de maneira veloz, permeando lares, estabelecimentos industriais e meios de transporte para otimizar a utilização dessa fonte energética. Empresários identificaram o potencial da eletricidade para transformar integralmente diversos aspectos da vida americana, desde ambientes residenciais até o cenário fabril. Para concretizar essa visão, esses empreendedores buscaram parcerias governamentais, inicialmente em níveis locais e municipais, a fim de facilitar a construção da infraestrutura necessária (UTA, 2016).

O desenho original do sistema de eletrificação concebido por Edison fundamentava-se na corrente contínua<sup>2</sup> (CC) e em baixas voltagens, resultando em consideráveis perdas de energia dissipativa nos fios e limitando a distância de transmissão da usina até o ponto final de consumo. Esse cenário restringia as interações com o governo aos âmbitos locais, uma vez que a geração e o consumo de energia estavam confinados a uma área limitada, frequentemente a poucos quilômetros de distância. No entanto, avanços tecnológicos rapidamente ampliaram a escala e a abrangência da geração elétrica, demandando simultaneamente uma participação mais expressiva do governo para lidar com questões de alcance mais amplo (UTA, 2016).

Um avanço tecnológico de grande impacto foi a introdução da eletricidade de corrente alternada (CA), destacada durante a "guerra das correntes" até 1896. A Westinghouse Electric, com a colaboração do inventor Nikola Tesla, foi fundamental nesse marco, expandindo a capacidade das usinas para dezenas de milhas (equivalente a milhares de milhas nos dias atuais) a partir do ponto de carga elétrica (UTA, 2016).

A transição da tecnologia de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA) possibilitou sistemas em maior escala, especialmente em usinas de energia maiores, devido à

---

<sup>2</sup> Segundo o site da Energy Brasil Solar (2021), a corrente contínua é caracterizada por ter tensão e corrente unidirecionais, fluindo de polos positivos para negativos, sendo amplamente utilizada em circuitos de baixa tensão, como dispositivos eletrônicos, baterias e pilhas. Por outro lado, a corrente alternada (CA), caracteriza-se pela variação contínua de intensidade e direção, sendo eficaz na transmissão de energia elétrica em longas distâncias, facilitada pela capacidade de ajuste de tensão através de transformadores. Além disso, a CA exibe menores perdas de energia em comparação com a corrente contínua (CC), sendo, por esse motivo, a opção preferencial para uso doméstico.

capacidade da CA de ser transmitida em alta voltagem e baixa corrente, o que resultou em significativas reduções nas perdas de energia em comparação com sistemas de CC. Esse avanço viabilizou a exploração de economias de escala nas usinas de energia, diminuindo o custo unitário da eletricidade e tornando-a progressivamente mais acessível e disponível para um número crescente de consumidores (UTA, 2016).

Após a transição de CC para CA, ao longo de décadas, a evolução tecnológica seguiu o modelo tradicional da indústria de serviços elétricos: geração centralizada em grande escala enviando eletricidade CA por meio de linhas de transmissão e distribuição para os consumidores. Embora a maioria das transmissões seja em alta voltagem CA, linhas modernas de transmissão de corrente contínua (CC) de alta voltagem têm sido utilizadas seletivamente, especialmente para conexões ponto a ponto em longas distâncias, transferindo quantidades substanciais de energia com maior estabilidade em comparação com conexões CA. Este desenvolvimento consolidou as economias de escala associadas à geração centralizada em larga escala, contribuindo para a estabilidade e eficiência do fornecimento elétrico (UTA, 2016).

## 2.2 CONTEXTO HISTÓRICO BRASILEIRO

Segundo Veiga e Fonseca (2002, apud Barbosa, 2019), até o final do século XIX, no Brasil, a energia elétrica não havia ainda sido expandida pelo país, por conta de sua atividade econômica majoritariamente agrária. A partir do início do século XX, ocorreram maiores investimentos de capital estrangeiro para a instalação de empresas de energia elétrica, por conta do crescente desenvolvimento das cidades do Rio de Janeiro e São Paulo. Assim, com o aumento da industrialização do país, a expansão de usinas hidrelétricas começou a crescer constantemente.

De acordo com Gomes et al (s.d.), a crise de 1929 (Grande Depressão), que ocorreu por conta de uma superprodução, especulação financeira e expansão de crédito, evidenciou que um modelo agroexportador não era mais suficiente e que seria necessário, portanto, uma reconfiguração da política econômica e do Estado. O crescente desenvolvimento industrial mundial refletia que a estrutura econômica brasileira estava cada vez mais obsoleta, e o Estado precisaria se manter de acordo com a nova ordem econômica para manter-se competitivo.

Com a redefinição do papel do Estado, houve a implementação de um modelo econômico intervencionista que diversificou a estrutura produtiva do Brasil, principalmente através da regulamentação dos serviços públicos. Dentre as iniciativas regulamentárias, houve

a interrupção de novos aproveitamentos de cursos de água. Essas regulamentações centralizavam, cada vez mais, o controle dos recursos naturais do país no Estado, culminando na criação do Código das Águas<sup>3</sup> em 10 de julho de 1934 (Gomes et al., s.d.):

O Código submete ao instituto das concessões e autorizações a exploração da energia hidráulica, assim como os serviços complementares de transmissão, transformação e distribuição. A partir daí, a União passa a deter a competência de legislar e outorgar concessões de serviços públicos de energia elétrica, antes regidos apenas por contratos assinados com os estados, os municípios e o Distrito Federal. A nova política setorial revê os critérios para estabelecimento de preços dos serviços e determina que a tarifa seja fixada na forma de “serviço pelo custo”, a fim de garantir ao prestador do serviço a cobertura das despesas de operação e das cotas de depreciação e de reversão e a justa remuneração do capital investido; a remuneração deste recairia sobre o custo histórico das instalações. (Gomes et al., s.d.):

A partir de então, o papel do Estado ganha cada vez mais importância sobre a atividade de geração de energia, e, em 1964, durante a Ditadura Militar, esse papel se consolidava. Por conta da política de substituição de importações, o Estado se mostrava cada vez mais necessário nas atividades econômicas do país.

O Código das Águas estabeleceu que os recursos hídricos são patrimônio da União, consolidando assim o controle estatal sobre esses importantes ativos naturais. A promulgação do código ocorreu em um contexto de necessidade de solucionar questões relacionadas ao suprimento de água para a população e à definição de tarifas de uso.

Ao atribuir a propriedade dos recursos hídricos à União, o Código das Águas conferiu ao Estado o poder de regular e gerenciar a utilização desses recursos. Essa prerrogativa incluiu a concessão de permissões para entes privados explorarem e utilizarem os recursos hídricos, sujeitas a regulamentações e políticas públicas voltadas para garantir o acesso adequado à água e a manutenção de padrões ambientais. Assim, o código estabeleceu um marco legal que busca conciliar a exploração econômica dos recursos hídricos com a responsabilidade do Estado na gestão sustentável desses recursos (Veiga; Fonseca, 2002, apud Barbosa, 2019).

Entre 1980 e 2002, a geração de eletricidade no Brasil teve um crescimento expressivo, com uma taxa média anual de 4,2%. A energia hidráulica sempre foi dominante nesse cenário, dado que o Brasil é abundantemente rico em recursos hídricos. A capacidade instalada<sup>4</sup> de hidroeletricidade é de aproximadamente 70.000 megawatts (MW), distribuída em 433 usinas

---

<sup>3</sup> Leitura do código pode ser feita através do link:

<https://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/70322/653798.pdf?sequence=2&isAllowed=y>

<sup>4</sup> A capacidade instalada é a quantidade máxima de energia que as usinas hidrelétricas podem gerar em determinado momento, sendo medida em megawatts (MW).

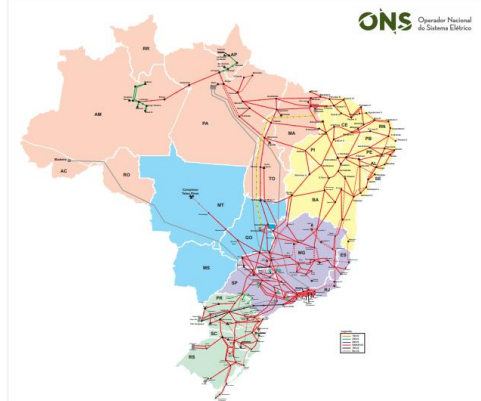
hidrelétricas em operação. Dessas, 23 têm capacidade superior a 1.000 MW, o que representa mais de 70% da capacidade total instalada (Goldenberg; Lucon, 2007).

Desde então, houve o desenvolvimento da rede elétrica brasileira, denominada Sistema Interligado Nacional (SIN). Segundo o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA (2020), o SIN representa a espinha dorsal da infraestrutura elétrica do país. Com uma capacidade instalada robusta de 166,76 gigawatts (GW), cerca de 85% dessa capacidade provém de fontes renováveis.

No ano de 2018, o SIN demonstrou sua eficiência ao gerar um total de 601.396 gigawatt-horas (GWh) de energia elétrica. As hidrelétricas se destacaram como a principal fonte, contribuindo com 64,68% desse total, representando 388.971 GWh. A diversificação da matriz incluiu também térmicas a gás natural, térmicas a biomassa e usinas eólicas, cada uma desempenhando um papel significativo na oferta de energia. Esses dados demonstram a importante contribuição das hidrelétricas para a geração de eletricidade do Brasil (IPEA, 2020).

A rede de transmissão do Brasil possui uma grande extensão, totalizando 141.756 km de linhas. Essa infraestrutura abrange praticamente todo o território nacional, conectando regiões distantes e contribuindo para a estabilidade e confiabilidade do SIN. O estado de Roraima<sup>5</sup> permanece como a única exceção nesse amplo alcance, como demonstra o mapa do SIN disponibilizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (2023):

Figura 1 – Mapa do Sistema Interligado Nacional



Fonte: ONS (2023)

---

<sup>5</sup> A energia elétrica de Roraima é produzida localmente por termelétricas e biocombustível da empresa Roraima Energia.

### **2.2.1 Conceito de concessão pública**

O Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), em sua interpretação técnica, ICPC 17 (2011), informa que o serviço de concessão pública envolve dois atores: a concedente e o concessionário. A concedente pode ser uma entidade do setor público ou do setor privado ligada a um ente governamental, que outorga ao concessionário a utilização de um recurso público por tempo determinado para operar um serviço público, explorar uma atividade ou gerenciar uma infraestrutura.

No cenário da energia elétrica, o processo de concessão representa uma parceria estratégica entre o governo e empresas privadas, permitindo que o setor privado assuma o controle operacional de usinas hidrelétricas por um período definido. Nesse arranjo, o governo, atuando como concedente, confere ao concessionário, geralmente uma empresa privada, o direito exclusivo de construir, operar e manter a usina hidrelétrica.

Essa parceria implica que o concessionário deve realizar investimentos significativos na construção da infraestrutura da usina, incluindo financiamento, planejamento, engenharia e aquisição de equipamentos. Ao longo da concessão, que é estipulada em contrato, o concessionário assume a responsabilidade pela operação diária da usina, garantindo eficiência operacional e cumprindo normas de segurança e regulamentações ambientais.

Uma das principais fontes de receita para o concessionário é a venda da eletricidade gerada pela usina. O contrato de concessão estabelece os termos dessa comercialização, incluindo tarifas e acordos de compra de energia. Essa dinâmica permite que o setor privado contribua para a oferta de eletricidade, enquanto o governo mantém um controle estratégico sobre a gestão dos recursos hídricos e a infraestrutura essencial.

Ao final do período de concessão, os ativos da usina geralmente são transferidos de volta para a administração do governo. Essa transferência pode ser realizada sem custos adicionais ou estar sujeita a condições específicas, conforme estabelecido no contrato de concessão. Essa abordagem de concessão oferece uma maneira eficaz de atrair investimentos privados para o setor de energia, promovendo o desenvolvimento de infraestrutura essencial para o país.

Pode-se citar os seguintes exemplos de serviços de concessão pública: tratamento e fornecimento de água, estacionamentos, manutenção de rodovias, disponibilização de rede de telecomunicações, geração de energia elétrica, dentre outros.

## 2.2.2 Divisão do setor elétrico brasileiro

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o setor elétrico brasileiro é dividido em 4 ramos: geração, transmissão, distribuição e comercialização:

a) **Geração:** As empresas dos mais diferentes tipos de tecnologia e porte utilizam-se de recursos, tais como vento, luz solar, biomassa, água, para gerar energia. A usina submete estes insumos a certas condições, para que haja a produção de energia elétrica através da movimentação de suas turbinas ou do armazenamento de calor. Ou seja, converte a energia mecânica/térmica em energia elétrica. Dessa forma, as empresas geradoras são encarregadas de investir, construir e operar instalações de geração, contribuindo para a oferta de energia no país.

b) **Transmissão:** São empresas que constroem e operam extensas linhas de transmissão de alta tensão. Nesse setor ocorre a transmissão da energia elétrica da fonte de geração até o centro de distribuição. Essas linhas formam uma malha interconectada que abrange grandes distâncias, conectando usinas de geração a subestações e, eventualmente, alimentando os sistemas de distribuição que atendem consumidores finais.

c) **Distribuição:** De acordo com a ANEEL (2015), a distribuição de energia elétrica se caracteriza por ser um segmento que realiza o rebaixamento da tensão elétrica que provém do sistema de transmissão elétrica para que seja utilizada de forma segura pelo consumidor final, tais como residências, indústrias e comércios. O sistema de distribuição é composto pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam em níveis de alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV).

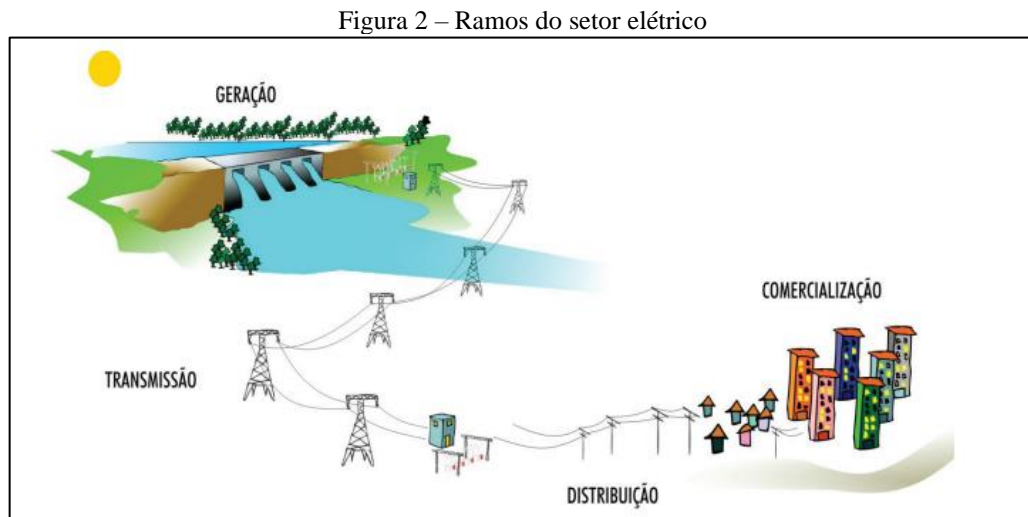
d) **Comercialização:** A comercialização de energia envolve as transações comerciais relacionadas à compra e venda de eletricidade. Nesse ramo, estão as comercializadoras, que atuam como intermediárias entre os geradores e os consumidores, facilitando contratos de compra e venda de energia elétrica. Segundo a ANEEL (2015), “A comercialização de energia elétrica pode acontecer de forma livre ou com preços e quantidades definidos ou limitados pelo Poder Público”. O primeiro refere-se ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), enquanto o último é o Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

i. **Ambiente de Contratação Livre (ACL):** De acordo com o site da *Witzer Energia*

(2020), no ACL, consumidores com demanda mais elevada têm a opção de negociar diretamente contratos de energia com geradores ou comercializadoras, com preços e regras mais flexíveis. Assim, o consumidor pode escolher seu fornecedor de energia e o pelo período que preferir, conforme as necessidades de sua empresa. Essa negociação segue regras definidas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

ii. Ambiente de Contratação Regulado (ACR): Do ponto de vista da concedente, a ANEEL define as condições e as regras para a contratação de energia elétrica. Isso inclui a elaboração de editais de leilões, a definição de preços-teto, a determinação de prazos contratuais e outras diretrizes que orientam as transações de compra e venda de energia. Do ponto de vista do consumidor, no ACR, os preços de energia são regulados e definidos pela ANEEL, não sendo possível a negociação dos preços pelos consumidores (chamados consumidores cativos) que são atendidos pela concessionária que está localizada na mesma área (ANEEL, 2015).

A figura a seguir ilustra os ramos do setor elétrico mencionados anteriormente:



Fonte: Banco do Nordeste (2018)

Como este trabalho se destina a construir um *valuation* estocástico da Transmissora Aliança de Energia Elétrica, que se trata de uma empresa de transmissão de energia, será dado maior enfoque nesse ramo nos próximos tópicos.



### 2.2.3 Tipos de concessão de transmissão de energia

Segundo a Nota Técnica da TAESA (s.d.), há 3 categorias de concessão de transmissão no Brasil:

- a) Categoria 1: São concessões que foram outorgadas antes de 1999 e que foram renovadas em 2012 por mais 30 anos. A Receita Anual Permitida (RAP) é reajustada anualmente pelo Índice de Preços ao Consumidor (IPCA)<sup>6</sup> desde 2013 e sujeita a revisões tarifárias a cada 5 anos.
- b) Categoria 2: São concessões leiloadas entre 1999 e novembro de 2006 com contratos de 30 anos. Aqui, a RAP é reajustada anualmente pelo Índice Geral de Preços de Mercado<sup>7</sup>(IGP-M) que reduz em 50% após 16 anos de operação e não está sujeita à revisão tarifária.
- c) Categoria 3: São concessões leiloadas depois de novembro de 2006 até os dias atuais, com contratos de 30 anos. A RAP é reajustada anualmente pelo IPCA e sujeita à revisão tarifária no ano 5, 10 e 15 do contrato de concessão.

### 2.2.4 Principais encargos do setor

A ANEEL estabelece os encargos do setor de energia elétrica e a forma de calculá-los. Esses encargos setoriais, são, de acordo com a ANEEL (2017), “custos não gerenciáveis suportados pelas concessionárias de distribuição, instituídos por Lei, cujo repasse aos consumidores é decorrente da garantia do equilíbrio econômico-financeiro contratual”.

Por custos não gerenciáveis entende-se que essas empresas (concessionárias) não têm controle direto sobre esses custos. Eles são instituídos por leis e regulamentos e, muitas vezes, estão associados a obrigações e programas específicos no setor elétrico. Logo, os encargos setoriais são estabelecidos para cobrir custos associados a diversos programas, políticas públicas e investimentos necessários para o funcionamento adequado do setor.

A tarifa repassada para os consumidores devido ao recebimento de energia elétrica em seus domicílios é composta pelas parcelas A e parcela B. A definição anterior (custos não

---

<sup>6</sup> O IPCA é calculado mensalmente pelo IBGE que mede o consumo das famílias que ganham de 1 a 40 salários mínimos. É, portanto, um índice bastante influenciado pelo varejo.

<sup>7</sup> O IGP-M é calculado pela Fundação Getúlio Vargas e é um índice que mensura os preços de setores de atacado e construção, sendo um índice muito utilizado para indexar contratos.

gerenciáveis) refere-se à parcela A. Por outro lado, a parcela B refere-se a custos que podem ser gerenciados pela empresa, tais como custos de material, administrativo, pessoal, depreciação, manutenção e remuneração do capital (Montalvão, 2009).

Segundo Montalvão (2009), pode-se citar os seguintes encargos setoriais da parcela A:

- a) **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE):** A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) opera como um mecanismo de subsídio cruzado com o propósito de alocar recursos para diversas finalidades estratégicas. Entre essas finalidades, destaca-se o apoio ao desenvolvimento energético nos estados brasileiros, fortalecendo a infraestrutura local. Além disso, a CDE visa promover a competitividade de fontes como eólica, pequenas centrais hidroelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, especialmente nas regiões atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado (SIN). Outro objetivo é a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional através do direcionamento de investimentos para garantir a expansão da infraestrutura elétrica a áreas previamente desatendidas, assegurando o acesso à eletricidade a todos os cidadãos. Adicionalmente, a conta atua como instrumento de subsídio para consumidores da subclasse residencial baixa renda, contribuindo para mitigar os custos de energia para essas famílias, promovendo assim a equidade social;
- b) **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA):** O PROINFA tem como propósito impulsionar a presença de fontes alternativas e renováveis na geração de energia elétrica no Brasil. Assim, busca promover o aumento da participação de fontes como energia eólica (proveniente dos ventos), biomassa e pequenas centrais hidrelétricas;
- c) **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH):** Valor pago pelas concessionárias de geração de energia pelo uso dos potenciais de energia hidráulica. Essa compensação é um pagamento feito pelas empresas que exploram a geração de energia em usinas hidrelétricas para o governo, que, por sua vez, repassa parte desses recursos para os estados e municípios afetados pela instalação da usina. A CFURH é uma maneira de compensar a sociedade pelos impactos ambientais, sociais e econômicos associados à exploração dos recursos hídricos para a geração de energia;
- d) **Encargos de Serviços do Sistema (ESS):** Encargos para a cobrança das despesas operacionais compartilhadas entre os diversos agentes que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN). Os ESS têm a função de equilibrar os custos e benefícios associados à operação compartilhada do sistema elétrico, garantindo a cooperação entre os agentes e a manutenção da

segurança e estabilidade do SIN. Esses encargos são gerenciados e regulamentados para assegurar a eficácia e a equidade na distribuição dos custos operacionais e na utilização de recursos, contribuindo para o funcionamento seguro e confiável do setor elétrico;

e) Encargos de Energia de Reserva (EER): Segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2022), é um encargo setorial que tem como objetivo principal garantir a disponibilidade de capacidade adicional de geração de energia elétrica para atender a demanda em situações críticas ou de emergência. Esse mecanismo busca assegurar a confiabilidade do sistema elétrico, proporcionando uma reserva estratégica de capacidade para momentos em que a oferta de energia convencional pode ser insuficiente;

f) Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE): Encargo aplicado a todos os participantes do setor elétrico no Brasil, destinado a cobrir os custos relacionados à regulação e fiscalização exercidas pela ANEEL. Essa taxa é importante para financiar as atividades da Aneel, incluindo a análise de tarifas, a concessão de licenças e a garantia do cumprimento de normas e regulamentos;

g) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D): A obrigatoriedade de aplicação de recursos em Pesquisa e Desenvolvimento e em Eficiência Energética no setor elétrico brasileiro determina que concessionárias de serviços públicos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica devem destinar, anualmente, pelo menos 0,75% de sua receita operacional líquida em atividades de P&D e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final. Empresas que geram energia exclusivamente a partir de fontes como eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada estão isentas dessa obrigação. Além disso, 20% dos recursos destinados à P&D são direcionados para financiar os custos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que se trata de uma instituição brasileira dedicada à elaboração de estudos e pesquisas com o propósito de subsidiar o planejamento estratégico do setor energético do país. Essa medida busca promover a inovação, o avanço tecnológico e práticas que melhorem a eficiência e sustentabilidade no setor elétrico brasileiro.

### 2.3 TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. (TAESA)

A Transmissora Aliança de Energia Elétrica (TAESA) é uma das maiores concessionárias de transmissão de energia elétrica em termos de Receita Anual Permitida (RAP). As outras maiores concessionárias de transmissoras de energia são: Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, Neoenergia, Equatorial, Energisa, Companhia Paranaense de Energia, Eletrobras, Cemig, Alupar e CPFL Energia.

A história<sup>8</sup> da TAESA começa no ano de 2000, quando a ANEEL leiloou instalações de transmissão de energia elétrica (Leilão 002/2000-ANEEL) divididas em 3 lotes (A, B e C). O lote A foi vencido pelo Consórcio Novatrans Energia (que constituiu uma sociedade de propósito específico chamada “Novatrans Energia S.A.” ou “Novatrans”), enquanto o Lote C pelo Consórcio INEPAR/ENELPOWER (que constituiu uma sociedade chamada “Transmissora Sudeste Nordeste S.A.” ou “TSN”).

Após o leilão, a Enelpower S.P.A. (uma das empresas integrantes da INEPAR/ENELPOWER) adquiriu 100% do controle da NovaTrans e TSN. Em 2003, a empresa italiana Terna S.P.A. adquiriu o controle das duas concessionárias e, em 2006, constituiu uma *holding* denominada Terna Participações S.A., repassando o controle para a TSN e Novatrans. Em 2006, a Terna abriu capital através de uma oferta pública inicial (IPO) na antiga BM&FBOVESPA (hoje denominada Brasil, Bolsa, Balcão – B3). Assim, os acionistas minoritários (FreeFloat) nas ações passaram a deter 34% do capital da empresa, enquanto a Terna S.p.A., controladora da Terna, passou a deter 66%.

Em 2009, a Terna passou a se chamar Transmissora Elétrica Aliança de Energia Elétrica S.A. Já em 2010, a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) aumentou sua participação na TAESA através de mais um IPO que foi realizado, consequentemente levando a uma queda no número de ações livre no mercado para 4,7% do capital total da empresa. Em 2012, foram emitidas novas ações, resultando em um *FreeFloat* de 27%.

Em dezembro de 2023, a composição acionária da TAESA era dada da seguinte forma: 21,68% do capital total é detido pela CEMIG, 14,88% é detido pelo ISA Brasil e 63,45% está no mercado. A TAESA tem como objetivo:

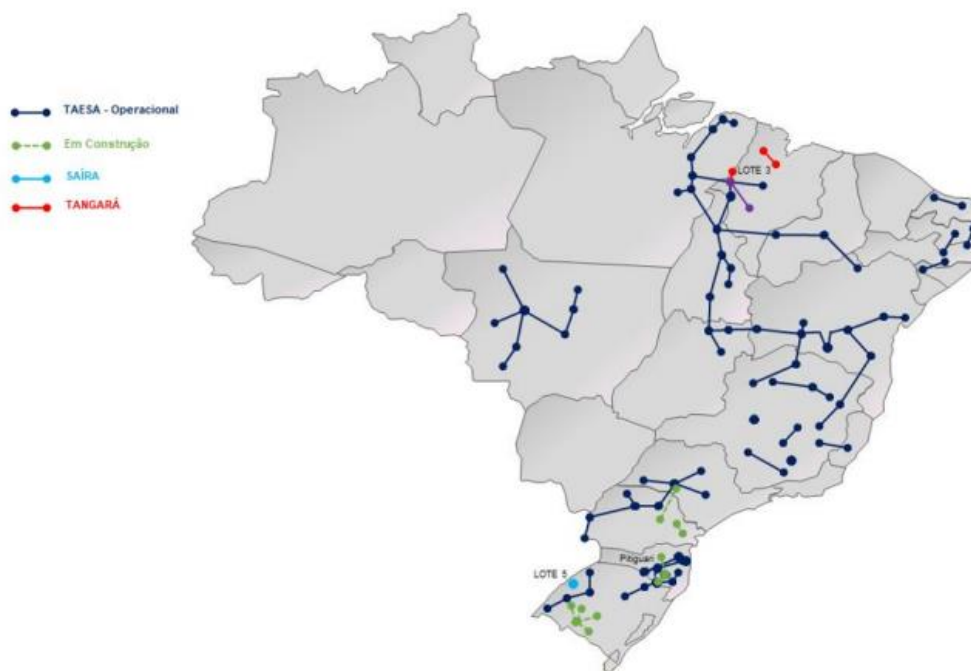
(...) realizar serviços diversos no âmbito do setor elétrico nacional, incluindo a realização de estudos de viabilidade, engenharia básica e detalhada, execução de construções, operação e manutenção de sistema de energia elétrica, além de todos os sistemas conexos de supervisão, controle, repartição e monitoramento. (TAESA, s.d.).

---

<sup>8</sup> O histórico descrito teve como fonte o site institucional da TAESA.

No final de 2023, a TAESA possuía 14.420 km de linhas de transmissão operando e 735 km em construção, o que totaliza 15.155 km de extensão e possui participação em 43 concessões de transmissão. O mapa a seguir demonstra a localização dessas linhas de transmissão:

Figura 3 - Linhas de transmissão da TAESA no final de 2023



Fonte: Demonstração Financeira 4T23 da TAESA (2023)

De acordo com o mapa, a TAESA possui presença em 18 Estados e Distrito Federal: Alagoas, Bahia, Espírito Santo, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Paraná, Pernambuco, Piauí, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, São Paulo, Tocantins e Rio de Janeiro.

Na região Norte, uma das principais concessões é a Novatrans, que desempenha um papel estratégico ao transportar a energia gerada nas hidrelétricas da região Sudeste, passando pelos estados do Maranhão, Tocantins e Goiás.

Já na região Nordeste, a concessão com maior relevância em termos de extensão, é a TSN (Transmissora Sudeste Nordeste), que atravessa os estados da Bahia e Goiás com o objetivo de fornecer energia a esses estados, sendo a principal a alimentar o litoral baiano. Em termos estratégicos, a concessão de São João, no Piauí, se destaca por objetivar o escoamento

da energia gerada em Belo Monte para a região Nordeste, o que assegura a transmissão de energia, principalmente em situações de contingências e fortalece o Sistema Interligado Nacional (SIN). Na região Sudeste, é concentrada uma grande parte das concessões por ser o maior centro de consumo de energia elétrica, desde indústrias, comércio e residências. Além das concessões anteriormente mencionadas que também abrangem o Sudeste, pode-se destacar a ETEO (Empresa de Transmissão de Energia), que possibilita o fornecimento de energia ao estado de São Paulo.

Uma concessão estratégica na região Centro-Oeste além da Novatrans, é a EBTE (Empresa Brasileira de Transmissão de Energia), que se encontra no estado do Mato Grosso. Segundo o site institucional da TAESA, essa concessão tem como objetivo atender à demanda cada vez mais alta da região, principalmente relacionada à expansão da agroindústria, além da expectativa da implantação de projetos de geração de energia elétrica no estado.

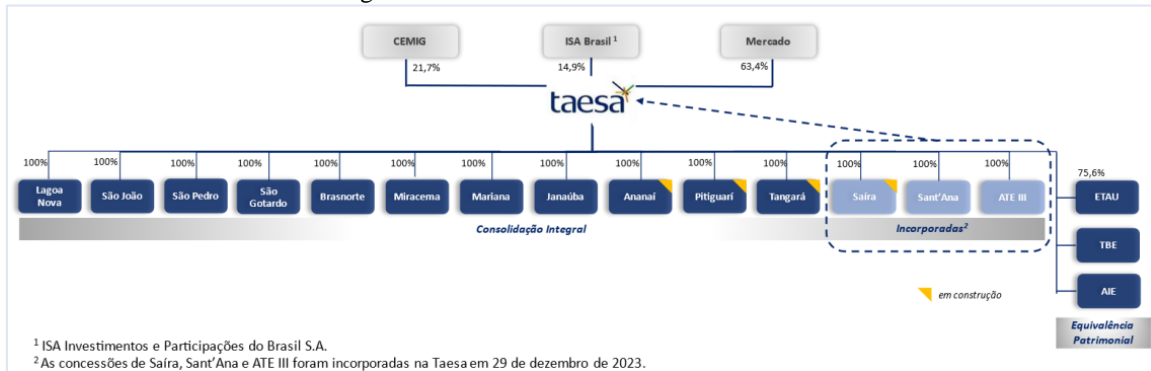
Por fim, a região Sul possui concessões menores em termos de extensão, mas que são relevantes para reforçar a estabilidade de transmissão de energia. Dentre as concessões, pode-se citar a Ananaí, que está em construção, prevista para entrar em operação em 2027. Localizada nos estados de São Paulo e Paraná, a concessão tem como objetivo estruturar o sistema elétrico que atende a região metropolitana de Curitiba. Estrategicamente será fundamental para prover a região, principalmente em cenário de baixa disponibilidade do parque gerador de energia da região Sul, pois o empreendimento reforçará a capacidade de transmissão entre o Sul e Sudeste.

As concessões podem ser agrupadas de acordo com as seguintes estruturas societárias (TAESA, s.d):

- a) Concessões 100% da TAESA e incorporadas à  *Holding*: TSN, Novatrans, ETEO, GTESA, PATESA, Munirah, NTE, STE, ATE, ATE II, ATE III, Sant'ana e Saíra;
- b) Concessões 100% consolidadas pela TAESA (Controladas): Brasnorte, São Gotardo, Mariana, Miracema, Janaúba, São João, São Pedro, Lagoa Nova, Ananaí, Pitiguari e Tangará;
- c) Concessões com controle compartilhado (Participações): 19 participações nos grupos ETAU, AIE e TBE.

A figura 04 ilustra a estrutura organizacional das concessões da TAESA, mencionadas anteriormente, no final do ano de 2023:

Figura 4 - Concessões da TAESA no final de 2023



Fonte: Demonstração Financeira 4T23 da TAESA (2023)

O organograma explicita que, das 43 concessões, 13 delas fazem parte da *holding* (ou seja, compõem a empresa controladora), 11 delas são as controladas (concessões às quais a empresa detém 100% de seu controle), e as outras 19 são onde a TAESA possui participações e estão agrupadas dentro dos 3 grupos inseridos em “Equivalência Patrimonial”. A “Equivalência Patrimonial” é uma forma de contabilizar o investimento proporcionalmente ao controle ou participação efetiva da empresa nas concessões, mesmo que ela não detenha a totalidade do controle. Esse modelo de estruturação é comum em empresas que participam de consórcios ou têm investimentos compartilhados em projetos específicos.

### 3 REFERENCIAL TEÓRICO

#### 3.1 AVALIAÇÃO DE EMPRESAS

Para tomar decisões, os investidores precisam saber o retorno esperado e o risco em que estão expostos ao alocar seus recursos em um projeto. Avaliar uma empresa significa encontrar um valor para a empresa, de acordo com o risco e retorno dos seus projetos presentes e futuros. Com a complexidade do ambiente econômico, do setor de atuação e das estratégias empresariais (sejam nas decisões operacionais, de investimento ou financeiras), essa avaliação (*valuation*) torna-se uma tarefa complexa:

Avaliar uma empresa não é um processo simples e linear, com resultado preciso e indiscutível. Essa é uma tarefa complexa, dinâmica e subjetiva, como a realidade na qual as companhias estão inseridas. Diferentemente de uma ciência básica, que busca refletir a realidade com precisão, trata-se de uma ciência aplicada, que busca ser uma ferramenta para a tomada de decisão – não única, mas em conjunto com outras. (...) Destacamos que, embora existam métodos, modelos e técnicas bem estruturados e teoricamente embasados, avaliar empresas é, em grande parte, uma arte, não apenas uma técnica. (Serra; Wickert, 2021).

O *valuation* de uma empresa incorpora todos os ativos e passivos da empresa, podendo ser de simples precificação (como uma emissão de dívida da empresa) a precificações mais complexas (como o valor de uma marca). Por isso, várias metodologias podem ser utilizadas para este fim, o que cabe ao avaliador utilizar a que achar mais pertinente ao contexto. Segundo Damodaran (2012), existem duas abordagens de avaliação que abarcam essas metodologias: a intrínseca e a relativa.

a) Abordagem de avaliação intrínseca: Nesta forma de abordagem, o valor do ativo (a empresa como um todo ou parte dela) é determinado através dos fluxos de caixa esperados ao longo de sua vida útil (que pode ser determinado ou indeterminado) e pelas incertezas inerentes à empresa. O que se espera de um negócio é que ele gere resultados acima dos custos despendidos<sup>9</sup> para sua operação e, com isso, desenvolver-se cada vez mais, com melhora em seu desempenho e aumento de seus lucros, o que são refletidos na geração do seu fluxo de caixa. Por conta disso, o desempenho da empresa em gerar caixa é uma ótima forma de estimar o valor de uma empresa.

---

<sup>9</sup> Deve-se considerar os custos despendidos na forma econômica de custo de oportunidade, isto é, não basta que a receita seja maior do que o custo contábil, mas seja maior que o custo de capital da empresa (custo de captação do recurso).



Por exemplo, uma empresa que tenha fluxos de caixa mais constantes e maiores terá, comparativamente, um valor maior do que uma empresa com fluxos de caixa voláteis e menores, ou maior do que uma empresa que tenha fluxos de caixa maiores, mas seu fluxo é volátil. Para estas duas últimas, uma maior volatilidade será refletida em um maior risco, o que diminuirá o valor da empresa às custas de uma maior taxa para atrair investimentos.

b) Abordagem de avaliação relativa: O valor do ativo é baseado nos preços de ativos semelhantes encontrados no mercado. Assim, pode-se avaliar se uma empresa através de índices que compararão seu valor “à uma mesma medida” com outras empresas do mesmo ramo. Um índice bastante utilizado para esta análise é o EV/EBITDA. O numerador representa o valor da firma ou *enterprise value* (valor de mercado + dívida líquida) e o EBITDA é a quantidade de lucro antes dos impostos, taxas, depreciação e amortização (*earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*). Assim, uma empresa que tem um múltiplo EV/EBITDA igual a 5x significa que em 5 anos será obtido o EBITDA necessário para comprar esta empresa.

Essas duas formas de avaliação não são excludentes, muito pelo contrário, o uso de ambas traz uma melhor confirmação acerca do valor da empresa. Para a construção deste trabalho, o *valuation* foi feito através do método de fluxo de caixa descontado, pois é mais adequado para atingirmos os objetivos explicitados na introdução, já que haverá manipulação das variáveis que compõem os fluxos. Para tanto, nos próximos tópicos serão elucidados os componentes necessários para realizar o *valuation* da TAESA.

## 3.2 DEMONSTRATIVOS CONTÁBEIS

Para iniciar o *valuation* é necessário realizar o levantamento de dados para entender melhor a empresa. Estas informações constam nos demonstrativos contábeis, tendo como destaque o Balanço Patrimonial, Demonstração do Resultado do Exercício e a Demonstração do Fluxo de Caixa.

### 3.2.1 Balanço Patrimonial

Trata-se de um relatório em que são registrados os ativos e passivos da companhia em determinado momento. Os passivos representam as fontes de financiamento da empresa e os ativos representam onde são alocados estes recursos.

a) **Ativos circulantes:** Os ativos circulantes são aqueles que estão disponíveis imediatamente, ou seja, podem ser convertidos em dinheiro em até 1 ano (curto prazo), e são ordenados no balanço por ordem de liquidez. Segundo Buffet e Clark (2010), “o que ele tem de importante é a sua disponibilidade para ser transformado em dinheiro e gasto caso as condições econômicas da empresa comecem a se deteriorar e outras fontes de capital de giro cotidiano comecem a evaporar”. Ainda, de acordo com os mesmos, o ativo circulante é chamado de “ativo de giro” da empresa, uma vez que compõe o ciclo de caixa que compra o estoque dos fornecedores e, depois, vende aos clientes. Ou seja, forma o ciclo Caixa (ou disponibilidades) -> Estoque -> Contas a receber -> Caixa.

b) **Ativos não circulantes:** Os ativos não circulantes são aqueles que só podem ser convertidos em dinheiro a longo prazo (acima de 1 ano) e são listados logo abaixo do ativo circulante, dado que possuem baixa liquidez.

c) **Passivos circulantes:** são as obrigações da empresa que vencem no prazo de 1 ano. São ordenadas no balanço de acordo com o grau de exigibilidade de cada uma delas, o que significa que as primeiras contas são aquelas que precisam ser pagas primeiro em comparação com as contas seguintes.

d) **Passivos não circulantes:** são as obrigações que possuem o prazo de vencimento acima de 1 ano. De acordo com Warren e Clark (2010), a maioria das empresas possuem mais dívidas de longo prazo que já estão para vencer em 1 ano do que passivos circulantes, o que pode causar

algum equívoco na contabilização dos passivos de curto prazo, criando a ilusão de que possuem mais do que realmente tem.

e) **Patrimônio líquido:** O patrimônio líquido pode ser encontrado subtraindo o passivo do ativo. Aqui, constam os recursos próprios da empresa, tais como dos proprietários e dos acionistas e onde, também, são registrados os lucros e prejuízos apurados através da demonstração do resultado do exercício.

Desta demonstração, pode-se retirar informações importantes para o cálculo do *valuation*, tais como o capital de giro, contas que não possuem efeito caixa, total investido em imobilizados e intangíveis, dentre outras que serão abordadas no capítulo de metodologia ao ser realizado o *valuation* da TAESA. Para melhor visualização das contas que compõem o ativo, passivo e patrimônio líquido, tem-se, a seguir, um quadro que exemplifica a estrutura de um Balanço Patrimonial:

Quadro 1 - Exemplo de estrutura do Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial	
Ativo	Passivo
<b>Circulante</b>	<b>Circulante</b>
Disponibilidades	Empréstimos e financiamentos
Contas a receber	Arrendamento
Estoques	Fornecedores
Impostos a recuperar	IR e CSLL
<b>Não circulante</b>	<b>Não circulante</b>
<b>Realizável a longo prazo</b>	Empréstimos/debêntures
Impostos a recuperar	IR e CSLL diferidos
Depósitos judiciais	Provisões
Aplicações financeiras	
	<b>Patrimônio líquido</b>
<b>Imobilizado</b>	Capital Social
<b>Intangível</b>	Reservas de lucro
	Lucros acumulados

Fonte: Elaboração própria (2024)

### 3.2.2 Demonstração do Resultado do Exercício (DRE)

Este relatório demonstra o desempenho da empresa em um certo período, normalmente de forma trimestral ou anual, através da apresentação do resultado da operação da companhia. Enquanto que o Balanço Patrimonial demonstra uma “foto” do patrimônio da empresa em um

momento no tempo, a DRE representa as receitas e gastos entre dois períodos.

Esta demonstração é de grande importância para a avaliação de uma empresa, haja vista que a partir dela serão projetadas as contas que irão compor o lucro ou prejuízo. Entendendo-se a evolução da DRE em anos passados, pode-se ter uma ideia de como projetar os lucros ou prejuízos futuros. Abaixo, encontra-se a estrutura da DRE.

Quadro 2 - Exemplo de estrutura de DRE

Demonstração do Resultado do Exercício
<b>Receita bruta</b>
(-) Impostos/Devoluções/Descontos
<b>= Receita líquida</b>
(-) Custos de produção/serviços/mercadoria
<b>= Lucro bruto</b>
(-) Despesas operacionais
<b>=EBITDA (Earning before interest, taxes, depreciation and amortization)</b>
(-) Depreciação e Amortização
<b>=EBIT (Earnings before interest and taxes)</b>
(+/-) Resultado financeiro
(-) Despesas não operacionais
<b>=EBT (Earnings before taxes)</b>
(-) IR/CSLL
<b>= Lucro líquido</b>

Fonte: Elaboração própria (2024)

### 3.2.3 Demonstração do Fluxo de Caixa (DFC)

A DFC (ou *cash flow statement*) é um demonstrativo no qual constam as saídas e entradas de caixa da empresa em um determinado período de tempo. O fluxo de caixa provém de 3 fontes: atividades de operação, investimentos e financiamento (Póvoa, 2023).

a) Fluxo de caixa de operações: todas as entradas e saídas de caixa provenientes do dia a dia da empresa. Ou seja, são os movimentos das quantias monetárias resultantes de suas operações (atividade fim). Por exemplo, a atividade fim de uma empresa de calçados é produzir sapatos, botas, sandálias, dessa forma, o fluxo de caixa de operações estará relacionado aos movimentos de dinheiro relacionados a essa operação.

b) Fluxo de caixa de investimentos: são as entradas e saídas resultantes da compra e venda

de ativos não-circulantes, são os investimentos em imóveis, máquinas e propriedades no geral. São fluxos que ocorrem ocasionalmente.

c) Fluxo de caixa de financiamentos: entradas e saídas de caixa que provém de mudanças na estrutura de capital da empresa (ou seja, a proporção entre o capital oriundo de terceiros e o capital oriundo dos sócios). Por exemplo, são aqueles movimentos de caixa relacionados aos empréstimos, pagamento de juros, amortizações, emissões ou recompra de ações.

Com isso em vista, percebe-se que o valor de uma empresa pode variar a depender das entradas e saídas de caixa através desses “canais”. A partir disso, pode-se construir a estrutura da metodologia de fluxo de caixa descontado que compreende os seguintes pontos (Assaf Neto, 2017):

1. Projeções dos fluxos de caixa futuros;
2. Definição da maturidade explícita da empresa (período que se assume ser previsível para a empresa atingir sua maturidade operacional);
3. Valor da perpetuidade (o valor que se entende ser plausível com a premissa de que a empresa vai continuar suas atividades “para sempre”);
4. Definição do custo de capital.

### **3.2.4 Regime de Caixa x Regime de Competência**

Há dois conceitos importantes para entendermos como são registradas as entradas e saídas de dinheiro dentro da empresa. Segundo Póvoa (2023), “as regras contábeis determinam que despesas e receitas sejam registradas pelo regime de competência (quando, efetivamente, o compromisso é contraído), e não de caixa (quando há o desembolso para pagamento)”. Isso significa que, no regime de competência, a receita ou custo é registrado no momento da venda e não quando realmente há o recebimento ou pagamento. Já no regime de caixa, as transações são registradas no momento em que a movimentação do dinheiro acontece.

Entendendo-se estes pontos, podemos seguir para o próximo tópico em que será tratado de maneira mais aprofundada a metodologia do fluxo de caixa descontado.

### 3.3 FLUXO DE CAIXA DESCONTADO

Segundo Serra e Wickert (2021), a técnica do fluxo de caixa descontado é baseada na premissa de que algo tem o valor proporcional ao seu potencial de gerar caixa. Isso significa que se pode inferir o valor de um ativo através de seus fluxos de caixa potenciais descontados a uma taxa de desconto (essa taxa é determinada conforme os riscos e os custos de capital).

#### 3.3.1 Fluxo de caixa futuros e definição do período de projeção

Uma parte muito importante para a avaliação é determinar quais serão os fluxos de caixa que a empresa terá nos próximos anos. Esta é uma estimativa que se baseia no histórico da empresa e nas expectativas que são fundamentadas tanto na sua performance anterior, quanto no cenário mercadológico e macroeconômico.

Para o cálculo da projeção destes fluxos futuros, são estabelecidas premissas operacionais que irão auxiliar o avaliador a modelar o *valuation*. Por exemplo, uma empresa de varejo, percebendo que sua receita líquida histórica vem crescendo, em média 20% ao ano, pode pensar que é coerente projetar a receita líquida mantendo essa margem no curto prazo<sup>10</sup>. Ou ainda, pode entender que a empresa vai passar por um momento mais difícil, dada a situação macroeconômica do país e utilizar uma projeção mais conservadora, como a taxa de inflação para projetar a receita líquida.

Um outro ponto importante é a definição do período a ser projetado (período explícito). Segundo Assaf Neto (2017), “Não é recomendado ainda avaliar uma empresa com período explícito muito curto, inferior a cinco anos, por exemplo. Período de previsões muito reduzido denota um nível de incerteza muito alto no valor encontrado”. Além disso, é importante considerar o período que será necessário até a empresa atingir sua maturidade operacional, ou ainda, quando ela deixar de funcionar, seja por conta de um prazo contratual (como em concessões que o governo transfere a uma empresa o direito de explorar recursos nacionais) ou por conta de sua liquidação (encerramento de suas atividades).

Como fora dito, uma avaliação depende do ponto de vista do avaliador. Para uma empresa ser criada e funcionar, é necessário que haja recursos para custear sua operação. Estes recursos provêm de duas fontes: dos acionistas e de terceiros (aqueles nos quais são captados

---

<sup>10</sup> Importante mencionar que, a longo prazo (perpetuidade), a empresa jamais poderá ter um crescimento acima do PIB, pois seria implicar que a empresa produz mais que a economia do país.

empréstimos). Logo, há dois pontos de vistas diferentes para analisar o valor do negócio. Pode-se avaliar a empresa através dos conceitos de fluxo de caixa livre para a firma e de fluxo de caixa livre para o acionista.

### 3.3.1.1 Fluxo de caixa livre para a firma (*free cash flow to firm*)

O fluxo de caixa livre para a firma é o fluxo de caixa que “sobra” para todos os investidores (tanto acionistas quanto credores). Pode ser calculado da seguinte forma:

Quadro 3 - Fluxo de caixa livre para a firma

<b>EBITDA</b>
(-) Depreciação e amortização
<b>(=) EBIT</b>
(-) Imposto de renda/CSLL
<b>(=) NOPAT</b>
(+) Depreciação e amortização
(-) Investimento em capital
(+/-) Variação do capital de giro
<b>(=) Fluxo de caixa livre para a firma</b>

Fonte: Elaboração própria (2024)

Observa-se que este fluxo de caixa é encontrado a partir do EBITDA (*Earnings before interest, taxes, depreciation e amortization*), que é o lucro operacional da empresa sem descontar a amortização e depreciação. Após o desconto mencionado, é encontrado o EBIT (*Earnings before interest and taxes*), que ao deduzir o imposto de renda (IR) e contribuição social (CSLL), resulta no NOPAT (*Net operating profit after tax* ou Lucro líquido operacional após impostos).

Ao somar ao NOPAT a depreciação e amortização e, descontando os gastos em capital e em capital de giro necessários para a continuidade das operações, estamos considerando que a depreciação e amortização não afetam o fluxo de caixa, enquanto que o gasto com investimentos influencia o fluxo (como dito anteriormente).

Outro ponto é que este fluxo não considera a alavancagem da empresa (quantia de dívidas). Ou seja, este fluxo representa o caixa livre após receber e desembolsar os valores necessários para a operação da empresa e pode ser utilizado como um parâmetro de lucratividade da empresa e de sua eficiência operacional.

### 3.3.1.2 Fluxo de caixa livre para o acionista (*free cash flow to equity*)

A diferença entre o fluxo de caixa livre para o acionista e o fluxo de caixa livre para a firma é que são consideradas as dívidas da empresa. Através deste fluxo pode-se perceber o potencial que a empresa tem em distribuir dividendos a seus acionistas.

Quadro 4 - Fluxo de caixa livre para o acionista

<b>(=) Fluxo de caixa livre para a firma</b>
(+/-) Dívida líquida
<b>(=) Fluxo de caixa livre para o acionista</b>

Fonte: Elaboração própria (2024)

Para cada ponto de vista, a taxa de desconto é calculada de uma forma diferente, pois no fluxo de caixa para a firma é considerada a dívida com terceiros, enquanto que no fluxo de caixa para o acionista essa dívida é deduzida do fluxo. A taxa de desconto utilizada para descontar os fluxos de caixa para a firma contém a parcela da dívida de terceiros, por outro lado, a taxa de desconto utilizada para descontar o fluxo do acionista somente contém o custo do capital próprio.

### 3.3.2 Taxa de desconto

A taxa de desconto representa o custo do capital para investir em uma empresa ou projeto. Essa taxa é utilizada para trazer ao valor presente os fluxos de caixa para encontrar o valor da empresa. Nela são refletidos os riscos do investimento e, ao mesmo tempo, o custo de oportunidade. Quanto mais arriscada é a empresa, maior é essa taxa, o que significa que maior é o retorno exigido pelo investidor.

Além disso, quanto maior o risco, menos a empresa vale, uma vez que os fluxos de caixa serão descontados por maiores taxas. Ou seja, “Nos modelos de avaliação convencionais de fluxo de caixa descontado, adotamos taxas de desconto mais altas para os fluxos de caixa mais arriscados e taxas de desconto mais baixas para os fluxos de caixa mais seguros” (Damodaran, 2012).

Há dois tipos de taxas de desconto mais amplamente utilizadas por avaliadores: *Capital Asset Pricing Model (CAPM)* e o *Weighted Average Capital Cost (WACC)*. O uso de cada uma das taxas dependerá de qual fluxo de caixa livre está sendo utilizado na avaliação. No caso do



fluxo de caixa livre para o acionista é assumido o custo sobre o capital próprio (CAPM) como taxa de desconto, enquanto que para o fluxo de caixa livre para a firma é utilizado o WACC.

A principal diferença para a utilização entre eles é a estrutura de capital assumida. No caso do CAPM, o foco é a remuneração dos acionistas, logo assume-se a estrutura de capital 100% em *equity*, dado que o fluxo de caixa utilizado já está deduzido das dívidas contraídas com terceiros. Quanto ao WACC, é assumida a média ponderada dos custos de cada uma das fontes de financiamento (acionistas e terceiros) com seus respectivos pesos no passivo da empresa. A seguir estão explicadas cada uma das taxas mencionadas.

### 3.3.2.1 CAPM

Neste tópico serão elucidados os principais parâmetros que compõem o custo de capital próprio. Assim, encontra-se a seguir a fórmula do CAPM:

$$CAPM = R_f + \beta * (R_m - R_f) + CRP$$

Onde:

$R_f$  = *Risk Free (Taxa livre de risco)*

$R_m$  = *Retorno do mercado*

$\beta$  = *Sensibilidade do retorno da ação em relação ao mercado*

$R_m - R_f$  = *Prêmio pelo risco de mercado*

$\beta * (R_m - R_f)$  = *Prêmio pelo risco do ativo*

$CRP$  = *Country risk premium (Prêmio de risco país)*

A depender do julgamento do avaliador, outros tipos de riscos podem ser acrescidos no cálculo, tais como risco específico da empresa (*specific risk*) e prêmio por tamanho da empresa (*size premium*).

#### a. Taxa livre de risco

Este componente representa o retorno que o investidor exige em investimentos sem risco. Segundo Póvoa (2023):

Tecnicamente, um ativo, para ser considerado livre de risco, deve apresentar três

características básicas: inexistência de risco de *default* (calote no pagamento), de risco de reinvestimento (se houver pagamento de juros e amortização durante a vida do título, teoricamente já não serve) e de oscilação de taxa de juros (Póvoa, 2023).

Geralmente, os títulos que possuem essas características, são os emitidos pelo Estado, pois apresentam um risco baixíssimo de não honrar suas dívidas, uma vez que tem seu próprio emissor de moeda, o Banco Central. Assim, como exemplos de títulos que são livres de risco, temos a Letra Financeira do Tesouro (LFT) e o *Treasury Bonds* norte-americanos que, inclusive, estes últimos são usados amplamente pelos avaliadores por conta de serem títulos emitidos pelos Estados Unidos, país mais estável economicamente, logo, com menor risco de calote.

b.  $\beta$  (Risco de mercado)

Matematicamente, o beta ( $\beta$ ) mede a oscilação de uma determinada variável à medida em que outra variável muda. Neste caso, o beta vai refletir o quanto certa empresa está exposta às variações no mercado. Uma forma de medir essa exposição é relacionar a volatilidade das ações de uma empresa brasileira com a volatilidade de um índice de referência, como é o caso do Ibovespa. O Ibovespa é um bom parâmetro porque é um índice que é composto pelas empresas com maior volume negociado no mercado brasileiro, logo, reflete as expectativas com relação à economia do Brasil. Uma das formas utilizadas para seu cálculo é através da equação a seguir:

$$\beta = \frac{Cov(R_i; R_m)}{Var(R_m)}$$

Onde:

$R_i$  = Retorno do ativo

$R_m$  = Retorno do mercado

Aqui, é importante ter-se cuidado, pois a depender do cálculo utilizado, o beta pode trazer, implicitamente, o risco financeiro da empresa (ou seja, sua alavancagem). Segundo Assaf Neto (2017):

Ao se calcular o coeficiente beta de uma empresa, usando a inclinação da reta de regressão dos retornos das ações e do mercado, apura-se uma medida representativa do risco total da empresa (risco econômico e risco financeiro), também conhecido por beta total ou beta alavancado, sendo representado por somente  $\beta$ ,  $\beta_{TOT}$  ou  $\beta_L$ . O coeficiente beta que exprime unicamente o risco do negócio (risco econômico) é denominado de beta desalavancado ( $\beta_u$ ) (ASSAF, 2017).

Por risco econômico, entende-se o risco de negócio da empresa, ou seja, que influencia na sua operação. Este risco tem relação com o mercado em que está inserida, a concorrência, a tecnologia, a sazonalidade, estrutura de custos. O risco financeiro, no entanto, tem relação com a forma como a empresa se financia (a proporção entre recursos próprios e de terceiros) e da sua capacidade de honrar suas dívidas.

Um ponto de relevância é que a fórmula explicitada é aplicada para companhias de capital aberto, uma vez que somente estas emitem ações, cujas oscilações de preços são de conhecimento público. No caso de empresas de capital fechado há outra forma de encontrar o beta, através da média de empresas comparáveis de capital aberto do mesmo setor. Aqui, o beta encontrado precisa ser desalavancado pela estrutura média de dívida das empresas para retirar o efeito do risco financeiro dessas empresas e restar somente o risco do negócio, através da seguinte fórmula:

$$\beta_u = \frac{\beta_l}{1 + (1 - t) * \frac{W_d}{W_e}}$$

Onde:

$\beta_u$  = Beta desalavancado (unlevered beta)

$\beta_l$  = Beta alavancado de mercado (levered beta)

$W_d$  = Proporção da participação do capital de terceiros (weight of debt)

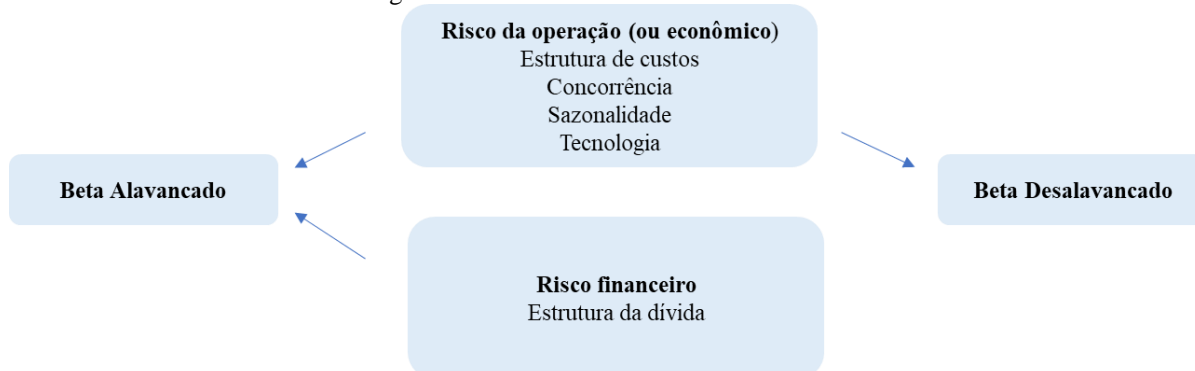
$W_e$  = Proporção da participação do capital próprio (weight of equity)

Após a desalavancagem, o beta é realavancado com a estrutura de capital da própria empresa, utilizando-se a fórmula:

$$\beta_{realavancado} = \beta_u \left[ 1 + (1 - t) * \frac{W_d}{W_e} \right]$$

Em suma, a diferença entre o beta alavancado e desalavancado pode ser retratada através da seguinte figura:

Figura 5 - Beta Alavancado e Desalavancado



Fonte: Elaboração própria (2024)

O beta pode assumir os seguintes resultados:

- $\beta > 1$  : Isso significa que o ativo avaliado é mais volátil que o mercado. Por exemplo, uma empresa com o beta igual a 1,25 é 25% mais volátil que o mercado. Dessa forma, se o retorno do Ibovespa subir 1%, o retorno do ativo será de 1,25%. Por outro lado, se houver uma queda, será nessa mesma proporção. Ou seja, da mesma forma que o ativo pode trazer maiores rendimentos que um portfólio atrelado ao Ibovespa, ele também sofrerá maiores quedas.
- $\beta = 1$  : Aqui, o ativo se movimenta na mesma variação que o mercado. Assim, se o Ibovespa subir ou cair 1%, o ativo terá subido ou descido também 1%, respectivamente.
- $0 < \beta < 1$  : O ativo é menos volátil que os movimentos no mercado. Dessa forma, possui retornos menores que o Ibovespa, ao mesmo tempo que possui menores quedas em caso de incertezas em relação ao mercado. Assim, se um ativo possui o beta igual a 0,5, se o retorno do mercado subir 1%, o do ativo aumentará 0,5%. Caso haja uma queda de 1%, o ativo terá caído apenas 0,5%.
- $\beta < 0$  : Significa que o retorno do ativo se move na direção contrária ao *benchmarking*. Ou seja, enquanto o ativo avaliado está tendo valorização, o mercado está sendo desvalorizado. Um exemplo disso é que, em crises econômicas, os investidores tendem a fugir das ações e comprar metais valiosos, como o ouro, para proteger o poder de compra contra a desvalorização da moeda.

#### c. Prêmio de mercado

Este componente do CAPM é a diferença entre a taxa de retorno do mercado e taxa média livre de risco. Ou seja, representa o quanto o investidor exige para investir no mercado de capitais, dado que possui um risco intrínseco. De acordo com Serra e Wickert (2021), os avaliadores comumente utilizam o prêmio médio histórico do mercado americano. Dessa forma, segundo os mesmos, para o cálculo do prêmio de mercado, “deve-se ter uma série histórica do

retorno do mercado americano (usualmente do S&P500) e uma série histórica do retorno do título livre de risco (usualmente um título do governo americano)”.

d. Prêmio de risco país

Representa o risco que o investidor exige para investir em certo país. Este risco tem relação com as condições econômicas e políticas de determinado país que impactem o valor dos ativos. Ou seja, o nível de risco de um país reflete as incertezas que o mercado possui sobre aquela economia.

Segundo Assaf Neto (2017), “o prêmio pelo risco país é determinado pela diferença entre as taxas de juros dos títulos da dívida externa brasileira e dos bônus do Tesouro dos EUA (T-Bonds), considerados os de mais baixo risco”. Um índice que visa calcular o risco país de países emergentes é o *Emerging Markets Bond Index Plus* (EMBI+), calculado pelo Banco *J.P. Morgan*. Segundo o Banco Central do Brasil (2016), o EMBI+<sup>11</sup>:

(...) é um índice ponderado composto por instrumentos de dívida externa, ativamente negociados e denominados em dólar, de governos de países emergentes. Seu cálculo reflete o movimento de preços dos títulos que o compõem (e também, os retornos associados a eles) e é dado pela média ponderada dos retornos diários pagos por esses títulos aplicada ao índice do dia anterior. A variação do índice entre duas datas equivale ao rendimento da carteira no período. Para a maioria das carteiras, a data base (número-índice igual a 100) é 31/12/1993, quando foi iniciado o cálculo do EMBI+ (BACEN, 2016).

Dessa forma, o EMBI + mede o desempenho dos títulos dos governos desses países emergentes através da diferença entre os juros pagos por estes países e os pagos pelo tesouro americano. Isto significa que, quanto maior essa diferença, maior será o risco do país e, conseqüentemente, a taxa de desconto e a exigência de maiores retornos.

### 3.3.2.1.1 CAPM Real x CAPM Nominal

A taxa final, calculada através dos riscos apresentados, resulta no custo de capital próprio nominal. Além disso, devido às variáveis utilizadas serem provenientes do mercado norte-americano, está embutida a inflação deste país. Logo, para encontrar o CAPM real, é necessário remover o efeito da inflação americana. Por outro lado, para calcular o CAPM nominal na moeda brasileira adiciona-se a taxa de inflação do Brasil à esta taxa real. Ou seja:

<sup>11</sup> [https://www.bcb.gov.br/content/cidadaniafinanceira/Documents/publicacoes/serie\\_pmf/FAQ%209-Risco%20Pa%C3%ADs.pdf](https://www.bcb.gov.br/content/cidadaniafinanceira/Documents/publicacoes/serie_pmf/FAQ%209-Risco%20Pa%C3%ADs.pdf)

$$CAPM\ Real = CAPM\ Nominal\ (em\ US\$) - Inflação\ (EUA)$$

$$CAPM\ Nominal\ (R\$) = CAPM\ Real + Inflação\ (Brasil)$$

A taxa de inflação utilizada no cálculo, geralmente é a de expectativa de longo prazo conforme a data-base da avaliação. Para efeitos de projeção, pode-se utilizar tanto o CAPM Real quanto o nominal, porém os fluxos de caixa projetados deverão estar sem inflação ou embutida de inflação, respectivamente.

### 3.3.2.2 WACC

Para o cálculo do WACC, como dito anteriormente, acrescenta-se o custo da dívida do capital de terceiros e sua respectiva proporção na estrutura de dívida da empresa.

$$WACC = W_e * K_e + W_d * K_d * (1 - t)$$

Onde:

$W_e$  = % de dívida

$W_d$  = % de capital acionário

$K_e$  = Custo do capital próprio (CAPM)

$K_d$  = Custo do capital de terceiros

$t$  = Impostos

O custo da dívida de capital de terceiros é baseado nas taxas de juros nominais e montante dos empréstimos e financiamentos, líquido do imposto de renda. Esta dívida também pode ser chamada de passivo oneroso, por conta da incidência de juros ao obtê-lo. Para calcular o custo de capital de terceiros é necessário entender as dívidas da empresa e a que taxas estão vinculadas, tais como IPCA, CDI, Selic, prefixadas, dentre outras e qual a proporção de cada uma delas no montante da dívida. Dessa forma, faz-se uma média ponderada entre a proporção das dívidas e suas referidas taxas para encontrar o custo de capital de terceiros que a empresa está submetida.

### 3.3.3 Perpetuidade

Uma empresa tem perpetuidade (ou valor residual / *terminal value*) em sua projeção quando espera-se que ela opere por período indeterminado. A perpetuidade tem seu início ao final do período projetado. De acordo com Assaf Neto (2017), após o período explícito (aquele que é projetado), não é possível prever a geração de caixa futura, logo, considera-se na projeção que há uma estabilidade na geração dos fluxos de caixa.

Algumas condições são observadas para o cálculo da perpetuidade, segundo Damodaran (2012):

Primeiro, nenhuma empresa pode crescer para sempre a taxa mais alta que a taxa de crescimento da economia em que opera. De fato, uma regra prática simples sobre a taxa de crescimento estável é que ela não deve ser superior à taxa livre de risco usada na avaliação; a taxa livre de risco é composta da inflação esperada e da taxa de juros real, que deve ser igual à taxa de crescimento nominal da economia no longo prazo. Segundo, à medida que as empresas evoluem, passando de crescimento acelerado para crescimento estável, precisamos atribuir-lhes as características de empresas com crescimento estável. Como regra prática, os níveis de risco tendem a movimentar-se para a média do mercado (beta de um) e os índices de endividamento tendem a aumentar para o padrão setorial. Terceiro, uma empresa com crescimento estável deve reinvestir o suficiente para sustentar a taxa de crescimento presumida (Damodaran, 2012).

Para o cálculo da perpetuidade a valor presente, é considerado o último fluxo de caixa projetado, descontado pela taxa de desconto que é subtraída por uma taxa de crescimento ( $g$ ) esperado pela empresa. Portanto, o cálculo da perpetuidade a valor presente é:

$$\text{Perpetuidade a valor presente} = \frac{\text{Fluxo de caixa}_n * (1 + g)}{(\text{Taxa de desconto} - g)}$$

No entanto, caso não haja a expectativa de que a empresa irá continuar operando “para sempre”, não haverá a inclusão da perpetuidade no cálculo desta empresa, como por exemplo em casos em que haverá liquidação da mesma ou uma concessão, já que o governo estipula um prazo contratual para que a companhia usufrua dos recursos naturais como um serviço público.

### 3.3.4 Fluxo de caixa descontado (FCD)

Obtendo-se os fluxos de caixa livre projetados e a perpetuidade, pode-se encontrar o

fluxo de caixa a valor presente descontando-os, individualmente, através da taxa de desconto que é proporcionalizado em cada período. O cálculo do fluxo de caixa descontado para “n” períodos é dado da seguinte forma:

$$FCD = \frac{FCF_1}{(1 + K)} + \frac{FCF_2}{(1 + K)^2} + \frac{FCF_3}{(1 + K)^3} + \dots + \frac{FCF_n}{(1 + K)^n} + \frac{TV}{(1 + K)^n}$$

Com:

$$TV = \frac{FCF_n}{(K - g)}$$

Onde:

*FCD = Fluxo de caixa descontado*

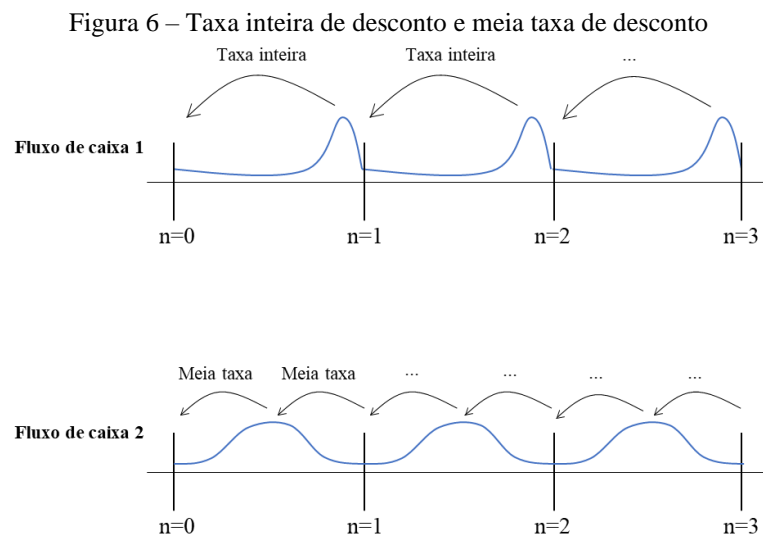
*FCF = Free cash flow (fluxo de caixa livre)*

*K = Custo de capital (taxa de desconto)*

*TV = Terminal value (perpetuidade)*

*g = taxa de crescimento na perpetuidade*

Um ponto a destacar acerca do desconto no período de cada fluxo, é que se tem, usualmente, duas formas de descontá-lo: utilizando-se a taxa inteira ou a meia taxa. Para entender melhor essas maneiras de descontar o período, segue a figura:



Fonte: Elaboração própria (2024)



Quando se utiliza a taxa inteira no desconto do período, pressupõe-se que a maior parte do fluxo de caixa concentra-se no final do período, como demonstra o fluxo de caixa 1 da figura acima. No entanto, sabe-se que a maioria das companhias possui o fluxo de caixa de forma mais distribuída ao longo do período, podendo se concentrar em alguns meses por conta de uma sazonalidade. Desta forma, a meia taxa de desconto torna-se uma forma mais aproximada para descontar os fluxos da companhia.

### 3.3.5 Valor operacional e valor econômico da empresa

Depois de encontradas a taxa de desconto, o fluxo de caixa a valor presente e a perpetuidade, pode-se calcular o valor da empresa. Como visto antes, há duas formas principais de enxergamos o valor: um com a visão dos acionistas, e outro na visão de todos os credores da empresa. O valor operacional da empresa é aquele encontrado através do fluxo de caixa da firma descontado pelo WACC e o valor econômico é aquele calculado através do fluxo de caixa do acionista descontado pelo CAPM subtraindo a dívida líquida.

## 3.4 PROCESSO ESTOCÁSTICO E CADEIA DE MARKOV

### 3.4.1 Processos Estocásticos

Segundo Hillier e Lieberman (2006), pode-se definir um processo estocástico como “um conjunto de variáveis aleatórias  $\{X_t\}$ , em que o índice  $t$  percorre dado conjunto  $T$ . Normalmente, admite-se que  $T$  seja o conjunto de inteiros não negativos e  $X_t$  represente uma característica mensurável de interesse no instante  $t$ ”. Por exemplo,  $X_t$  poderia significar o volume de água de um açude em um determinado final de um mês  $t$ .

Os processos estocásticos demonstram o comportamento de algum sistema que ocorre em um período de tempo. De acordo com os mesmos:

O estado atual do sistema pode cair em qualquer uma das  $M + 1$  categorias mutuamente exclusivas denominadas estados. Para facilitar a notação, esses estados são identificados como 0, 1, ...,  $M$ . A variável aleatória  $X$ , representa o estado do sistema no instante  $t$ , de modo que seus únicos valores possíveis sejam 0, 1, ...,  $M$ . O sistema é observado em pontos determinados do tempo, identificados por  $t = 0, 1, 2, \dots$ . Portanto, o processo estocástico  $\{X_t\} = \{X_0, X_1, X_2, \dots\}$  fornece uma representação matemática de como o estado do sistema físico evolui ao longo do tempo (Hillier; Lieberman, 2006).

Ainda, os processos estocásticos podem ser classificados quanto ao tempo e ao estado conforme segue:

- a) Quanto ao tempo:
  - i. Discreto: O tempo  $t$  é finito.
  - ii. Contínuo: O tempo  $t$  é infinito.
- b) Quanto ao estado:
  - i. Discreto: As variáveis aleatórias  $\{X_t\}$  podem assumir finitos estados.
  - ii. Contínuo: As variáveis aleatórias  $\{X_t\}$  podem assumir infinitos estados.

Dentre os diversos tipos de processos estocásticos, o presente estudo destaca o processo markoviano no próximo tópico.

### 3.4.2 Processo Markoviano

O processo markoviano é um processo estocástico que possui a seguinte propriedade (Hillier; Lieberman, 2006):

$$P\{X_{t+1} = j \mid X_0 = k_0, X_1 = k_1, \dots, X_{t-1} = k_{t-1}, X_t = i\} = P\{X_{t+1} = j \mid X_t = i\},$$

Para  $t = 0, 1, \dots$  e toda sequência  $i, j, k_0, k_1, k_{t-1}$ .

Essa propriedade diz que a probabilidade condicional de um evento futuro  $X_{t+1}$ , dado os eventos passados e o estado atual  $X_t = i$ , é independente dos eventos passados e somente depende do atual estado. Ou seja, os eventos que ocorreram no passado não influenciarão o estado da variável no futuro, por exemplo, podemos fazer um experimento com um dado de 6 faces, enumeradas de 1 a 6.

Em cada lance o jogador irá receber um valor em dinheiro correspondente ao número tirado + 5. Esse jogador lançou 4 vezes o dado e tirou em cada lance os números (3,1,2,2). Logo, foi recebido em cada lance (8,6,7,7) reais. Qual a probabilidade de, no próximo lance, o jogador receber 11 reais? Para receber esse valor, o jogador precisa tirar o número 6 no dado, dessa forma, o valor a receber está condicionado apenas ao evento que ocorrer no presente, independente dos números tirados anteriormente.

Segundo Hillier e Lieberman (2006), as probabilidades condicionais  $P\{X_{t+1} = j \mid X_t = i\}$  de uma cadeia de Markov são denominadas de probabilidades de transição e são estacionárias se, para cada  $i$  e  $j$ :

$$P\{X_{t+n} = j \mid X_t = i\} = P\{X_n = j \mid X_0 = i\}, \text{ para todo } t = 1, 2, \dots$$

Ou seja, as probabilidades não mudam ao longo do tempo. Cada estado assumido pela variável é chamado de etapa e assim, essas probabilidades condicionais são denominadas probabilidade de transição em  $n$  etapas. A notação simplificada que reflete a probabilidade de tal sistema assumir certo estado após ter sido submetido a outros estados anteriores (nas etapas anteriores) é, segundo Hillier e Lieberman (2006):

$$p_{ij} = P\{X_{t+1} = j \mid X_t = i\},$$

$$p_{ij}^{(n)} = P\{X_{t+n} = j \mid X_t = i\},$$

Essa notação significa que a probabilidade de transição em  $n$  etapas é a probabilidade de  $X$  assumir o estado  $j$  depois de  $n$  etapas, dado o estado atual  $i$  no tempo  $t$ . Uma forma de representar todas as probabilidades de transição de  $X$  assumir um estado dado o estado presente é através da seguinte matriz:

Figura 7 – Matriz de transição

$$\mathbf{P}^{(n)} = \begin{matrix} \text{Estado} & \mathbf{0} & \mathbf{1} & \dots & \mathbf{M} \\ \mathbf{0} & \left[ \begin{array}{cccc} p_{00}^{(n)} & p_{01}^{(n)} & \dots & p_{0M}^{(n)} \\ p_{10}^{(n)} & p_{11}^{(n)} & \dots & p_{1M}^{(n)} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ p_{M0}^{(n)} & p_{M1}^{(n)} & \dots & p_{MM}^{(n)} \end{array} \right. \\ \mathbf{1} & & & & \\ \vdots & & & & \\ \mathbf{M} & & & & \end{matrix}$$

Fonte: Hillier e Lieberman (2006)

Para ilustrar, pode-se representar o exemplo dos dados na seguinte matriz de transição:

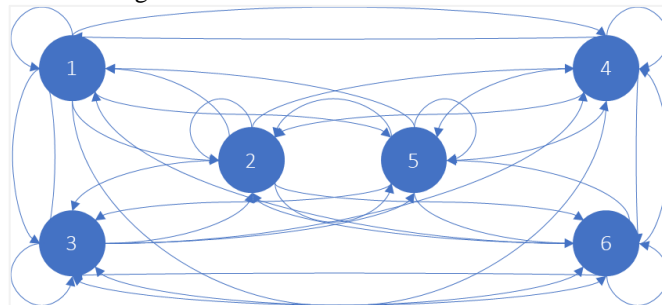
Figura 8 – Matriz de transição entre as faces de um dado

$$\mathbf{P} = \begin{matrix} \text{Estado} & \mathbf{1} & \mathbf{2} & \mathbf{3} & \mathbf{4} & \mathbf{5} & \mathbf{6} \\ \mathbf{1} & \left[ \begin{array}{cccccc} 1/6 & 1/6 & 1/6 & 1/6 & 1/6 & 1/6 \\ 1/6 & 1/6 & 1/6 & 1/6 & 1/6 & 1/6 \\ 1/6 & 1/6 & 1/6 & 1/6 & 1/6 & 1/6 \\ 1/6 & 1/6 & 1/6 & 1/6 & 1/6 & 1/6 \\ 1/6 & 1/6 & 1/6 & 1/6 & 1/6 & 1/6 \\ 1/6 & 1/6 & 1/6 & 1/6 & 1/6 & 1/6 \end{array} \right. \\ \mathbf{2} & & & & & & \\ \mathbf{3} & & & & & & \\ \mathbf{4} & & & & & & \\ \mathbf{5} & & & & & & \\ \mathbf{6} & & & & & & \end{matrix}$$

Fonte: Elaboração própria (2024)

Nesse exemplo, a probabilidade de um dado que caiu com a face voltada para cima com o número 2 tem as mesmas probabilidades de cair pra qualquer outro número, de 1/6. Para a matriz, entende-se a probabilidade de algo sair do estado “linha” para o estado “coluna”. Independente de quantas vezes o dado for jogado os estados passados não influenciarão as probabilidades do estado futuro. Uma outra forma de representação de transição de etapas é através da própria representação de uma cadeia:

Figura 9 – Cadeia de Markov em um dado



Fonte: Elaboração própria (2024)

Um método utilizado para o cálculo da probabilidade de transição em  $n$  etapas, segundo Hillier e Lieberman (2006), é através das equações de Chapman-Kolmogorov:

$$p_{ij}^{(n)} = \sum_{k=0}^M p_{ik}^{(m)} p_{kj}^{(n-m)},$$

Para todo  $i = 0, 1, \dots, M$  e  $j = 0, 1, \dots, M$ , e qualquer  $m = 1, 2, \dots, n - 1$  e  $n = m + 1, m + 2, \dots$

Essas equações significam que, após  $m$  etapas, um sistema vai do estado  $i$  para o estado  $k$  e, após  $n - m$  etapas, vai para o estado  $j$  com a probabilidade condicional  $p_{ik}^{(m)} p_{kj}^{(n-m)}$ . Assim, a soma dessas probabilidades condicionais sobre todos os possíveis  $k$  reflete a probabilidade de ir do estado  $i$  para o estado  $j$ .

Para ilustrar isso, podemos considerar a situação em queremos averiguar a probabilidade de uma pessoa almoçar daqui a 2 dias. Pode-se pensar que uma pessoa que possui o costume de almoçar possui uma maior probabilidade de almoçar no dia seguinte. De acordo com isso, foram atribuídas de forma arbitrária as probabilidades desse sistema na seguinte matriz de transição:

Figura 10 – Matriz de transição entre almoçar e não almoçar

Estado		Almoça	
		Almoça	Não Almoça
P . P=	Almoça	80%	20%
	Não Almoça	40%	60%

Fonte: Elaboração própria (2024)

Com base nessa informação, tem-se a seguinte matriz de transição em duas etapas:

Figura 11 – Matriz de transição em duas etapas

Estado		Almoça		Não Almoça		Almoça		Não Almoça	
		Almoça	Não Almoça	Almoça	Não Almoça	Almoça	Não Almoça	Almoça	Não Almoça
P . P=	Almoça	80%	20%	80%	20%	72%	28%		
	Não Almoça	40%	60%	40%	60%	56%	44%		

Fonte: Elaboração própria (2024)

Assim, se alguém estiver no estado “almoça” no tempo 0, daqui a 2 dias, há a probabilidade de estar no mesmo estado de 72% e de “não almoçar” de 28%. O mesmo procedimento é realizado para calcular a probabilidade de mais etapas.

### 3.4.3 Classificação de Estados da Cadeia de Markov

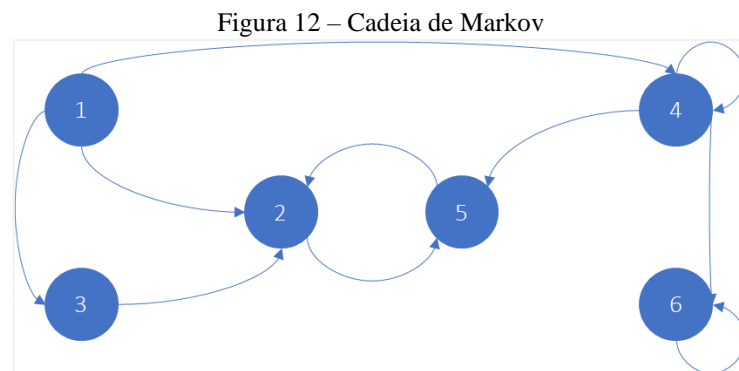
Existem alguns conceitos e definições importantes para o entendimento das propriedades dos estados da variável em uma cadeia de Markov. Destacam-se as seguintes de acordo com Hillier e Lieberman (2006):

- Acessível:** O estado  $j$  de uma variável é acessível quando, após  $n$  etapas, ele é atingido a partir do estado  $i$ . No primeiro exemplo, percebe-se que o estado “11 reais” pode ser atingido ao jogar o dado, no entanto, o estado “12 reais” não é possível de ser atingido porque o dado utilizado não possui 7 faces.
- Comunicável:** Se, a partir de um estado  $i$ , pode-se atingir o estado  $j$ , então eles são comunicáveis entre si. Logo, o estado  $i$  se comunica com ele mesmo, se comunica com o estado  $j$  e, caso  $j$  se comunique com o estado  $k$ , isso significa que o estado  $i$  também é comunicável

com o estado  $k$ .

c) Irredutível: Caso todos os estados se comuniquem, a cadeia de Markov é chamada de irredutível. Para os dois exemplos citados anteriormente, todos os estados se comunicam entre si.

Com estes conceitos em mente e, observando a ilustração abaixo de um outro exemplo de um sistema que se enquadra nas cadeias de Markov, pode-se classificar seus estados em, de acordo com Hillier e Liebermann (2006):



Fonte: Elaboração própria (2024)

- a) Transientes: Um estado é considerado transiente quando, após ser visitado, existe a possibilidade de o processo não retornar a ele, ou seja, sua probabilidade de retorno é menor que 1. Um exemplo disso são os estados 1 e 3 da figura 12.
- b) Recorrentes: Um estado é recorrente quando, após visitado, o processo poderá enviar novamente a variável para este mesmo estado, ou seja, sua probabilidade de retorno é igual a 1. Exemplos deste estado são o 2,4,5,6 da figura 12.
- c) Absorventes: Um estado é absorvente quando, após entrar neste estado, não há a probabilidade de ir para um outro estado, ou seja, o estado permanece o mesmo. Um exemplo disso é o estado 6, o que significa que ele possui a probabilidade = 1.

#### 3.4.4 Referências na literatura

Na literatura, existem estudos que utilizam as cadeias de Markov no âmbito financeiro. Amadi *et al.* (2022) utilizam as cadeias de Markov para analisar o comportamento dos preços das ações e ajudar na tomada de decisões de investimento. A ideia do trabalho é usar a análise estocástica para prever o futuro dos preços das ações e maximizar os lucros, minimizando perdas.

Os autores fornecem exemplos de como a análise das probabilidades de variações de preço pode ser usada para entender as chances de um aumento ou queda de preço, bem como a probabilidade de não haver mudanças. O estudo também detalha as probabilidades de retorno esperado de várias ações, identificando qual delas oferece o maior retorno médio e quais têm maiores chances de aumentar o preço no futuro.

De Blasis (2019) retrata em sua tese a aplicação de modelos de cadeias de Markov a questões financeiras, com foco em dois tópicos principais: avaliação de ações e descoberta de preços. O autor propõe novas abordagens para esses problemas, como um modelo de avaliação de dividendos com uma cadeia de Markov. A proposta considera dependências entre os processos de crescimento e dividendos das ações, o que permite a atualização das previsões à medida que as ações se movem entre diferentes estados. O modelo também oferece uma abordagem para calcular variâncias e covariâncias entre as ações, o que é útil para a seleção de portfólio e avaliação de investimentos.

Em relação à descoberta de preços, De Blasis (2019) propõe um método para descobrir o papel de liderança de preços entre séries de preços relacionadas, utilizando uma cadeia de Markov. O método é chamado de "Participação na Liderança de Preços" (PLS) e visa capturar a dinâmica das mudanças de preços e o momento de incorporação de novas informações, o que contribui para a descoberta de preços nos mercados financeiros.

Apesar de Kruschwitz e Löffler (2020) não citarem as cadeias de Markov em sua obra, os autores reconhecem que os fluxos de caixa futuros de uma empresa não são determinísticos, mas sujeitos a incertezas e variabilidade. Essas incertezas podem decorrer de fatores econômicos, operacionais e de mercado. O modelo estocástico considera essas incertezas explicitamente ao incorporar distribuições probabilísticas nos fluxos de caixa.

A incerteza influencia o valor presente dos fluxos de caixa ao alterar a percepção de risco dos investidores. Em vez de utilizar apenas valores esperados, o modelo estocástico inclui uma análise detalhada da estrutura probabilística dos pagamentos, ajustando as taxas de desconto com base no risco associado. Para os autores (2020), o fluxo estocástico melhora o modelo DCF tradicional ao oferecer maior precisão na avaliação de empresas em ambientes incertos. No entanto, isso exige mais dados e cálculos avançados, o que é menos comum na prática, devido à complexidade dos modelos probabilísticos.

Kruschwitz e Löffler (2020) criticam acerca da simplificação no processo de avaliação, ao observar que muitos avaliadores, na busca por uma solução mais direta e prática, optam por focar apenas nos valores esperados dos fluxos de caixa futuros, desconsiderando a estrutura estocástica que caracteriza a incerteza dos fluxos. A avaliação de empresas, que leva em

consideração apenas o valor esperado pode não refletir adequadamente o risco e a variabilidade dos fluxos financeiros.

A estrutura estocástica, ao contrário, lida com a incerteza de forma explícita, que o avaliador modele diferentes cenários possíveis, cada um com uma probabilidade associada. Isso é relevante em contextos de alta volatilidade ou quando se lida com variáveis de difícil previsão, como as taxas de câmbio, mudanças regulatórias ou ambientais. Assim, um modelo estocástico pode ser usado para gerar diferentes trajetórias possíveis de fluxo de caixa, com base nas probabilidades de eventos futuros e nas variações que podem ocorrer.



## 4 VALUATION DA TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA – TAESA

Por conta do cenário complexo em que a empresa é inserida, é notável que “o processo de avaliação de empresas exige o domínio de conceitos econômicos e financeiros, de técnicas de cálculo e de inúmeros fatores internos e externos à empresa que influem em seu valor econômico, inclusive considerações de natureza subjetiva” (Assaf Neto, 2017). Por isso, há riscos que envolvem a veracidade e a má interpretação dessas informações.

Assim, para a realização deste *valuation* serão utilizados os dados provenientes do próprio site da TAESA, onde se encontram as demonstrações financeiras auditadas. Segundo Assaf Neto (2017), as etapas no processo de avaliação são (podendo haver mais ou menos a depender do contexto e visão do avaliador):

1. Análise do desempenho histórico da empresa, seus principais direcionadores de valor e seus pontos fortes e vulneráveis; 2. Análise das variáveis macroeconômicas relacionadas com o negócio em avaliação, mercado de atuação e concorrência; 3. Seleção do método de avaliação e projeções dos resultados financeiros; 4. Horizonte de tempo da avaliação; 5. Estrutura de equilíbrio da empresa; 6. Risco e custo de capital (Assaf Neto, 2017).

### 4.1 PRÁTICAS CONTÁBEIS NO SETOR DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA BRASILEIRO

Segundo a nota técnica<sup>12</sup> produzida pela TAESA, existem dois métodos de contabilização para o setor de transmissão de energia elétrica no Brasil. O primeiro segue as práticas contábeis das Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS), chamado também de Contabilização Societária, e o segundo segue as normas contábeis do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico da ANEEL<sup>13</sup>, chamado de Contabilização Regulatória. Apesar da Regulatória refletir o fluxo de caixa, a empresa distribui os proventos utilizando as demonstrações financeiras regidas pela IFRS.

---

<sup>12</sup> [https://ri.taesa.com.br/wp-content/uploads/importer-old-site/nota-tecnica-ifrs-x-regulatorio-vfinal\\_4399\\_899\\_22982.pdf](https://ri.taesa.com.br/wp-content/uploads/importer-old-site/nota-tecnica-ifrs-x-regulatorio-vfinal_4399_899_22982.pdf)

<sup>13</sup> [http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/MCSE\\_-\\_Revis%c3%a3o.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/MCSE_-_Revis%c3%a3o.pdf)

#### 4.1.1 Contabilização Societária (IFRS)

A fim de uniformizar os procedimentos contábeis entre os países e, dessa forma, auxiliar na comparabilidade entre as empresas, foi criado o IFRS pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), adotado pelo Brasil a partir de 2010, com base na Lei 11.638/2007. Assim, foi determinado que as empresas de capital aberto apresentassem seus demonstrativos financeiros de acordo com o padrão do IFRS.

O IFRS possui uma norma que rege a contabilização de concessões de serviço público a entidades privadas: o IFRIC 12. A fim de convergir com as normas internacionais, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) determinou que as empresas concessionárias adotassem o ICPC 01 (norma equivalente à IFRIC 12 no Brasil) para os exercícios encerrados a partir de dezembro de 2010. Dentre suas determinações, a norma estabelece que:

A infraestrutura dentro do alcance desta Interpretação não será registrada como ativo imobilizado do concessionário porque o contrato de concessão não transfere ao concessionário o direito de controlar o uso da infraestrutura de serviços públicos. O concessionário tem acesso para operar a infraestrutura para a prestação dos serviços públicos em nome da concedente, nas condições previstas no contrato (ICPC 01<sup>14</sup>).

Isso significa que o concessionário recebe o direito de operar e manter a infraestrutura que construiu ou que melhorou, mas não detém sua propriedade, muito menos do terreno em que foi construído, a um prazo determinado pelo contrato. O concessionário é remunerado, portanto, pela disponibilização da infraestrutura para a prestação de serviço público que, historicamente, foi responsabilidade do governo.

Pela IFRS, de acordo com a Resolução n.º 1.261 de 10/12/2009 (Conselho Federal de Contabilidade), os investimentos são reconhecidos como ativo financeiro no balanço patrimonial. Por conta disso, a receita é movimentada através do ativo financeiro. Quando os investimentos são classificados como ativos financeiros e reconhecidos no balanço patrimonial de uma entidade, isso implica que esses investimentos são considerados parte integrante dos recursos financeiros da organização.

Esses ativos financeiros podem incluir, por exemplo, ações, títulos e outras formas de investimentos que têm o potencial de gerar retornos financeiros. Os ganhos obtidos a partir desses investimentos são incorporados ao resultado financeiro da entidade no período em que são realizados na forma de juros, dividendos, ou valorização do valor de mercado dos ativos.

---

<sup>14</sup> [https://conteudo.cvm.gov.br/export/sites/cvm/menu/regulados/normascontabeis/cpc/ICPC\\_01\\_R1\\_rev\\_13.pdf](https://conteudo.cvm.gov.br/export/sites/cvm/menu/regulados/normascontabeis/cpc/ICPC_01_R1_rev_13.pdf)

O fluxo de caixa futuro da concessionária é preestabelecido no início da concessão, mas é revisto na data em que a transmissora entra em operação. Essa reavaliação ocorre para que haja a distinção entre o que irá ser considerado como Receita Anual Permitida (RAP) e como Operação e Manutenção (O&M). Estas duas linhas de serviço são remuneradas da seguinte forma:

Durante o período de construção, ou seja, formação do ativo financeiro, este é remunerado pela Taxa de Remuneração do Ativo Financeiro (TRAF). E após a entrada em operação da linha, além da remuneração pela TRAF e da correção monetária do ativo financeiro durante a fase operacional, este ativo é amortizado através dos recebimentos da RAP excluindo o valor referente à receita de operação e manutenção – como explicado mais adiante, esta receita é a parcela da RAP que remunera os serviços de O&M. A TRAF representa qual a remuneração do ativo calculada para que investimento inicial no projeto seja totalmente amortizado após o fluxo de caixa de todo o período da concessão. Cabe mencionar que a TRAF considera o fluxo de caixa real, isto é, a Companhia não considera a inflação projetada no fluxo de caixa futuro. (Nota técnica TAESA, s.d.)

Em suma, no período em que há a formação do ativo financeiro (ou seja, uma forma de propriedade ou direito contratual que tem potencial para gerar benefícios financeiros para o seu detentor), a empresa é remunerada através da Taxa de Remuneração do Ativo Financeiro. Durante a fase operacional de um projeto, a remuneração do ativo financeiro não se limita apenas à Taxa de Remuneração do Ativo Financeiro (TRAF). Além disso, há um processo de correção monetária aplicado ao ativo financeiro, considerando os ajustes necessários devido a variações inflacionárias ao longo do tempo.

A amortização do ativo, ou seja, a gradual quitação do investimento inicial, ocorre principalmente por meio dos recebimentos da Receita Anual Permitida (RAP). A RAP é uma quantia anual estabelecida contratualmente, destinada a cobrir os custos operacionais associados à manutenção e operação do projeto. Essa receita também visa proporcionar retorno ao investimento feito na construção e desenvolvimento do empreendimento.

Na determinação da RAP, exclui-se o valor correspondente à receita de operação e manutenção (O&M). Essa parcela da receita é designada especificamente para remunerar os serviços de operação e manutenção, garantindo que a infraestrutura do projeto seja mantida em condições adequadas ao longo de sua vida útil.

#### 4.1.2 Contabilização Regulatória

Nesta forma de contabilização, os investimentos são classificados no Balanço Patrimonial como ativo imobilizado, ou seja, não sendo aplicáveis o ICPC 01 e IFRIC 12 mencionados anteriormente. Segundo a Nota Técnica da TAESA (s.d.):

A receita operacional que as concessionárias têm direito a receber é chamada de Receita Anual Permitida (RAP), garantida pelo contrato de concessão e anualmente reajustada pela inflação. Como o negócio da TAESA é a transmissão de energia, a remuneração é baseada exclusivamente na disponibilidade das linhas de transmissão e subestações das suas concessões, portanto não dependem do volume de energia transmitida por suas concessionárias. Por isso, a RAP é um valor fixo (reajustado pela inflação) até o fim da concessão, mas sofre um desconto referente à penalização do tempo de indisponibilidade de suas linhas e/ou subestações, valor conhecido como Parcela Variável (PV) (Nota técnica TAESA, s.d.).

Isso significa que esses investimentos são considerados ativos de longo prazo, associados geralmente a bens físicos ou infraestrutura, e não como ativos financeiros. A receita, nesse contexto, está vinculada aos recebimentos estabelecidos por meio da Receita Anual Permitida (RAP) da empresa. A RAP é um conceito regulatório utilizado em setores como o de energia elétrica e telecomunicações, representando o montante máximo que uma empresa regulada pode arrecadar anualmente pela prestação de seus serviços.

Diferentemente da abordagem com ativos financeiros, em que os ganhos podem derivar de juros, dividendos, entre outros, a receita na Contabilização Regulatória está intrinsicamente ligada às receitas permitidas e regulamentadas pela agência reguladora. Isso significa que a empresa só pode reconhecer como receita os valores definidos pela regulação, garantindo uma abordagem mais previsível e controlada.

Dessa forma, a receita representa realmente os recebimentos (Receita Anual Permitida ou RAP) da empresa. A receita operacional, por meio desta contabilização, é o resultado do somatório das RAPs de cada concessão que a concessionária possui trazido à valor presente.

Para efeitos de modelagem deste trabalho, serão utilizados os demonstrativos financeiros da TAESA que seguem a contabilização regulatória, por conta desta forma de apresentação demonstrar, de fato, sua geração de caixa. Vale lembrar que para obtermos o valor da empresa, será necessário trazer os fluxos de caixa ao valor presente. Ou seja, como o IFRS reflete o regime de competência, pode estar contabilizando receitas ou despesas que ainda não foram realizadas, não sendo o demonstrativo mais adequado para o objetivo deste trabalho.

### **4.1.3 Metodologia de cálculo da Receita Anual Permitida (RAP) nos leilões de concessão de transmissão elétrica**

A receita das empresas de concessão, especificamente de transmissão elétrica no Brasil, é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e segue um modelo específico que visa garantir a eficiência e a sustentabilidade do serviço prestado. A RAP é o valor máximo que a concessionária de transmissão pode cobrar pela prestação do serviço, sendo determinada pela ANEEL com base em fatores como extensão da linha, capacidade, nível de tensão e localização. Esses fatores são determinantes para calcular o investimento necessário para construção e manutenção das instalações. Além dos investimentos, a RAP também leva em consideração os custos operacionais necessários para manutenção, operação e administração da infraestrutura de transmissão.

A RAP garante uma base de receita estável e previsível para as empresas, sendo importante em um setor com investimentos de longo prazo e altos custos de infraestrutura (VAROS, 2024). Essa estabilidade permite que as concessionárias de transmissão de energia planejem e financiem seus projetos com maior segurança, o que atrai investimentos e facilita a obtenção de crédito. Além disso, a previsibilidade da RAP auxilia a mitigar os riscos financeiros associados à volatilidade do mercado, o que proporciona um ambiente mais favorável para o desenvolvimento e manutenção da infraestrutura essencial para a transmissão de energia elétrica.

De acordo com a ANEEL (2022), a metodologia para o cálculo do preço máximo da RAP nos leilões de transmissão pode ser dividida em 3 etapas:

1. Entrada de Dados: Nesta etapa são levantados os parâmetros necessários para a elaboração do fluxo de caixa do projeto, tais como:
  - a. Investimento inicial necessário para construir as instalações de transmissão.
  - b. O&M Anual (Percentual do Investimento): Representa as despesas anuais de Operação e Manutenção (O&M) como uma porcentagem do investimento inicial no projeto. Esse valor é determinado com base em dados históricos de projetos similares e é fixado no edital de licitação.
  - c. O&M Anual (Valor Monetário Equivalente): É calculado multiplicando o O&M Anual pelo valor do investimento inicial no projeto, fornecendo o custo total estimado em moeda corrente para as despesas de O&M ao longo da vida do projeto.

- d. Taxa de Depreciação (Sobre o Investimento Depreciável): Refere-se à taxa média de depreciação dos ativos permanentes investidos no projeto. Essa taxa é constante ao longo do tempo e é estabelecida no edital de licitação.
  - e. Número de Anos da Depreciação: Calculado como o inverso multiplicativo da taxa de depreciação média, indica a duração média da depreciação dos ativos imobilizados.
  - f. Encargos Setoriais: Incluem impostos sobre a receita bruta de transmissão, como Cofins, PIS, Finsocial, entre outros. Esses encargos são fixos durante a vida do projeto e são aplicados à receita bruta para determinar os custos reais em termos monetários.
  - g. Contribuição Social e Imposto de Renda: São alíquotas aplicadas sobre o lucro tributável do projeto, definidas em 9% para a Contribuição Social, 15% para o IR Normal e 10% para o IR Adicional sobre lucros que excedem R\$ 240 mil.
  - h. Prazo de Construção (meses): Indica o tempo estimado para a construção do projeto, afetando o cronograma de investimentos iniciais e a data de início da operação.
  - i. Ano de Desembolso e Valor do Desembolso: Representam a distribuição temporal dos investimentos iniciais durante a construção do projeto, influenciando diretamente o fluxo de caixa inicial.
  - j. Geração de Receita: Refere-se ao percentual de utilização da linha de transmissão em um ano específico de operação. No primeiro ano do projeto, esse percentual pode ser inferior a 100%, especialmente se a operação ocorrer apenas parte do ano. A partir do segundo ano e nos anos subsequentes, esse percentual é mantido constante em 100%.
  - k. Retorno sobre o Capital Investido: Remuneração do capital investido na infraestrutura de transmissão, calculado com base na taxa de retorno regulatória estabelecida pela ANEEL (WACC - *Weighted Average Capital Cost*).
2. Fluxo de Caixa do Projeto: Essa etapa trata de projetar a estimativa do fluxo de caixa gerado pelo projeto. É utilizado o modelo FCFF, o qual é descontado através do WACC determinado pela ANEEL a valor presente. Os parâmetros elucidados anteriormente são inseridos nesse fluxo e geram, portanto, o Valor Presente Líquido (VPL).
  3. Estimativa da RAP: Consiste em determinar um valor inicial de Receita Máxima Permitida (RMA) que possibilitará um cálculo inicial do VPL do projeto. A RMA é parte da Receita Bruta, uma vez que esta é resultado do produto entre a RMA e a

Geração de Receita. Após o cálculo inicial do VPL, são realizados métodos matemáticos que simulará qual o valor de RMA que gerará um VPL igual a zero. Dessa maneira, a rentabilidade projetada para o empreendimento iguala-se ao WACC, o que significa que os investidores receberão como retorno exatamente ao custo de capital próprio que está calculado no WACC determinado pela ANEEL. A estimativa da RAP é, então, determinada pelo valor da Receita Máxima Permitida que resulta em um VPL igual a zero para o projeto analisado.

Após a determinação da RAP, ela ainda está sujeita a mais 2 fatores:

- a. **Reajuste Anual:** A RAP é reajustada anualmente para refletir a inflação e variações nos custos operacionais. O índice de reajuste utilizado é geralmente o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) ou o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M).
- b. **Revisão Tarifária Periódica:** A ANEEL realiza revisões tarifárias periódicas (geralmente a cada quatro ou cinco anos) para ajustar a RAP, levando em conta mudanças nos custos operacionais, investimentos necessários e outros fatores econômicos. Nessas revisões, também pode haver uma redefinição da taxa de retorno sobre o capital investido.

#### **4.1.4 Taxa de retorno regulatória**

A taxa de retorno regulatória é uma taxa de remuneração estabelecida pela ANEEL que assegura que as concessionárias de energia elétrica obtenham um retorno justo sobre seus investimentos. Essa taxa é determinada com base em critérios específicos e considera tanto a remuneração do capital próprio quanto do capital de terceiros.

A título de exemplificação, a figura 13 demonstra a taxa de retorno regulatória dos segmentos de distribuição, transmissão e geração com vigência a partir de 1º de março de 2023 estabelecida pela ANEEL (2023). Percebe-se que a taxa de desconto pós-impostos utilizada para o segmento de transmissão está em termos reais (ou seja, sem efeito da inflação) no valor de cerca de 7,3%.

Figura 13 – Taxa de retorno regulatória

<b>Parâmetros - 2023</b>	<b>Distribuição</b>	<b>Transmissão e Geração</b>
<b>Remuneração de Capital Próprio</b>		
Taxa Livre de Risco	5,1591%	5,1591%
Beta Alavancado	0,707933	0,677632
Prêmio de Risco de Mercado	6,6582%	6,6582%
Risco da Atividade	0,3049%	
Prêmio de Risco do negócio e financeiro	5,0184%	4,5118%
Remuneração real depois de impostos	10,1775%	9,6709%
<b>Remuneração de Capital de Terceiros</b>		
Debêntures	6,1328%	5,9988%
Custo de emissão	0,5093%	0,5093%
Remuneração real antes de impostos	6,6421%	6,5081%
Impostos	34,0%	34,0%
Remuneração real depois de impostos	4,3838%	4,2954%
<b>Estrutura de Capital</b>		
% Capital Próprio	52,4568%	55,1232%
% Capital de Terceiros	47,5432%	44,8768%
<b>Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - Média Ponderada</b>		
Real, depois de impostos	7,4230%	7,2585%
<b>Real, antes de impostos</b>	<b>11,2469%</b>	<b>10,9978%</b>

Fonte: ANEEL (2023)

Segundo a ANEEL (2023) e, conforme demonstrado na tabela anterior, os principais componentes da taxa de retorno regulatória para as concessionárias de transmissão de energia elétrica incluem:

- Remuneração do capital próprio:
  - Taxa livre de risco e pelo risco país, representados pelos títulos públicos brasileiros, e acrescida do prêmio de risco do negócio e financeiro. A taxa livre de risco e o risco país são calculados com base no retorno médio das Notas do Tesouro Nacional indexadas à inflação (IPCA) em uma janela de dez anos.
  - O Beta desalavancado é calculado pela média ponderada do beta das empresas americanas membros do Edison Electric Institute (EEI), que possuem pelo menos 50% dos ativos em transmissão ou distribuição. Após essa etapa, o beta é alavancado com base na estrutura de capital regulatória e nos impostos brasileiros (Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido).
  - O Prêmio de risco de mercado é determinado pela média da diferença entre o retorno do índice S&P 500 e os títulos do Tesouro americano de dez anos, em termos nominais, utilizando toda a série disponível até dezembro do ano de referência.
  - O prêmio de risco do negócio e financeiro é determinado pelo beta alavancado



multiplicado pelo Prêmio de Risco de Mercado.

- Remuneração do capital de terceiros: Determinada pela média da rentabilidade das debêntures emitidas por empresas de distribuição e transmissão, não incentivadas<sup>15</sup>, indexadas ao IPCA ou CDI.
- Estrutura de Capital: A estrutura de capital regulatória é determinada de forma endógena (ou seja, de acordo com padrões estabelecidos dentro do próprio sistema regulatório) com base na proporção de capital de terceiros em relação ao capital total, utilizando a relação Dívida Líquida sobre o EBITDA regulatório, que é equivalente a três vezes.

#### **4.1.5 Valor Terminal (Indenização do Ativo Fixo)**

No setor de transmissão de energia elétrica, se um contrato de concessão se encerra antes que os ativos fixos estejam totalmente depreciados, o poder concedente (geralmente o governo ou uma agência reguladora) pode ser responsável por indenizar a empresa de transmissão pela parcela não depreciada desses ativos. Esse processo é regido por regulamentos específicos estabelecidos pela ANEEL.

A Resolução Normativa nº 589/2013 da ANEEL estabelece os critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR) das instalações de transmissão, para fins de indenização de ativos fixos não depreciados. Esses ativos geralmente incluem instalações de transmissão, subestações, torres, cabos, e outros equipamentos relevantes. O VNR deve ser calculado com base em um banco de preços das compras realizadas nos últimos cinco anos pela concessionária ou, na ausência de tais registros, usando o Banco de Preços de Referência da ANEEL ou a atualização do valor contábil.

A avaliação deve incluir percentuais de Componentes Menores (COM) e Custos Adicionais (CA), excluindo juros sobre obras em andamento. Os COM são pequenos itens ou elementos que compõem o sistema de transmissão, mas não são grandes equipamentos ou estruturas principais, como pequenas peças de reposição, conectores, entre outros. Já os CA são despesas extras incorridas durante a aquisição, instalação, operação ou manutenção dos ativos de transmissão. Esses custos podem incluir transporte, seguros, taxas, impostos, entre outros custos indiretos que não estão diretamente relacionados ao preço de compra do equipamento principal.

---

<sup>15</sup> Debêntures não incentivadas são títulos de dívida emitidos por empresas que não são beneficiados por incentivos fiscais do governo.

O laudo de avaliação, deverá ser realizado através de uma empresa credenciada, conforme exigido pela ANEEL, que é fiscalizado conforme os procedimentos regulatórios. O laudo de avaliação deve listar todos os ativos sujeitos à indenização, conforme o Submódulo 9.1 do Proret<sup>16</sup>. Excluem-se do laudo software, hardware, terrenos e equipamentos administrativos, veículos, móveis e utensílios. Esses bens comporão a Base de Anuidade Regulatória (BAR), cuja remuneração, amortização e depreciação (exceto de terrenos) serão feitas em anuidades a através de reajustes anuais da receita.

#### 4.2 PROJEÇÃO DOS DEMONSTRATIVOS DA TAESA

Neste tópico são elucidadas as premissas aplicadas e seus respectivos resultados para a projeção de cada uma das contas que foram utilizadas no cálculo do *valuation* da TAESA. O horizonte temporal adotado refere-se ao período necessário para a conclusão do mais recente contrato de concessão celebrado pela TAESA. Em outras palavras, a premissa é avaliar o valor da empresa levando em consideração todas as concessões que a empresa possui até o ano de 2023, excluindo contratos adicionais a partir desse ano.

Considerando que o mais recente contrato de concessão celebrado pela TAESA até 2023 se refere à Linha de Transmissão de Saíra e Tangará, assinados em 2023, a projeção será estendida até o ano em que está prevista a cessão do contrato de 30 anos, dessa forma, até 2053.

Segundo o demonstrativo financeiro da companhia “nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia, as informações contábeis regulatórias das controladas, controladas em conjunto e coligadas são reconhecidas pelo método de equivalência patrimonial”. A aplicação do método de equivalência patrimonial na TAESA reflete as variações no patrimônio líquido das empresas em que detém participação, incorporando proporcionalmente lucros ou prejuízos acumulados em sua demonstração financeira.

Em termos de receita bruta, a TAESA considera exclusivamente as RAPs provenientes das linhas de transmissão sob sua posse direta, enquanto as receitas das controladas são reconhecidas na conta de equivalência patrimonial na DRE.

Para o cálculo das projeções foram utilizados os Demonstrativos de Resultado do Exercício e os Balanços Patrimoniais dos anos de 2021 a 2023, para perceber o movimento do crescimento ou redução das contas ao longo dos anos, a fim de replicar para os anos da projeção.

---

<sup>16</sup> Ver em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>

Dessa forma, o racional utilizado trará robustez aos resultados apresentados e, mesmo que a projeção não satisfaça o que for realmente realizado ao longo dos futuros anos, nosso *valuation* servirá para termos uma noção da ordem de grandeza do valor da empresa. Nos quadros 05 e 06, encontram-se os demonstrativos referidos:

Quadro 5 – DREs de 2021 a 2023

(R\$ mil)	2021	2022	2023
<b>Receita Bruta</b>	<b>1.559.149</b>	<b>1.759.189</b>	<b>1.842.965</b>
Disponibilização do sistema de transmissão	1.563.091	1.808.797	1.827.528
Parcela variável	(16.699)	(58.524)	6.105
Outras receitas	12.757	8.916	9.332
<b>Deduções</b>	<b>(140.274)</b>	<b>(161.699)</b>	<b>(175.060)</b>
PIS e COFINS	(80.650)	(87.519)	(88.684)
ISS	(638)	(446)	(467)
ICMS	(76)	(35)	-
RGR, P&D, TSFEE, CDE e PROINFA	(58.910)	(73.699)	(85.909)
<b>Receita líquida</b>	<b>1.418.875</b>	<b>1.597.490</b>	<b>1.667.905</b>
<b>Custos e Despesas Operacionais</b>	<b>(262.470)</b>	<b>(271.667)</b>	<b>(243.984)</b>
Pessoal e administradores	(163.114)	(170.013)	(176.741)
Material	(3.543)	(5.541)	(6.730)
Serviços de terceiros	(67.599)	(67.388)	(79.390)
Outros custos operacionais	(28.214)	(28.725)	18.877
<b>= EBITDA</b>	<b>1.156.405</b>	<b>1.325.823</b>	<b>1.423.921</b>
Resultado de equivalência patrimonial	261.755	521.954	723.249
Depreciação e amortização	(180.773)	(181.904)	(181.184)
<b>= EBIT</b>	<b>1.237.387</b>	<b>1.665.873</b>	<b>1.965.986</b>
Receitas/Despesas financeiras	(660.255)	(644.910)	(835.567)
<b>= EBT</b>	<b>577.132</b>	<b>1.020.963</b>	<b>1.130.419</b>
<b>Imposto de renda e contribuição social</b>	<b>(59.897)</b>	<b>27.359</b>	<b>(37.321)</b>
<b>= Lucro líquido</b>	<b>517.235</b>	<b>1.048.322</b>	<b>1.093.098</b>

Fonte: Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR) da TAESA de 2021 a 2023

Quadro 6 – Balanços Patrimoniais de 2021 a 2023

(R\$ mil)	2021	2022	2023
<b>Ativo circulante</b>	<b>959.458</b>	<b>1.384.382</b>	<b>1.895.273</b>
Caixa e equivalentes de Caixa	179.771	759.628	1.143.367
Clientes	148.628	131.587	221.191
Impostos e contribuições sociais	144.943	224.266	268.090
Dividendos a Receber	446.545	227.643	207.358
Outros Ativos Circulantes	39.571	41.258	55.267
<b>Ativos não circulantes</b>	<b>7.239.611</b>	<b>7.524.037</b>	<b>8.842.698</b>
Títulos e valores mobiliários	4.906	5.508	6.233
Instrumentos financeiros derivativos	207.267	1.149	-
Investimento	3.647.541	4.083.772	3.359.489
Contas a receber de concessionárias e permissionárias	20.040	27.181	37.040
Depósitos Judiciais	45.660	41.405	51.257
Outras contas a receber	24.224	24.754	24.539
Imobilizado	3.100.405	3.114.420	5.025.808
Intangível	189.568	225.848	338.332
<b>Total de Ativos</b>	<b>8.199.069</b>	<b>8.908.419</b>	<b>10.737.971</b>
<b>Passivo circulante</b>	<b>1.142.589</b>	<b>853.732</b>	<b>1.628.854</b>
Fornecedores	43.702	72.161	113.493
Impostos e contribuições sociais	37.646	18.027	32.512
Empréstimos e financiamentos	6.896	6.446	6.197
Debêntures	806.472	607.452	1.122.333
Dividendos a pagar	147.048	26.105	228.083
Taxas regulamentares	44.208	52.800	45.248
Outras contas a pagar	56.617	70.741	80.988
<b>Passivo não circulantes</b>	<b>5.123.002</b>	<b>6.636.382</b>	<b>7.856.714</b>
Empréstimos e financiamentos	562.825	372.293	346.697
Debêntures	4.361.201	6.100.129	7.124.873
Instrumentos financeiros derivativos	33.679	46.237	135.579
Impostos e contribuições diferidos	100.808	54.839	130.958
Provisões fiscais, previdenciárias, trabalhistas e cíveis	29.343	35.261	50.585
Obrigações Especiais	10.954	20.236	19.337
Outras contas a pagar	24.192	7.387	48.685
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>1.933.478</b>	<b>1.418.305</b>	<b>1.252.403</b>
Capital social Realizado	3.042.035	3.042.035	3.042.035
Reserva de Capital	594.507	594.507	594.507
Reserva de Lucros	2.368.240	2.459.295	2.690.847
Dividendos adicionais propostos	653.282	460.000	390.283
Dividendos intercalares e JCP	22.463	10.410	(42.591)
Prejuízos Acumulados	(4.747.049)	(5.147.942)	(5.422.678)
<b>Total de Passivos</b>	<b>6.265.591</b>	<b>7.490.114</b>	<b>9.485.568</b>
<b>Passivo + Patrimônio Líquido</b>	<b>8.199.069</b>	<b>8.908.419</b>	<b>10.737.971</b>

Fonte: Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR) da TAESA de 2021 a 2023.

## 4.2.1 Cálculo da Taxa de Desconto

A taxa de desconto utilizada para descontar os fluxos de caixa da TAESA foi o WACC, e não o CAPM, já que não irá se projetar a dívida, ou seja, a dívida total será descontada no final do fluxo. A dívida não é projetada quando utilizado o WACC porque já é incorporado dentro da taxa uma estrutura de capital, dentre outras palavras, a dívida já está sendo considerada nessa taxa.

Para o cálculo do WACC foram utilizadas a taxa livre de risco, risco de mercado e o risco país. Outro ponto relevante a destacar, é que, como a projeção envolveu valores que foram inflacionados, foi utilizada a taxa de desconto em termos nominais. Os seguintes subtópicos tratam de explicar com maior detalhamento o racional por trás do valor utilizado de cada uma delas.

### 4.2.1.1 Taxa livre de risco

Para a taxa livre de risco foi utilizada a média das taxas de rendimentos do Tesouro Americano (T-Bonds) de 20 anos ao longo de janeiro de 2023 a dezembro de 2023. Ou seja, 12 últimos meses a partir da data-base utilizada (dezembro de 2023). Foi utilizado o Tesouro Americano por estar vinculado ao país mais sólido economicamente no presente momento, como fora explicado em capítulo anterior. A seguir, encontra-se a tabela com os valores utilizados para o cálculo<sup>17</sup> que resulta em uma taxa livre de risco de 4,3%:

Quadro 7 – Taxa livre de risco

Taxa livre de risco (%)												
	jan/23	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	jul/23	ago/23	set/23	out/23	nov/23	dez/23
	3,8	4,0	3,9	3,8	4,0	4,0	4,1	4,5	4,7	5,1	4,8	4,3
Taxa livre de risco			4,3									

Fonte: U.S. Department of the Treasury (2023)

<sup>17</sup> Fonte: [https://home.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/TextView?type=daily\\_treasury\\_long\\_term\\_rate&field\\_tdr\\_date\\_value=2023](https://home.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/TextView?type=daily_treasury_long_term_rate&field_tdr_date_value=2023)

#### 4.2.1.2 Beta

O Beta foi calculado por meio das médias das covariâncias das variações de preços das ações da TAESA e de empresas comparáveis, em relação às variações de preço do índice Ibovespa. Esse procedimento permite estabelecer um padrão para entender a relação entre as variações de preços e avaliar o grau de correlação. No contexto das empresas comparáveis, estas são definidas como aquelas que operam no mesmo setor, sendo, neste caso, companhias atuantes na transmissão de energia elétrica, como CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica), CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) e ENGIE. De acordo com Póvoa (2023), é recomendado utilizar até 6 anos de prazo de observação do beta. Para o presente estudo serão considerados 3 anos a fim de capturar informações com uma boa amplitude de observações mais recentes.

O beta obtido através desse método é chamado de beta alavancado. Através dele são capturadas as expectativas dos investidores com base em informações disponibilizadas publicamente, o que incorpora, também, as expectativas risco financeiro das empresas, ou seja, a estrutura de endividamento. Dessa forma, o beta foi desalavancado através da estrutura de capital de cada uma das empresas e, posteriormente, a média dos betas foi realavancado com a estrutura de capital da TAESA a fim de obter-se um beta de mercado com a estrutura de dívida da empresa estudada.

As estruturas de capital de cada uma das empresas foram obtidas através da relação entre sua dívida líquida com terceiros e seu patrimônio líquido. A tabela a seguir ilustra as informações utilizadas para o cálculo do beta realavancado:

Tabela 1 – Beta realavancado das empresas comparáveis

Empresa	D/(D+E)	D/E	Dívida Bruta	Dívida Líquida	Beta alavancado	Beta desalavancado	Beta realavancado
TAESA	39,1%	64,3%	9.835.536.000	8.517.881.000	0,6	0,4	
CTEEP	28,6%	40,0%	9.268.700.000	7.908.200.000	0,5	0,4	
CEMIG GT	21,2%	26,9%	9.831.139.000	7.519.675.000	0,9	0,8	
ENGIE	29,3%	41,5%	20.905.000.000	15.335.000.000	0,6	0,5	
<b>Média</b>	<b>29,6%</b>	<b>43,2%</b>			<b>0,7</b>	<b>0,5</b>	<b>0,8</b>

Fonte: Elaboração própria, com base nas DFs do 4T2023 de cada uma das empresas citadas

O Beta realavancado calculado foi de 0,8. Isso significa que o setor de distribuição de energia elétrica, representado pela amostra acima, possui menos volatilidade que o índice Ibovespa, ou seja, incertezas no mercado possuem mais impacto no índice do que na TAESA.

Esse resultado corrobora com a característica inelástica da demanda das empresas de infraestrutura, uma vez que, os serviços que oferecem (tais como de energia elétrica, água, saneamento) são essenciais para a sociedade. Isso significa que, mesmo que haja grandes variações no preço, a demanda por esses serviços tende a mudar pouco.

#### 4.2.1.3 Prêmio de mercado

O prêmio de mercado foi calculado conforme a diferença entre as médias de rendimento do índice S&P 500 (mercado americano) e do título do tesouro americano de 20 anos. A média de retorno do S&P entre os anos de 1994 e 2023 foi de 9,8% e, conforme mencionado anteriormente, a taxa livre de risco foi de 4,3%. Dessa forma, o prêmio de mercado calculado é de 5,5%.

#### 4.2.1.4 Risco País

O risco país foi calculado com base na média do índice EMBI +<sup>18</sup> (*Emerging Markets Bond Index Plus*) no período de janeiro de 2023 a dezembro de 2023. Foi encontrado o valor de 228,4 e dividido por 100 para encontrar a taxa do risco país de 2,3%:

Quadro 8 – Risco País

(%)											
jan/23	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	jul/23	ago/23	set/23	out/23	nov/23	dez/23
256,8	250,2	259,6	257,1	253,4	233,1	216,7	210,9	205,9	201,6	199,9	194,5
Risco país		2,3%									

Fonte: Ipeadata (2023)

#### 4.2.1.5 Inflação

As inflações utilizadas foram a brasileira e a americana para converter o custo de capital próprio em dólares para o custo de capital próprio em reais. Como as taxas de risco utilizadas foram provenientes de fontes carregadas por dólar, é necessário trazer para a realidade brasileira, retirando a inflação dos EUA e incorporando a inflação do Brasil. Foi utilizada a

<sup>18</sup> Fonte: JP Morgan. Esse índice é calculado através do diferencial de rendimento entre os títulos de países emergentes e títulos considerados livres de risco, como os Treasury Bonds dos EUA.

inflação americana<sup>19</sup> de longo prazo de 2,6% e a inflação brasileira<sup>20</sup> de longo prazo de 3,5%.

#### 4.2.1.6 Custo de capital próprio (Ke)

Com base nos elementos anteriores, é calculado o custo de capital próprio brasileiro da TAESA em termos nominais, uma vez que foi utilizada a inflação:

Quadro 9 – Custo de capital próprio nominal

Taxa livre de risco	4,3%
Premio de mercado (Rm-Rf)	5,5%
Beta realavancado	0,8
Risco País	2,3%
<b>Ke Nominal - EUA</b>	<b>10,8%</b>
Inflação projetada americana	2,6%
<b>Ke Real</b>	<b>8,0%</b>
Inflação projetada brasileira	3,5%
<b>Ke Nominal - BR</b>	<b>11,7%</b>

Fonte: Elaboração própria (2023)

#### 4.2.1.7 Custo da dívida (Kd)

O custo da dívida foi calculado através do demonstrativo da TAESA que contém as dívidas contraídas e as taxas pelas quais estão submetidas. De acordo com o demonstrativo financeiro do quarto trimestre de 2023, a TAESA encerrou o ano com o principal da dívida no valor de R\$ 11,8 Bi e os juros a ser pago no valor de R\$ 390,8 milhões. De forma simplificada, pode-se calcular o custo da dívida (Kd) através da seguinte forma:

$$Kd_{\text{antes dos impostos}} = \frac{390.841.000}{11.852.321.000}$$

$$Kd_{\text{antes dos impostos}} = 3,3\%$$

Com isso, chega-se ao valor de 3,3%. Um ponto de atenção é que o Kd referido é antes dos impostos, logo, aplicando-se a alíquota de 34%, é obtido o Kd após impostos através da seguinte fórmula:

<sup>19</sup> Fonte: New York FED

<sup>20</sup> Fonte: Relatório Focus (BACEN)



$$Kd_{\text{após impostos}} = 3,3\% * (1 - 34\%)$$

$$Kd_{\text{após impostos}} = 2,2\%$$

Como os juros dos empréstimos e financiamentos reduzem a base de cálculo do imposto de renda há, conseqüentemente, um benefício fiscal da dívida. Com isto em vista, é necessário descontar do cálculo do custo da dívida também a parcela referente aos impostos que a empresa “deixa de pagar” por conta do pagamento de juros.

#### 4.2.1.8 Estrutura de capital

Para o cálculo da porcentagem do capital de terceiros, foram necessários o *Market Capitalization (Market Cap)* na data-base e o total da dívida líquida da TAESA e das empresas comparáveis. O *Market Cap* é o valor de quanto se gastaria para comprar todas as ações disponíveis no mercado, logo foi utilizado o seguinte cálculo:

$$\begin{aligned} \text{Market Cap} &= \text{Número de ações}_{\text{ordinárias}} * \text{Preço da ação}_{\text{ordinária}} \\ &+ \text{Número de ações}_{\text{preferenciais}} * \text{Preço da ação}_{\text{preferencial}} \end{aligned}$$

O nome das ações da TAESA são, TAEE3, TAEE4 e TAEE11, sendo esta última um pacote com as outras duas. A diferença entre as duas primeiras é que a TAEE3 são ações ordinárias (ou seja, dão direito à voto nas reuniões da empresa) e a TAEE4 são ações preferenciais, o que significa que as pessoas detentoras dessas ações, recebem os dividendos primeiro que as demais. As empresas comparáveis possuem ações preferenciais e ordinárias, excetuando a companhia ENGIE.

Para encontrar o total da dívida líquida, é necessário subtrair o caixa e equivalentes de caixa da dívida bruta. Ambas as informações podem ser encontradas nas demonstrações financeiras das empresas.

Tabela 2 – Percentual do capital de terceiros

Empresa	D/(D+E)	Dívida Bruta	Dívida Líquida	Número de ações ordinárias	Preço da ação ordinária na data base	Número de ações preferenciais	Preço da ação preferencial na data base	Market Cap
TAESA	39,1%	9.835.536.000	8.517.881.000	590.714.069	12,83	442.782.652	12,80	13.246.479.451
CTEEP	28,6%	9.268.700.000	7.908.200.000	257.937.732	35,45	400.945.572	26,5	19.768.950.257
CEMIG GT	21,2%	9.831.139.000	7.519.675.000	735.847.624	15,13	1.465.523.064	11,48	27.957.579.326
ENGIE	29,3%	20.905.000.000	15.335.000.000	815.927.740	45,33	-	-	36.986.004.454
<b>Média</b>	<b>29,6%</b>							

Fonte: Elaboração própria, com base nas DFs das empresas de dezembro de 2023

Para o cálculo da porcentagem da dívida de terceiros foi utilizado a soma de todas as ações representa o valor de mercado da empresa e a dívida que ela contraiu é a parte do capital de terceiros, então o percentual da dívida com terceiros será:

$$(\%)Capital\ de\ terceiros = \frac{Dívida\ líquida}{Market\ Cap}$$

Conforme explicitado na tabela 02, foi calculada a média da porcentagem do capital de terceiros da TAESA e das empresas comparáveis, obtendo-se o valor de 29,6%. Dessa forma, o percentual do capital próprio será o valor restante:

$$(\%)Capital\ próprio = 100\% - 29,6\% = 70,4\%$$

#### 4.2.1.9 Cálculo do WACC

Por fim, através dos elementos calculados anteriormente, pode-se calcular a taxa de desconto que será utilizada no *valuation*, de 8,9%. Isso significa que o custo de capital da TAESA é de 8,9% ao ano, ou ainda, que esta é a taxa mínima exigida pelo investidor para investir na empresa dado os riscos em que ela incorre. O quadro 10 resume a estrutura do WACC que fora utilizada para seu cálculo:

Quadro 10 – WACC nominal

Taxa livre de risco	4,3%
Premio de mercado (Rm-Rf)	5,5%
Beta realavancado	0,8
Risco País	2,3%
<b>Ke Nominal - EUA</b>	<b>10,8%</b>
Inflação projetada americana	2,6%
<b>Ke Real</b>	<b>8,0%</b>
Inflação projetada brasileira	3,5%
<b>Ke Nominal - BR</b>	<b>11,7%</b>
(%) Capital Próprio	70,4%
<b>Custo do Capital de Terceiros Nominal -</b>	<b>2,2%</b>
(%) Capital de terceiros	29,6%
<b>WACC Nominal - BR</b>	<b>8,9%</b>

Fonte: Elaboração própria (2024)

## 4.2.2 Premissas utilizadas para a projeção futura

O presente tópico tem por objetivo explicar como foram projetadas as contas, desde a Receita Bruta ao Imposto de Renda, após isso, o resultado encontrado será o lucro líquido projetado.

### 4.2.2.1 Receita Bruta

#### 4.2.2.1.1 Disponibilização do sistema de transmissão (Receita Anual Permitida - RAP)

Segundo o Demonstrativo Contábil da TAESA de dezembro de 2023, “a receita de disponibilização do sistema de transmissão é reconhecida mensalmente na fase operacional, com base no valor da receita anual permitida (RAP)”. Sabendo-se disso, para o cálculo desta conta foram consideradas as RAPs das 13 concessões que compõem a *holding* e as 11 controladas.

Em posse destes valores, as RAPs foram reajustadas anualmente pelo IGP-M ou IPCA a partir de 2024, de acordo com a categoria em que cada uma das concessões se enquadra. A figura 14 relaciona cada uma das concessões ao índice de inflação em que suas RAPs são corrigidas e a tabela 03 resume os índices utilizados na projeção:

Figura 14 – Relação de concessões e respectivos índices de inflação contratados

Concessão - IGP-M	NOVATRANS	TSN	ETEO	PATESA	GTESA	NTE	STE	MUNIRAH	ATE I	ATE II					
Concessão - IPCA	ATE III	BRASNORTE	SÃO GOTARDO	SÃO JOÃO	SÃO PEDRO	MARIANA	MIRACEMA	JANAÚBA	LAGOA NOVA	SANT'ANA	ANANÁI	PITIGUARI	TANGARÁ	SAÍRA	

Fonte: Elaboração própria, com base na DCR da TAESA de dezembro de 2023 (2024)

Tabela 3 – Índices de inflação

Índice	2024	2025	2026	2027
IPCA	3,9%	3,5%	3,5%	3,5%
IGP-M	4,1%	4,0%	4,0%	4,0%

Fonte: Relatório Focus – BACEN (2023)

Cada projeção anual foi determinada multiplicando a Receita Anual Permitida do ano anterior pela taxa correspondente na tabela para o respectivo ano. A partir de 2027, uma taxa constante de 3,5% foi aplicada para projetar os anos subsequentes.

#### 4.2.2.1.2 Parcela variável e outras receitas

De acordo com o demonstrativo da empresa (2023), a parcela relativa ao desconto anual por indisponibilidade não deve exceder 12,5% da RAP, referente ao período contínuo de 12 meses anteriores ao mês da ocorrência da indisponibilidade. Se o referido valor for ultrapassado, a empresa estará sujeita à penalidade de multa, a ser aplicada pela ANEEL conforme estipulado, com o valor máximo por infração incorrida fixado em 2% do montante da Receita Anual Permitida.

Considerando-se o histórico dessa conta entre os anos de 2021 e 2023, nota-se que a proporção da parcela variável com relação à RAP é abaixo dos 4%. Logo, pode-se assumir como premissa o cenário em que a empresa não incorrerá em multas durante seu período projetivo. Para a projeção das duas contas, foi considerada que há uma proporção entre elas e a RAP que pode ser mantida ao longo da projeção. O racional utilizado pressupõe que essas contas dependem da RAP, por isso foi utilizada como *driver*<sup>21</sup>. Após estabelecer as proporções, com base nos anos de 2021 a 2023, foi feita a média entre elas e mantida para a projeção dos próximos anos.

Assim, a conta “Parcela Variável” será projetada proporcionalmente à RAP a uma porcentagem de 1,32%, enquanto que a conta “Outras Receitas” será de 0,61%, conforme demonstra tabela 04:

Tabela 4 – Histórico de componentes da Receita Bruta

(R\$ mil)	2021	2022	2023	Média
<b>Receita Bruta</b>	<b>1.559.149</b>	<b>1.759.189</b>	<b>1.842.965</b>	
Disponibilização do sistema de transmissão	1.563.091	1.808.797	1.827.528	
Parcela variável	(16.699)	(58.524)	6.105	
Proporção com relação à RAP	-1,07%	-3,24%	0,33%	-1,32%
Outras receitas	12.757	8.916	9.332	
Proporção com relação à RAP	0,82%	0,49%	0,51%	0,61%

Fonte: Elaboração própria, com base na DCR da TAESA de dezembro de 2023 (2024)

<sup>21</sup> *Driver* é um fator que impacta uma certa variável.

O resultado dessas projeções está demonstrado na tabela 05:

Tabela 5 – Projeção dos componentes da Receita Bruta

(R\$ mil)	Projetado									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Receita Bruta</b>	<b>3.126.897</b>	<b>3.245.468</b>	<b>3.368.746</b>	<b>3.496.728</b>	<b>3.629.591</b>	<b>3.767.524</b>	<b>3.910.720</b>	<b>2.430.747</b>	<b>2.519.938</b>	<b>2.256.354</b>
RAP	3.149.469	3.268.896	3.393.065	3.521.969	3.655.792	3.794.720	3.938.950	2.448.294	2.538.129	2.272.642
Parcela variável	(41.676)	(43.256)	(44.899)	(46.605)	(48.376)	(50.214)	(52.123)	(32.397)	(33.586)	(30.073)
Outras receitas	19.104	19.828	20.581	21.363	22.175	23.017	23.892	14.851	15.395	13.785
	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>	<b>2040</b>	<b>2041</b>	<b>2042</b>	<b>2043</b>
<b>Receita Bruta</b>	<b>2.337.996</b>	<b>2.372.330</b>	<b>1.909.603</b>	<b>1.823.229</b>	<b>1.887.042</b>	<b>1.885.273</b>	<b>1.951.257</b>	<b>2.019.551</b>	<b>2.090.235</b>	<b>2.149.142</b>
RAP	2.354.873	2.389.455	1.923.388	1.836.390	1.900.664	1.898.882	1.965.343	2.034.130	2.105.324	2.164.656
Parcela variável	(31.161)	(31.619)	(25.452)	(24.300)	(25.151)	(25.127)	(26.007)	(26.917)	(27.859)	(28.644)
Outras receitas	14.284	14.494	11.667	11.139	11.529	11.518	11.921	12.338	12.770	13.130
	<b>2044</b>	<b>2045</b>	<b>2046</b>	<b>2047</b>	<b>2048</b>	<b>2049</b>	<b>2050</b>	<b>2051</b>	<b>2052</b>	<b>2053</b>
<b>Receita Bruta</b>	<b>1.935.937</b>	<b>1.958.234</b>	<b>2.026.772</b>	<b>1.893.291</b>	<b>1.290.433</b>	<b>1.336.554</b>	<b>1.177.362</b>	<b>1.218.570</b>	<b>1.261.220</b>	<b>780.511</b>
RAP	1.949.912	1.972.370	2.041.403	1.906.958	1.299.748	1.346.203	1.185.862	1.227.367	1.270.324	786.145
Parcela variável	(25.802)	(26.100)	(27.013)	(25.234)	(17.199)	(17.814)	(15.692)	(16.241)	(16.810)	(10.403)
Outras receitas	11.828	11.964	12.382	11.567	7.884	8.166	7.193	7.445	7.705	4.768

Fonte: Elaboração própria (2024)

#### 4.2.2.2 Deduções

As deduções da TAESA são compostas pelas contas: Programa de Integração Social e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (PIS e COFINS), Imposto Sobre Serviço (ISS), Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) e dos Encargos Setoriais (RGR, P&D, TSFEE, CDE e PROINFA).

A Instrução Normativa RFB nº 2121, de 15 de dezembro de 2022, informa que a Contribuição para o PIS/Pasep e a COFINS são calculadas por meio da aplicação das alíquotas de 1,65% para o PIS/Pasep e de 7,6% para a COFINS, respectivamente. Dessa forma, para a projeção dessa conta, será aplicada a alíquota de 9,25% sobre a Receita Bruta de cada ano.

Para estimar a projeção do Imposto sobre Serviços (ISS) e do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), foram calculadas as médias das proporções desses tributos em relação à receita bruta e mantidas ao longo da projeção. Adotou-se esse critério porque os tributos são de competência estadual (ICMS) e municipal (ISS), e a TAESA possui redes de transmissão abrangendo diversas cidades de diferentes estados, cada um com suas respectivas alíquotas, o que torna complexa a obtenção de informações detalhadas para os cálculos. Além disso, as proporções encontradas não apresentam variações significativas, possibilitando a utilização dos percentuais encontrados para a projeção dessas contas.

Na projeção das contas de RGR, P&D, TSFEE, CDE e PROINFA, optou-se pelo mesmo método utilizado para as contas de ISS e ICMS. Essa escolha decorreu da complexidade em obter informações que permitissem estabelecer um racional confiável, seja com relação aos

critérios de aplicação das tarifas ou a questões tarifárias e operacionais específicas da empresa.

A utilização da média das proporções foi adotada como meio para contornar a dificuldade na obtenção de dados precisos. A média utilizada encontra-se na tabela 06 e o resultado das premissas adotadas está resumida na tabela 07:

Tabela 6 – Histórico de impostos

(R\$ mil)	2021	2022	2023	Média
<b>Deduções</b>	<b>(140.274)</b>	<b>(161.699)</b>	<b>(175.060)</b>	
PIS e COFINS	(80.650)	(87.519)	(88.684)	
Alíquota conforme legislação	9,25%			
ISS	(638)	(446)	(467)	
Proporção com relação à Receita Bruta	-0,04%	-0,03%	-0,03%	-0,03%
ICMS	(76)	(35)	-	
Proporção com relação à Receita Bruta	-0,0049%	-0,0020%	0,0000%	-0,0023%
RGR, P&D, TSFEE, CDE e PROINFA	(58.910)	(73.699)	(85.909)	
Proporção com relação à Receita Bruta	-3,78%	-4,19%	-4,66%	-4,21%

Fonte: Elaboração própria, com base na DCR da TAESA de dezembro de 2023 (2024)

Tabela 7 – Projeção dos impostos

(R\$ mil)	Projetado									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Receita Líquida</b>	<b>2.704.999</b>	<b>2.807.571</b>	<b>2.914.217</b>	<b>3.024.930</b>	<b>3.139.867</b>	<b>3.259.189</b>	<b>3.383.064</b>	<b>2.102.778</b>	<b>2.179.934</b>	<b>1.951.914</b>
<b>Deduções</b>	<b>(421.898)</b>	<b>(437.896)</b>	<b>(454.530)</b>	<b>(471.798)</b>	<b>(489.724)</b>	<b>(508.335)</b>	<b>(527.656)</b>	<b>(327.970)</b>	<b>(340.004)</b>	<b>(304.440)</b>
PIS e COFINS	(289.238)	(300.206)	(311.609)	(323.447)	(335.737)	(348.496)	(361.742)	(224.844)	(233.094)	(208.713)
ISS	(955)	(991)	(1.029)	(1.068)	(1.108)	(1.151)	(1.194)	(742)	(770)	(689)
ICMS	(72)	(74)	(77)	(80)	(83)	(86)	(89)	(56)	(58)	(52)
RGR, P&D, TSFEE, CDE e PROINFA	(131.634)	(136.625)	(141.815)	(147.203)	(152.796)	(158.602)	(164.631)	(102.328)	(106.082)	(94.986)
	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>	<b>2040</b>	<b>2041</b>	<b>2042</b>	<b>2043</b>
<b>Receita Líquida</b>	<b>2.022.541</b>	<b>2.052.242</b>	<b>1.651.949</b>	<b>1.577.229</b>	<b>1.632.432</b>	<b>1.630.901</b>	<b>1.687.983</b>	<b>1.747.062</b>	<b>1.808.209</b>	<b>1.859.168</b>
<b>Deduções</b>	<b>(315.455)</b>	<b>(320.088)</b>	<b>(257.654)</b>	<b>(246.000)</b>	<b>(254.610)</b>	<b>(254.371)</b>	<b>(263.274)</b>	<b>(272.489)</b>	<b>(282.026)</b>	<b>(289.974)</b>
PIS e COFINS	(216.265)	(219.440)	(176.638)	(168.649)	(174.551)	(174.388)	(180.491)	(186.808)	(193.347)	(198.796)
ISS	(714)	(724)	(583)	(557)	(576)	(576)	(596)	(617)	(638)	(656)
ICMS	(53)	(54)	(44)	(42)	(43)	(43)	(45)	(46)	(48)	(49)
RGR, P&D, TSFEE, CDE e PROINFA	(98.423)	(99.869)	(80.389)	(76.753)	(79.439)	(79.365)	(82.143)	(85.018)	(87.993)	(90.473)
	<b>2044</b>	<b>2045</b>	<b>2046</b>	<b>2047</b>	<b>2048</b>	<b>2049</b>	<b>2050</b>	<b>2051</b>	<b>2052</b>	<b>2053</b>
<b>Receita Líquida</b>	<b>1.674.730</b>	<b>1.694.018</b>	<b>1.753.309</b>	<b>1.637.837</b>	<b>1.116.320</b>	<b>1.156.219</b>	<b>1.018.506</b>	<b>1.054.154</b>	<b>1.091.049</b>	<b>675.200</b>
<b>Deduções</b>	<b>(261.207)</b>	<b>(264.216)</b>	<b>(273.463)</b>	<b>(255.453)</b>	<b>(174.112)</b>	<b>(180.335)</b>	<b>(158.856)</b>	<b>(164.416)</b>	<b>(170.171)</b>	<b>(105.311)</b>
PIS e COFINS	(179.074)	(181.137)	(187.476)	(175.129)	(119.365)	(123.631)	(108.906)	(112.718)	(116.663)	(72.197)
ISS	(591)	(598)	(619)	(578)	(394)	(408)	(360)	(372)	(385)	(238)
ICMS	(44)	(45)	(46)	(43)	(30)	(31)	(27)	(28)	(29)	(18)
RGR, P&D, TSFEE, CDE e PROINFA	(81.498)	(82.436)	(85.322)	(79.702)	(54.324)	(56.265)	(49.564)	(51.298)	(53.094)	(32.857)

Fonte: Elaboração própria (2024)

#### 4.2.2.3 Custos e Despesas Operacionais

As contas que compõem os Custos e Despesas Operacionais são: pessoal e administradores, material, serviços de terceiros e outros custos/despesas operacionais. Para a projeção destes gastos, o *driver* utilizado para calcular a proporção foi a Receita Líquida. Uma vez que o presente *valuation* pretende avaliar a empresa com base nos fluxos de caixa que poderão ser gerados com as linhas de transmissão que a empresa já possui em dezembro de 2023, a projeção para essas contas irá manter o mesmo comportamento histórico. Assim, para

essas contas, foram utilizadas as médias das proporções com relação à receita líquida. Os resultados dessas médias estão apresentados na tabela 08 a seguir:

Tabela 8 – Histórico dos custos e despesas operacionais

(R\$ mil)	2021	2022	2023	Média
<b>Custos e Despesas Operacionais</b>	<b>(262.470)</b>	<b>(271.667)</b>	<b>(243.984)</b>	
Pessoal e administradores	(163.114)	(170.013)	(176.741)	
Proporção com relação à Receita Líquida	-11,50%	-10,64%	-10,60%	-10,91%
Material	(3.543)	(5.541)	(6.730)	
Proporção com relação à Receita Líquida	-0,25%	-0,35%	-0,40%	-0,33%
Serviços de terceiros	(67.599)	(67.388)	(79.390)	
Proporção com relação à Receita Líquida	-4,76%	-4,22%	-4,76%	-4,58%
Outros custos operacionais	(28.214)	(28.725)	18.877	

Fonte: Elaboração própria, com base na DCR da TAESA de dezembro de 2023 (2024)

Como resultado das premissas adotadas, a tabela 09 resume a projeção dos Custos e Despesas Operacionais:

Tabela 9 – Projeção dos custos e despesas operacionais

(R\$ mil)	Projetado									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Custos/despesas operacionais</b>	<b>(452.028)</b>	<b>(469.169)</b>	<b>(486.990)</b>	<b>(505.491)</b>	<b>(524.698)</b>	<b>(544.638)</b>	<b>(565.338)</b>	<b>(351.392)</b>	<b>(364.285)</b>	<b>(326.181)</b>
Pessoal e administradores	(295.161)	(306.354)	(317.991)	(330.071)	(342.613)	(355.633)	(369.150)	(229.449)	(237.868)	(212.987)
Material	(9.017)	(9.359)	(9.715)	(10.084)	(10.467)	(10.865)	(11.278)	(7.010)	(7.267)	(6.507)
Serviços de terceiros	(123.911)	(128.610)	(133.495)	(138.567)	(143.832)	(149.298)	(154.973)	(96.325)	(99.859)	(89.414)
Outros custos operacionais	(23.938)	(24.845)	(25.789)	(26.769)	(27.786)	(28.842)	(29.938)	(18.608)	(19.291)	(17.273)
	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>	<b>2040</b>	<b>2041</b>	<b>2042</b>	<b>2043</b>
<b>Custos/despesas operacionais</b>	<b>(337.983)</b>	<b>(342.947)</b>	<b>(276.054)</b>	<b>(263.568)</b>	<b>(272.793)</b>	<b>(272.537)</b>	<b>(282.076)</b>	<b>(291.949)</b>	<b>(302.167)</b>	<b>(310.682)</b>
Pessoal e administradores	(220.694)	(223.935)	(180.256)	(172.102)	(178.126)	(177.959)	(184.188)	(190.634)	(197.306)	(202.867)
Material	(6.742)	(6.841)	(5.507)	(5.258)	(5.442)	(5.437)	(5.627)	(5.824)	(6.028)	(6.198)
Serviços de terceiros	(92.649)	(94.010)	(75.673)	(72.250)	(74.779)	(74.709)	(77.324)	(80.030)	(82.831)	(85.165)
Outros custos operacionais	(17.898)	(18.161)	(14.619)	(13.958)	(14.446)	(14.433)	(14.938)	(15.461)	(16.002)	(16.453)
	<b>2044</b>	<b>2045</b>	<b>2046</b>	<b>2047</b>	<b>2048</b>	<b>2049</b>	<b>2050</b>	<b>2051</b>	<b>2052</b>	<b>2053</b>
<b>Custos/despesas operacionais</b>	<b>(279.861)</b>	<b>(283.085)</b>	<b>(292.993)</b>	<b>(273.696)</b>	<b>(186.546)</b>	<b>(193.214)</b>	<b>(170.201)</b>	<b>(176.158)</b>	<b>(182.323)</b>	<b>(112.832)</b>
Pessoal e administradores	(182.741)	(184.846)	(191.316)	(178.716)	(121.810)	(126.163)	(111.136)	(115.026)	(119.052)	(73.676)
Material	(5.583)	(5.647)	(5.845)	(5.460)	(3.721)	(3.854)	(3.395)	(3.514)	(3.637)	(2.251)
Serviços de terceiros	(76.717)	(77.600)	(80.316)	(75.027)	(51.137)	(52.964)	(46.656)	(48.289)	(49.979)	(30.930)
Outros custos operacionais	(14.820)	(14.991)	(15.516)	(14.494)	(9.879)	(10.232)	(9.013)	(9.329)	(9.655)	(5.975)

Fonte: Elaboração própria (2024)

#### 4.2.2.1 Resultado de equivalência patrimonial

Segundo o CPC 18, que trata de “Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto”:

Pelo método da equivalência patrimonial, o investimento em coligada, em empreendimento controlado em conjunto e em controlada (neste caso, no balanço

individual) deve ser inicialmente reconhecido pelo custo e o seu valor contábil será aumentado ou diminuído pelo reconhecimento da participação do investidor nos lucros ou prejuízos do período, gerados pela investida após a aquisição. A participação do investidor no lucro ou prejuízo do período da investida deve ser reconhecida no resultado do período do investidor (CPC 18 R2, 2012).

O investimento nas coligadas, controladas, e controladas em conjunto é reconhecido inicialmente ao valor de custo no balanço patrimonial da empresa. Após isso, seu valor contábil é ajustado para refletir a participação da TAESA nos lucros ou prejuízos da coligada, que serão reconhecidos no seu resultado do período.

De forma a simplificar o cálculo, foi utilizado o valor da equivalência patrimonial de 2023 e reajustado pelo IPCA ou IGP-M. Para isso, foram levantados valores das RAPs em 2023 de cada uma dessas concessões, e calculado a proporção delas que são reajustadas em cada um dos índices de inflação. Após isso, a mesma proporção foi utilizada para reajustar o resultado de equivalência patrimonial. A tabela 10 demonstra a proporção de RAPs que são corrigidas por cada um dos índices, e a tabela 11 reflete a projeção descrita:

Tabela 10 – Relação das concessões e suas respectivas RAPs e índices de correção

Concessão	RAP (R\$ milhões)	Índice de correção
Aimorés	54,76	IPCA
Paraguaçu	81,73	IPCA
STC	15,07	IPCA
EBTE	51,71	IPCA
ESDE	9,45	IPCA
ETSE	6,83	IPCA
ESTE	77,39	IPCA
Ivaí	207,08	IPCA
EDTE	47,89	IPCA
ETAU	41,3	IGP-M
EATE	189,4	IGP-M
ETEP	42,6	IGP-M
ENTE	97,5	IGP-M
ECTE	15,7	IGP-M
ERTE	22,2	IGP-M
Lumitrans	9,2	IGP-M
Transleste	19,1	IGP-M
Transirapé	23,0	IGP-M
Transudeste	11,8	IGP-M
<b>Total</b>	<b>1023,94</b>	
(%) IPCA	54%	
(%) IGP-M	46%	

Fonte: Elaboração própria, com base na DCR da TAESA de dezembro de 2023 (2024)



Tabela 11 – Projeção do resultado de equivalência patrimonial

(R\$ mil)	2024	2025	2026	Projetado						
				2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Resultado de equivalência patrimonial	752.118	780.429	809.847	840.375	872.053	904.925	939.036	974.433	1.011.165	1.049.280
	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>	<b>2040</b>	<b>2041</b>	<b>2042</b>	<b>2043</b>
Resultado de equivalência patrimonial	1.088.833	1.129.877	1.172.468	1.216.664	1.262.526	1.310.117	1.359.502	1.410.749	1.463.927	1.519.110
	<b>2044</b>	<b>2045</b>	<b>2046</b>	<b>2047</b>	<b>2048</b>	<b>2049</b>	<b>2050</b>	<b>2051</b>	<b>2052</b>	<b>2053</b>
Resultado de equivalência patrimonial	1.576.373	1.635.795	1.697.456	1.761.442	1.827.840	1.896.740	1.968.238	2.042.431	2.119.421	2.199.313

Fonte: Elaboração própria (2024)

#### 4.2.2.4 Depreciação e Amortização

Para a projeção dessas contas foram utilizados os valores dos imobilizados e intangíveis na data-base depreciados pelas suas respectivas taxas de depreciação e amortização, conforme tabela 12 (TAESA, 2023). Além disso, a tabela 13 explicita a projeção dessas contas de forma sumarizada:

Tabela 12 – Taxas de depreciação e amortização dos ativos

Ativos em dez/2023 (R\$ mil)	Valor Bruto	Taxa de depreciação	Depreciação acumulada	Valor Líquido
<b>Imobilizado</b>				
Transmissão	7.982.925	2,19%	(3.185.599)	4.797.326
Administração	249.602	5,65%	(24.928)	224.674
Atividades não vinculadas à concessão	8.829	3,28%	(5.021)	3.808
<b>Total</b>	<b>8.241.356</b>	<b>2,30%</b>	<b>(3.215.548)</b>	<b>5.025.808</b>
<b>Intangível</b>				
Transmissão	509.036	1,77%	(335.626)	173.410
Administração	219.384	13,26%	(54.462)	164.922
<b>Total</b>	<b>728.420</b>	<b>5,23%</b>	<b>(390.088)</b>	<b>338.332</b>

Fonte: Elaboração própria, com base na DCR da TAESA de dezembro de 2023 (2024)

Tabela 13 – Projeção da depreciação e amortização

(R\$ mil)	2024	2025	2026	Projetado						
				2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Depreciação e Amortização</b>	(133.072)	(125.922)	(122.566)	(119.312)	(116.155)	(113.092)	(110.120)	(107.237)	(104.438)	(101.721)
	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>	<b>2040</b>	<b>2041</b>	<b>2042</b>	<b>2043</b>
<b>Depreciação e Amortização</b>	(99.083)	(96.521)	(94.034)	(91.617)	(89.270)	(86.989)	(84.773)	(82.619)	(80.525)	(78.490)
	<b>2044</b>	<b>2045</b>	<b>2046</b>	<b>2047</b>	<b>2048</b>	<b>2049</b>	<b>2050</b>	<b>2051</b>	<b>2052</b>	<b>2053</b>
<b>Depreciação e Amortização</b>	(76.511)	(74.587)	(72.716)	(70.896)	(69.126)	(67.404)	(65.728)	(64.098)	(62.511)	(60.967)

Fonte: Elaboração própria (2024)

#### 4.2.2.5 Imposto de Renda e Contribuição Social

Conforme indicado na demonstração contábil de dezembro de 2023, a TAESA detém direitos a benefícios fiscais concedidos pela Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia - SUDAM e/ou pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE. Esses benefícios traduzem-se em uma redução de 75% do imposto de renda devido na operação das concessões de transmissão.

A legislação estabelece que as empresas que adotam o regime tributário calculado com base no lucro real<sup>22</sup>, como é o caso da TAESA, estão sujeitas a uma alíquota do imposto de renda de 15%, acrescida de um adicional de 10%, aplicado sobre o lucro tributável que ultrapassa R\$ 240 mil. Adicionalmente, a contribuição social para essas empresas é fixada em 9%. No entanto, tendo em vista que a empresa possui benefícios fiscais, essas porcentagens sofrerão variações.

Devido à incerteza sobre a aplicação desses benefícios fiscais, para a projeção dessa conta, foi utilizada a média de sua proporção histórica com relação ao EBT (lucro antes dos impostos), de forma a assegurar a consistência dessas alíquotas ao longo do período. Como resultado da premissa adotada, a tabela 14 resume a projeção do IR e CSLL:

Tabela 14 – Projeção do IR e CSLL

(R\$ mil)	Projetado									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
= EBT	2.872.018	2.992.910	3.114.508	3.240.502	3.371.067	3.506.384	3.646.642	2.618.582	2.722.376	2.573.293
IR e CSLL	(48.792)	(50.846)	(52.912)	(55.052)	(57.270)	(59.569)	(61.952)	(44.486)	(46.250)	(43.717)
	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
= EBT	2.674.308	2.742.651	2.454.328	2.438.707	2.532.895	2.581.492	2.680.637	2.783.244	2.889.445	2.989.105
IR e CSLL	(45.433)	(46.594)	(41.696)	(41.431)	(43.031)	(43.856)	(45.541)	(47.284)	(49.088)	(50.781)
	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
= EBT	2.894.730	2.972.142	3.085.057	3.054.687	2.688.488	2.792.342	2.750.815	2.856.329	2.965.635	2.700.714
IR e CSLL	(49.178)	(50.493)	(52.411)	(51.895)	(45.674)	(47.438)	(46.733)	(48.525)	(50.382)	(45.882)

Fonte: Elaboração própria (2024)

#### 4.2.3 Projeção do fluxo de caixa

Neste tópico, é realizada a projeção do fluxo de caixa da empresa, que possui como conta de partida o EBIT (lucro antes dos juros e impostos). A partir dessa linha são descontados o IR/CSLL e os investimentos em imobilizado e intangíveis, acrescidas a depreciação, amortização e a variação do capital de giro, resultando no fluxo de caixa livre da empresa.

<sup>22</sup> A Lei 9.718/1998, art. 14, de 27 de novembro de 1998, define os critérios que reconhecem as pessoas jurídicas que são obrigadas à apuração do lucro real.

#### 4.2.3.1 Investimentos em imobilizados e intangíveis

Os investimentos em imobilizados e intangíveis foram projetados de forma a assegurar as operações da empresa, através da reposição da depreciação e amortização sofrida por esses ativos atuais da empresa. Não foram considerados novos investimentos por conta da premissa de que a empresa encerrará suas operações quando houver a cessão do último contrato da concessão em 2053. Assim, os valores projetados para essa conta são os mesmos relacionados à conta de depreciação e amortização já projetados na seção anterior.

#### 4.2.3.2 Capital de giro

Outra conta utilizada que possui efeito no fluxo da empresa é o capital de giro. O capital de giro refere-se aos recursos financeiros necessários para sustentar as operações diárias da empresa, garantindo que ela possa cumprir suas obrigações e manter suas atividades, o que representa entradas e saídas em seu caixa. O cálculo dessa projeção se baseou na relação entre as contas que sustentam as atividades operacionais da empresa, as quantidades de dias do ano (365 dias) e as contas de resultado. Ao associar uma conta do balanço patrimonial a uma conta de resultado (*driver*), pretende-se estimar suas quantias de entrada e saída de caixa em certo período. Assim, as contas consideradas no capital de giro e seus respectivos *drivers* são:

- a) Duplicatas a receber: O *driver* utilizado para basear o giro dessa conta foi a receita líquida, uma vez que as duplicatas a receber estão diretamente relacionadas ao refletir as vendas que foram reconhecidas contabilmente como receitas, mas cujo pagamento integral ainda não foi recebido.
- b) Outras contas a receber e outros ativos: Assim como o item anterior, o *driver* utilizado foi a receita líquida. Essa conta está associada à receita líquida ao refletir valores pendentes de pagamento relacionados a transações diversas, contribuindo para a receita da empresa, mas ainda não integralmente realizada.
- c) Obrigações sociais e tributárias: As obrigações sociais e tributárias, como encargos sociais e impostos sobre a folha de pagamento, estão associadas às linhas de custos e despesas na DRE, pois refletem custos relacionados à mão de obra.
- d) Fornecedores e outras contas a pagar: Essas contas estão associadas às linhas de custos e despesas da DRE, tendo em vista que representa gastos em aquisição de bens ou serviços necessários para a empresa.

- e) Taxas regulamentares: Para a projeção dessa conta foi utilizado como *driver* as linhas de custos e despesas, por representarem encargos obrigatórios impostos por regulamentações governamentais.

#### 4.2.4 Enterprise Value e Equity Value

De acordo com os pontos elucidados, o quadro a seguir apresenta as projeções realizadas para a obtenção no fluxo de caixa livre da empresa:

Tabela 15 – Projeção da DRE e Fluxo de caixa

(R\$ mil)	Projetado									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>EBIT</b>	<b>2.872.018</b>	<b>2.992.910</b>	<b>3.114.508</b>	<b>3.240.502</b>	<b>3.371.067</b>	<b>3.506.384</b>	<b>3.646.642</b>	<b>2.618.582</b>	<b>2.722.376</b>	<b>2.573.293</b>
(-) Investimentos em Imobilizados e Intangíveis	(132.947)	(125.806)	(122.453)	(119.202)	(116.049)	(112.990)	(110.022)	(107.141)	(104.345)	(101.631)
(+) Depreciação e amortização	132.947	125.806	122.453	119.202	116.049	112.990	110.022	107.141	104.345	101.631
(-) Imposto de Renda	(48.792)	(50.846)	(52.912)	(55.052)	(57.270)	(59.569)	(61.952)	(44.486)	(46.250)	(43.717)
(+/-)Variação do Capital de Giro	383.669	32.737	(54.024)	47.968	68.818	25.203	22.824	(376.477)	26.160	(70.723)
<b>= Fluxo de caixa livre da empresa</b>	<b>3.206.895</b>	<b>2.974.801</b>	<b>3.007.573</b>	<b>3.233.418</b>	<b>3.382.615</b>	<b>3.472.018</b>	<b>3.607.514</b>	<b>2.197.619</b>	<b>2.702.287</b>	<b>2.458.853</b>
	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>	<b>2040</b>	<b>2041</b>	<b>2042</b>	<b>2043</b>
<b>EBIT</b>	<b>2.674.308</b>	<b>2.742.651</b>	<b>2.454.328</b>	<b>2.438.707</b>	<b>2.532.895</b>	<b>2.581.492</b>	<b>2.680.637</b>	<b>2.783.244</b>	<b>2.889.445</b>	<b>2.989.105</b>
(-) Investimentos em Imobilizados e Intangíveis	(98.996)	(96.438)	(93.953)	(91.539)	(89.194)	(86.916)	(84.702)	(82.550)	(80.459)	(78.426)
(+) Depreciação e amortização	98.996	96.438	93.953	91.539	89.194	86.916	84.702	82.550	80.459	78.426
(-) Imposto de Renda	(45.433)	(46.594)	(41.696)	(41.431)	(43.031)	(43.856)	(45.541)	(47.284)	(49.088)	(50.781)
(+/-)Variação do Capital de Giro	20.287	9.957	(121.353)	(24.010)	15.129	(1.617)	15.577	16.035	16.634	13.564
<b>= Fluxo de caixa livre da empresa</b>	<b>2.649.162</b>	<b>2.706.014</b>	<b>2.291.280</b>	<b>2.373.267</b>	<b>2.504.993</b>	<b>2.536.019</b>	<b>2.650.673</b>	<b>2.751.995</b>	<b>2.856.991</b>	<b>2.951.888</b>
	<b>2044</b>	<b>2045</b>	<b>2046</b>	<b>2047</b>	<b>2048</b>	<b>2049</b>	<b>2050</b>	<b>2051</b>	<b>2052</b>	<b>2053</b>
<b>EBIT</b>	<b>2.894.730</b>	<b>2.972.142</b>	<b>3.085.057</b>	<b>3.054.687</b>	<b>2.688.488</b>	<b>2.792.342</b>	<b>2.750.815</b>	<b>2.856.329</b>	<b>2.965.635</b>	<b>2.700.714</b>
(-) Investimentos em Imobilizados e Intangíveis	(76.449)	(74.527)	(72.658)	(70.840)	(69.072)	(67.351)	(65.678)	(64.049)	(62.464)	(60.921)
(+) Depreciação e amortização	76.449	74.527	72.658	70.840	69.072	67.351	65.678	64.049	62.464	60.921
(-) Imposto de Renda	(49.178)	(50.493)	(52.411)	(51.895)	(45.674)	(47.438)	(46.733)	(48.525)	(50.382)	(45.882)
(+/-)Variação do Capital de Giro	(55.493)	4.318	15.963	(34.905)	(152.398)	10.678	(40.578)	9.479	9.787	(119.757)
<b>= Fluxo de caixa livre da empresa</b>	<b>2.790.060</b>	<b>2.925.967</b>	<b>3.048.609</b>	<b>2.967.887</b>	<b>2.490.416</b>	<b>2.755.582</b>	<b>2.663.504</b>	<b>2.817.283</b>	<b>2.925.040</b>	<b>2.535.075</b>

Fonte: Elaboração própria (2024)

A companhia não possui variações em sua remuneração ao longo do ano devido ao seu modelo de contrato de concessão. Isso indica que seu fluxo financeiro é relativamente estável, por isso, para descontar os fluxos, foi utilizada a meia taxa de desconto (conforme elucidado no tópico 3.3.). Assaf Neto (2017) explica que “o valor da empresa é calculado pelo valor presente dos fluxos operacionais de caixa da empresa”. Logo, descontando os fluxos de caixa apresentados no quadro anterior à taxa encontrada de 8,9%, encontra-se o valor operacional da empresa (*enterprise value*) de R\$ 31,5 bilhões aproximadamente.

A ANEEL está sujeita a pagar indenização, referente ao valor dos ativos fixos que não foram depreciados até o final do contrato de concessão, à empresa concessionária. De forma a capturar esse efeito, foi realizado, de forma simplificada, um cálculo para encontrar o valor dessa indenização. Para isso, foram utilizados os valores residuais dos ativos imobilizados e intangíveis vinculados à operação no último ano de projeção (2053), corrigidos pela inflação e trazidos a valor presente, resultando em um valor de R\$ 583.145.

Para encontrar o valor da empresa na visão do acionista (*equity value*), é necessário descontar do *enterprise value* a parcela do fluxo que é destinada aos credores, ou seja, a dívida da empresa líquida de seu caixa na data base de análise. O método do fluxo de caixa descontado considera apenas os ativos que geram benefícios operacionais de caixa, assim, os seguintes elementos não operacionais são avaliados separadamente e incorporados no valor da empresa (Assaf Neto, 2017):

- Ativos não operacionais: Depósitos judiciais.
- Passivos não operacionais: Provisão para riscos trabalhistas e Obrigações Especiais.

Logo, os valores operacional e econômico encontrados são de R\$ 32,1 e de R\$ 24,6 bilhões, respectivamente, conforme o quadro a seguir:

Tabela 16 – Valores Operacional e Econômico da TAESA

	(R\$ mil)
FCD a Valor Presente	31.494.180
(+) Valor Residual (Indenização)	583.145
(+) Ativos não operacionais	51.257
(-) Passivos não operacionais	(69.922)
<b>Valor Operacional da Empresa</b>	<b>32.058.660</b>
(-) Endividamento líquido	(7.450.500)
<b>Valor Econômico da Empresa</b>	<b>24.608.160</b>

Fonte: Elaboração própria (2024)

### 4.3 VALUATION ESTOCÁSTICO DA TAESA

Através deste tópico, objetiva-se a criação de uma abordagem de avaliação que incorpora a aleatoriedade ou incerteza nos cálculos. Isso pode ser aplicado, por exemplo, em situações em que as variáveis utilizadas em um modelo de avaliação são consideradas como variáveis estocásticas, ou seja, sujeitas a variações aleatórias ao longo do tempo como: inflação, câmbio, custo de capital, condições socioeconômicas, ambientais, políticas, dentre outras.

Uma das variáveis que podem afetar o valor de uma empresa transmissora de energia é a qualidade de seu serviço de transmissão. Essa qualidade é refletida na receita da empresa através de um mecanismo determinado pela resolução normativa nº 270/2007 da ANEEL denominado Parcela Variável (PV). Esse mecanismo visa penalizar a concessionária em casos de indisponibilidades das linhas de transmissão, instalações e equipamentos que operam conjuntamente para a prestação desse serviço, chamados de Função Transmissão (FT) (ANEEL, 2020).

De acordo com a ANEEL (2020), podem ocorrer os seguintes tipos de parcela variável:

- a) Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação (PVA): A PVA é aplicada a uma instalação de transmissão (FT) quando há um atraso em sua entrada em operação. Isso significa que, se uma instalação não entrar em operação na data prevista, a concessionária responsável será penalizada com um desconto na sua remuneração mensal.
- b) Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI): A PVI é aplicada a uma FT quando ocorrer um desligamento programado ou qualquer outro tipo de desligamento que cause indisponibilidade da instalação. Isso inclui situações planejadas, como manutenções programadas, bem como desligamentos inesperados que afetam a continuidade do serviço.
- c) Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) para Instalações Assistidas Remotamente: A PVI também é aplicada a uma FT assistida remotamente, sob as mesmas condições que os outros desligamentos, desde que a instalação permaneça energizada, mas não seja possível utilizar seus equipamentos para manobras ou operações. Isso cobre situações onde, apesar de a instalação estar tecnicamente em operação, suas funcionalidades estão comprometidas.
- d) Parcela Variável por Indisponibilidade da FT Conversora (PVC): A PVC é aplicada quando ocorrem falhas ou interrupções específicas em instalações conversoras de energia.
- e) Parcela Variável por Restrição Operativa (PVRO): A PVRO é aplicada quando há uma restrição na capacidade operativa de uma FT. Isso ocorre quando a instalação está em funcionamento, mas não pode operar em sua capacidade total, seja por limitações técnicas,

manutenções parciais ou outras razões que reduzem sua eficiência operacional.

Além desses pontos, é importante mencionar que se uma FT é composta por instalações que estão sob a responsabilidade de mais de uma concessionária, o desconto correspondente à parcela variável será aplicado apenas à parte da receita associada às instalações da concessionária responsável pelo evento que causou o desconto. Isso significa que, se um problema em uma parte específica da FT for atribuível a uma única concessionária, apenas essa concessionária será penalizada financeiramente.

Em resumo, A PV é uma quantia deduzida do Pagamento Base devido à diminuição da qualidade do serviço prestado por uma FT, refletindo penalidades aplicadas quando a disponibilidade ou desempenho da instalação não atende aos padrões exigidos. O Pagamento Base (PB), por sua vez, corresponde a uma parcela equivalente ao duodécimo da Receita Anual Permitida (RAP), associada à plena disponibilização das Instalações de Transmissão que compõem uma Função Transmissão (FT). (ANEEL, 2020).

Dada a relevância do impacto da Parcela Variável para a lucratividade da empresa, a mesma será utilizada como uma variável-chave na criação de estados com a cadeia de Markov para estimar qual será o valor de mercado da TAESA ao incorporar no modelo possíveis variações na receita devido às indisponibilidades nas instalações. Ou seja, serão refletidas no *valuation* as flutuações da performance operacional da empresa, dada a qualidade do serviço de transmissão, impactando sua geração de caixa e, conseqüentemente, seu valor de mercado.

Para encontrar os valores operacional e econômico estocásticos da empresa, são necessários os seguintes passos:

1. Definir os estados e seus impactos na empresa;
2. Definir as probabilidades de transição entre os estados; e
3. Refletir os impactos e probabilidades no *valuation* base para encontrar os valores operacional e econômico da empresa.

#### **4.3.1 Construção de estados**

Para estruturar o *valuation* estocástico, foram assumidos estados fictícios de indisponibilidade de transmissão e probabilidades de transição entre eles. Quanto maior a indisponibilidade, maior o risco de multas e redução de receita, o que impacta negativamente o valor da empresa. Conforme comentado anteriormente, a metodologia de cálculo disposta no Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) acordado entre o Operador Nacional

do Sistema Elétrico (ONS) e a TAESA explicita que:

A parcela referente ao desconto anual por indisponibilidade não poderá ultrapassar 12,5% da receita anual de operação, manutenção e construção da transmissora, relativa ao período contínuo de 12 meses anteriores ao mês da ocorrência da indisponibilidade, inclusive esse mês. Caso seja ultrapassado o limite supracitado, a transmissora estará sujeita à penalidade de multa, aplicada pela ANEEL nos termos da Resolução nº 318, de 6 de outubro de 1998, no valor máximo por infração incorrida de 2% do valor do faturamento anual de operação, manutenção e construção dos últimos 12 meses anteriores à lavratura do auto de infração (TAESA, 2020).

A indisponibilidade da transmissão resulta em descontos na receita, que a empresa receberia pelos serviços de operação, manutenção e construção. O trecho acima especifica que esses descontos não podem ultrapassar 12,5% da receita anual da empresa. Esse fator pode ser considerado ao calcular os fluxos de caixa futuros, pois uma alta indisponibilidade pode reduzir significativamente a receita operacional.

Adicionalmente, se a empresa ultrapassar o limite de 12,5% de desconto por indisponibilidade, ela estará sujeita a uma multa de até 2% do faturamento anual. Esse é um custo adicional que pode reduzir a lucratividade da empresa e, conseqüentemente, seu valor. Portanto, as penalidades são também um fator a ser modelado.

Em suma, a proposta é modelar a indisponibilidade como uma variável aleatória que afeta a receita através dos percentuais de parcela variável e de multa aplicados conforme o estado. Por exemplo, o estado onde a indisponibilidade é baixa terá um menor valor de parcela variável e não terá multas. Por outro lado, haverá maiores valores de parcela variável e de multas conforme o nível de indisponibilidade de cada estado aumente. Esses diferentes estados, juntamente com probabilidades de transição entre eles, ajudarão a criar uma distribuição de possíveis valores para a empresa.

Apesar de não ter sido possível adquirir informações acerca dos valores da parcela variável conforme a disponibilidade de transmissão, seja da TAESA ou de outras empresas do mesmo segmento, sabe-se, através de seus demonstrativos e comunicados aos stakeholders, que a mesma possui histórico de compromisso com a qualidade do serviço prestado, ou seja, alta disponibilidade de suas linhas de transmissão. Dessa forma, foi inferido, para um estado fictício de alta disponibilidade, um valor de parcela variável referente à média dos últimos 3 anos da TAESA.

Os estados e os respectivos impactos assumidos foram:

a) Estado 1 – Alta Disponibilidade (AD): Estado base do modelo de avaliação. Neste estado é considerado o histórico de parcela variável de 3 anos da TAESA de 1,32% sobre a



RAP.

b) Estado 2 – Média Disponibilidade (MD): Estado em que a empresa sofre alguns desligamentos inesperados, por conta, por exemplo de eventos climáticos. Neste estado é considerada a parcela variável de 6,9% sobre a RAP, que se trata da média entre o máximo de PV (12,5%) que pode ser deduzido anualmente e o histórico da TAESA.

c) Estado 3 – Falha Crítica (FC): Estado em que a empresa sofre falhas críticas graves que afetam de forma intensa a transmissão de energia, assim, é assumido que será aplicada a maior porcentagem permitida de parcela variável (12,5%), além da aplicação de multa de 2% sobre a RAP.

d) Estado 4 – Recuperação (RE): Estado em que a empresa está se recuperando de algum evento crítico. É assumido que neste estado a empresa ainda tem problemas para prestar seus serviços, porém, está em processo de recuperação dessas falhas, o que significa que a transmissão não está indo bem, porém as medidas são suficientes para que não seja ultrapassado o limite de desconto de 12,5%. Assim, será aplicada a parcela variável de 12,5% sobre a RAP.

#### 4.3.2 Probabilidades de transição

Após a determinação dos estados e de seus impactos, são definidas as probabilidades de transição entre eles. O *valuation* descrito no capítulo anterior foi realizado a partir de um cenário hipotético em que todo ano a TAESA operará apenas no estado de Alta Disponibilidade, em outras palavras, é o único estado que irá ocorrer e, assim, assumirá a probabilidade de ocorrência de 100%. A este cenário, será dado o nome de Cenário Base, que é de onde partirá o primeiro ano de projeção dos demais cenários estudados (2024). Neste cenário, as transições de estado são representadas pela seguinte matriz:

Figura 15 – Matriz de probabilidade de transição do Cenário Base

Estado	AD	MD	FC	RE
AD	100%	0%	0%	0%
MD	100%	0%	0%	0%
FC	100%	0%	0%	0%
RE	100%	0%	0%	0%

Fonte: Elaboração própria (2024)

As probabilidades de transição entre os estados para os demais cenários foram definidas

com base em uma abordagem subjetiva. Neste estudo, foram considerados dois cenários para serem comparados ao Cenário Base: Cenário Estocástico Conservador e Cenário Estocástico Pessimista.

#### 4.3.2.1 Cenário Estocástico Conservador

Para este cenário, foi presumido que, por conta de sua solidez no mercado, a TAESA tem maior probabilidade de permanecer com alta disponibilidade, porém não pode ser descartada a probabilidade de ocorrer outros estados. Logo, há probabilidade de haver falhas críticas na empresa, porém são menores do que ocorrer alguns desligamentos inesperados. Este cenário foi denominado de conservador pelo fato de possuir uma aderência maior à realidade do que o Cenário Base, uma vez que é mais comum de ocorrer uma transição entre demais cenários além do de Alta Disponibilidade.

No caso de a empresa atingir o estado de falha crítica, foi adotada que se a empresa não fizer nada, ela vai continuar neste estado. Porém, o mais lógico é que, ao se deparar com essa dificuldade, é que a empresa entre em estado de recuperação, por isso, foi assumida a probabilidade de 90% de que a empresa tomará ações restauradoras.

Foi assumido, arbitrariamente que, ao entrar em recuperação, a empresa visa restaurar o máximo de danos possíveis, de forma que o maior objetivo é alcançar o patamar de alta disponibilidade. Com isso em mente, a maior probabilidade é de que a empresa retorne ao seu nível de atividade normal. Porém, não se pode descartar de que os reparos não sejam suficientes, então ocorrerão os demais estados, porém, com menores chances. A probabilidade de transição entre estados consta na matriz a seguir:

Figura 16 – Matriz de probabilidade de transição do Cenário Estocástico Conservador

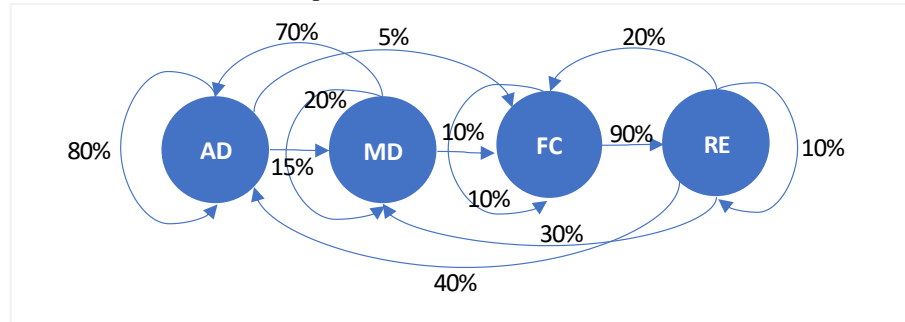
Estado	AD	MD	FC	RE
AD	80%	15%	5%	0%
MD	70%	20%	10%	0%
FC	0%	0%	10%	90%
RE	40%	30%	20%	10%

Fonte: Elaboração própria (2024)

Essa matriz informa, por exemplo, que a probabilidade da empresa sair do estado de alta disponibilidade para de média é de 15%. Caso a empresa esteja no estado de recuperação, há a probabilidade de 40% que ela retorne ao estado de alta disponibilidade. Um outro meio para

visualizar a transição dos estados está representado na figura a seguir:

Figura 17 – Cadeias de Markov para o caso do *valuation* estocástico conservador da TAESA



Fonte: Elaboração própria (2024)

#### 4.3.2.2 Cenário Estocástico Pessimista

Novas avaliações podem ser realizadas, tanto ampliando o número de estados com diferentes variáveis econômicas e operacionais quanto ajustando as probabilidades de ocorrência de cada um. O site institucional da TAESA ressalta que a empresa possui riscos associados a questões climáticas. As emissões de gases de efeito estufa estão alterando o clima global, o que causam aumento da temperatura, do nível dos oceanos e mudanças no regime hidrológico e dos ventos, o que afeta a produtividade da empresa. Além disso, as mudanças climáticas intensificam eventos climáticos extremos, como chuvas intensas e rajadas de vento, o que pode causar danos à infraestrutura de transmissão de energia e consequente redução da disponibilidade do sistema.

Assim, será retratado neste cenário, que as estruturas de transmissão da TAESA são suscetíveis a eventos climáticos extremamente danosos e, que, além disso, os mecanismos para mitigar as falhas críticas fossem ineficientes. Assim, podemos assumir probabilidades diferentes do cenário anterior para a ocorrência de cada um dos estados, conforme matriz a seguir:

Figura 18 – Matriz de probabilidade de transição do Cenário Estocástico Pessimista

Estado	AD	MD	FC	RE
AD	50%	30%	20%	0%
MD	50%	30%	20%	0%
FC	0%	0%	40%	60%
RE	25%	25%	25%	25%

Fonte: Elaboração própria (2024)

Neste cenário, há a redução na probabilidade de alta disponibilidade, enquanto que os demais estados ganham “maior peso”. Nota-se que todos os estados possuem alguma probabilidade de transitar para o estado de Falha Crítica, além disso, o estado de Recuperação tem uma probabilidade menor em retornar ao estado de Alta Disponibilidade. Esses fatores contribuem, de forma negativa, na Receita Bruta da empresa, ao aumentar o valor da Parcela Variável.

### 4.3.3 Projeção do *valuation* estocástico

A relação entre os estados apresentados e suas respectivas probabilidades de transição formam a nova linha de Parcela Variável na DRE da empresa. Primeiramente, é necessário determinar as probabilidades de cada estado em cada ano da projeção. O ano-base (2023) é o ponto de partida para calcular as probabilidades dos anos posteriores, dessa forma, tem a probabilidade de 100% de estar em alta disponibilidade.

Para calcular a probabilidade de ocorrência de cada um dos estados no ano de 2024, a matriz de probabilidade de 2023 é multiplicada pela matriz de transição explicitada anteriormente. Por conseguinte, a matriz de probabilidade de 2025 é calculada através da multiplicação entre a matriz de probabilidade de 2024 e a matriz de transição. Essas operações foram realizadas, ano a ano, para encontrar todas as matrizes de probabilidade até 2053. A figura 19 ilustra o processo descrito para o Cenário Estocástico Conservador e a figura 20 para o Cenário Estocástico Pessimista:

Figura 19 – Probabilidade de ocorrência dos estados em 2024-2025 (Cenário Estocástico Conservador)

Probabilidade de ocorrência <b>2023</b> (Ano base)	Matriz de transição entre estados	Probabilidade de ocorrência <b>2024</b>																																				
<table border="1" style="border-collapse: collapse; width: 100%;"> <tr><th>AD</th><th>MD</th><th>FC</th><th>RE</th></tr> <tr><td>100%</td><td>0%</td><td>0%</td><td>0%</td></tr> </table>	AD	MD	FC	RE	100%	0%	0%	0%	<table border="1" style="border-collapse: collapse; width: 100%;"> <tr><th>AD</th><th>MD</th><th>FC</th><th>RE</th></tr> <tr><td>80%</td><td>15%</td><td>5%</td><td>0%</td></tr> <tr><td>70%</td><td>20%</td><td>10%</td><td>0%</td></tr> <tr><td>0%</td><td>0%</td><td>10%</td><td>90%</td></tr> <tr><td>40%</td><td>30%</td><td>20%</td><td>10%</td></tr> </table>	AD	MD	FC	RE	80%	15%	5%	0%	70%	20%	10%	0%	0%	0%	10%	90%	40%	30%	20%	10%	<table border="1" style="border-collapse: collapse; width: 100%;"> <tr><th>AD</th><th>MD</th><th>FC</th><th>RE</th></tr> <tr><td>80%</td><td>15%</td><td>5%</td><td>0%</td></tr> </table>	AD	MD	FC	RE	80%	15%	5%	0%
AD	MD	FC	RE																																			
100%	0%	0%	0%																																			
AD	MD	FC	RE																																			
80%	15%	5%	0%																																			
70%	20%	10%	0%																																			
0%	0%	10%	90%																																			
40%	30%	20%	10%																																			
AD	MD	FC	RE																																			
80%	15%	5%	0%																																			
$\times$																																						
$=$																																						
Probabilidade de ocorrência <b>2024</b>	Matriz de transição entre estados	Probabilidade de ocorrência <b>2025</b>																																				
<table border="1" style="border-collapse: collapse; width: 100%;"> <tr><th>AD</th><th>MD</th><th>FC</th><th>RE</th></tr> <tr><td>80%</td><td>15%</td><td>5%</td><td>0%</td></tr> </table>	AD	MD	FC	RE	80%	15%	5%	0%	<table border="1" style="border-collapse: collapse; width: 100%;"> <tr><th>AD</th><th>MD</th><th>FC</th><th>RE</th></tr> <tr><td>80%</td><td>15%</td><td>5%</td><td>0%</td></tr> <tr><td>70%</td><td>20%</td><td>10%</td><td>0%</td></tr> <tr><td>0%</td><td>0%</td><td>10%</td><td>90%</td></tr> <tr><td>40%</td><td>30%</td><td>20%</td><td>10%</td></tr> </table>	AD	MD	FC	RE	80%	15%	5%	0%	70%	20%	10%	0%	0%	0%	10%	90%	40%	30%	20%	10%	<table border="1" style="border-collapse: collapse; width: 100%;"> <tr><th>AD</th><th>MD</th><th>FC</th><th>RE</th></tr> <tr><td>75%</td><td>15%</td><td>6%</td><td>5%</td></tr> </table>	AD	MD	FC	RE	75%	15%	6%	5%
AD	MD	FC	RE																																			
80%	15%	5%	0%																																			
AD	MD	FC	RE																																			
80%	15%	5%	0%																																			
70%	20%	10%	0%																																			
0%	0%	10%	90%																																			
40%	30%	20%	10%																																			
AD	MD	FC	RE																																			
75%	15%	6%	5%																																			
$\times$																																						
$=$																																						

Fonte: Elaboração própria (2024)

Figura 20 – Probabilidade de ocorrência dos estados em 2024-2025 (Cenário Estocástico Pessimista)

Probabilidade de ocorrência <b>2023</b> (Ano base)	Matriz de transição entre estados	Probabilidade de ocorrência <b>2024</b>																																				
<table border="1" style="border-collapse: collapse; width: 100%;"> <tr><th>AD</th><th>MD</th><th>FC</th><th>RE</th></tr> <tr><td>100%</td><td>0%</td><td>0%</td><td>0%</td></tr> </table>	AD	MD	FC	RE	100%	0%	0%	0%	<table border="1" style="border-collapse: collapse; width: 100%;"> <tr><th>AD</th><th>MD</th><th>FC</th><th>RE</th></tr> <tr><td>50%</td><td>30%</td><td>20%</td><td>0%</td></tr> <tr><td>50%</td><td>30%</td><td>20%</td><td>0%</td></tr> <tr><td>0%</td><td>0%</td><td>40%</td><td>60%</td></tr> <tr><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td></tr> </table>	AD	MD	FC	RE	50%	30%	20%	0%	50%	30%	20%	0%	0%	0%	40%	60%	25%	25%	25%	25%	<table border="1" style="border-collapse: collapse; width: 100%;"> <tr><th>AD</th><th>MD</th><th>FC</th><th>RE</th></tr> <tr><td>50%</td><td>30%</td><td>20%</td><td>0%</td></tr> </table>	AD	MD	FC	RE	50%	30%	20%	0%
AD	MD	FC	RE																																			
100%	0%	0%	0%																																			
AD	MD	FC	RE																																			
50%	30%	20%	0%																																			
50%	30%	20%	0%																																			
0%	0%	40%	60%																																			
25%	25%	25%	25%																																			
AD	MD	FC	RE																																			
50%	30%	20%	0%																																			
$\times$																																						
$=$																																						
Probabilidade de ocorrência <b>2024</b>	Matriz de transição entre estados	Probabilidade de ocorrência <b>2025</b>																																				
<table border="1" style="border-collapse: collapse; width: 100%;"> <tr><th>AD</th><th>MD</th><th>FC</th><th>RE</th></tr> <tr><td>50%</td><td>30%</td><td>20%</td><td>0%</td></tr> </table>	AD	MD	FC	RE	50%	30%	20%	0%	<table border="1" style="border-collapse: collapse; width: 100%;"> <tr><th>AD</th><th>MD</th><th>FC</th><th>RE</th></tr> <tr><td>50%</td><td>30%</td><td>20%</td><td>0%</td></tr> <tr><td>50%</td><td>30%</td><td>20%</td><td>0%</td></tr> <tr><td>0%</td><td>0%</td><td>40%</td><td>60%</td></tr> <tr><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td></tr> </table>	AD	MD	FC	RE	50%	30%	20%	0%	50%	30%	20%	0%	0%	0%	40%	60%	25%	25%	25%	25%	<table border="1" style="border-collapse: collapse; width: 100%;"> <tr><th>AD</th><th>MD</th><th>FC</th><th>RE</th></tr> <tr><td>40%</td><td>24%</td><td>24%</td><td>12%</td></tr> </table>	AD	MD	FC	RE	40%	24%	24%	12%
AD	MD	FC	RE																																			
50%	30%	20%	0%																																			
AD	MD	FC	RE																																			
50%	30%	20%	0%																																			
50%	30%	20%	0%																																			
0%	0%	40%	60%																																			
25%	25%	25%	25%																																			
AD	MD	FC	RE																																			
40%	24%	24%	12%																																			

Fonte: Elaboração própria (2024)

Por exemplo, no Cenário Estocástico Conservador, em 2024, há a probabilidade de 80% que a empresa continue no estado de alta disponibilidade, de 15% que esteja de média disponibilidade e de 5% que apresente falha crítica. Porém, em 2025, a probabilidade de que esteja no estado de alta disponibilidade cai para 75%, e já apresenta uma probabilidade de 5% de que ela esteja em processo de recuperação. A partir de 2028, as probabilidades de ocorrência dos estados se estabilizam, sendo de 70% para alta disponibilidade, de 16% para média e de 7% tanto para falha crítica quanto para em recuperação.

Posteriormente, são calculados os percentuais anuais novos de PV através da média ponderada entre as probabilidades de ocorrência e os percentuais anuais sobre a RAP de cada estado. Os percentuais encontrados através dessa operação são aplicados sobre os valores da RAP mensurados pelo *valuation* do Cenário Base e, dessa forma, são obtidos os novos valores da PV e, conseqüentemente, da Receita Bruta. Importante ressaltar que os valores utilizados nas matrizes de probabilidade podem ser refinados conforme a disponibilidade de dados históricos pela empresa.

#### 4.3.3.1 *Valuation* do Cenário Estocástico Conservador

O propósito desta análise está em verificar o impacto da Parcela Variável no *valuation* da empresa. Assim, houve impacto nos valores projetados das demais linhas, conforme tabela a seguir:

Tabela 17 – Projeção do Cenário Estocástico Conservador

(R\$ mil)	Projetado									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Receita Bruta</b>	<b>3.079.801</b>	<b>3.176.573</b>	<b>3.288.110</b>	<b>3.408.601</b>	<b>3.536.044</b>	<b>3.669.433</b>	<b>3.808.434</b>	<b>2.367.037</b>	<b>2.453.828</b>	<b>2.197.133</b>
RAP	3.149.469	3.268.896	3.393.065	3.521.969	3.655.792	3.794.720	3.938.950	2.448.294	2.538.129	2.272.642
Parcela variável	(88.771)	(112.150)	(125.536)	(134.732)	(141.923)	(148.305)	(154.409)	(96.107)	(99.697)	(89.294)
<i>Parcela variável</i>	-2,8%	-3,4%	-3,7%	-3,8%	-3,9%	-3,9%	-3,9%	-3,9%	-3,9%	-3,9%
Outras receitas	19.104	19.828	20.581	21.363	22.175	23.017	23.892	14.851	15.395	13.785
<b>Deduções</b>	<b>(415.544)</b>	<b>(428.601)</b>	<b>(443.650)</b>	<b>(459.907)</b>	<b>(477.102)</b>	<b>(495.100)</b>	<b>(513.855)</b>	<b>(319.374)</b>	<b>(331.084)</b>	<b>(296.449)</b>
PIS e COFINS	(284.882)	(293.833)	(304.150)	(315.296)	(327.084)	(339.423)	(352.280)	(218.951)	(226.979)	(203.235)
ISS	(940)	(970)	(1.004)	(1.041)	(1.080)	(1.121)	(1.163)	(723)	(749)	(671)
ICMS	(70)	(73)	(75)	(78)	(81)	(84)	(87)	(54)	(56)	(50)
RGR, P&D, TSFEE, CDE e PROINFA	(129.651)	(133.725)	(138.420)	(143.493)	(148.858)	(154.473)	(160.325)	(99.646)	(103.299)	(92.493)
<b>Receita líquida</b>	<b>2.664.258</b>	<b>2.747.973</b>	<b>2.844.460</b>	<b>2.948.694</b>	<b>3.058.941</b>	<b>3.174.333</b>	<b>3.294.579</b>	<b>2.047.664</b>	<b>2.122.744</b>	<b>1.900.683</b>
<b>Custos/despesas operacionais</b>	<b>(445.220)</b>	<b>(459.209)</b>	<b>(475.333)</b>	<b>(492.751)</b>	<b>(511.175)</b>	<b>(530.457)</b>	<b>(550.552)</b>	<b>(342.182)</b>	<b>(354.728)</b>	<b>(317.620)</b>
Pessoal e administradores	(290.716)	(299.851)	(310.379)	(321.753)	(333.783)	(346.374)	(359.495)	(223.435)	(231.627)	(207.397)
Material	(8.881)	(9.160)	(9.482)	(9.830)	(10.197)	(10.582)	(10.983)	(6.826)	(7.076)	(6.336)
Serviços de terceiros	(122.045)	(125.880)	(130.300)	(135.075)	(140.125)	(145.411)	(150.919)	(93.800)	(97.239)	(87.067)
Outros custos operacionais	(23.577)	(24.318)	(25.172)	(26.094)	(27.070)	(28.091)	(29.155)	(18.121)	(18.785)	(16.820)
<b>IR e CSLL</b>	<b>(48.215)</b>	<b>(50.002)</b>	<b>(51.924)</b>	<b>(53.973)</b>	<b>(56.125)</b>	<b>(58.368)</b>	<b>(60.700)</b>	<b>(43.707)</b>	<b>(45.440)</b>	<b>(42.992)</b>
<b>= Fluxo de caixa livre da empresa</b>	<b>3.206.895</b>	<b>2.974.801</b>	<b>3.007.573</b>	<b>3.233.418</b>	<b>3.382.615</b>	<b>3.472.018</b>	<b>3.607.514</b>	<b>2.197.619</b>	<b>2.702.287</b>	<b>2.458.853</b>
	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>	<b>2040</b>	<b>2041</b>	<b>2042</b>	<b>2043</b>
<b>Receita Bruta</b>	<b>2.276.620</b>	<b>2.310.047</b>	<b>1.859.466</b>	<b>1.775.359</b>	<b>1.837.496</b>	<b>1.835.773</b>	<b>1.900.025</b>	<b>1.966.526</b>	<b>2.035.354</b>	<b>2.092.714</b>
RAP	2.354.873	2.389.455	1.923.388	1.836.390	1.900.664	1.898.882	1.965.343	2.034.130	2.105.324	2.164.656
Parcela variável	(92.537)	(93.902)	(75.588)	(72.170)	(74.696)	(74.627)	(77.239)	(77.942)	(82.740)	(85.072)
<i>Parcela variável</i>	-3,9%	-3,9%	-3,9%	-3,9%	-3,9%	-3,9%	-3,9%	-3,9%	-3,9%	-3,9%
Outras receitas	14.284	14.494	11.667	11.139	11.529	11.518	11.921	12.338	12.770	13.130
<b>Deduções</b>	<b>(307.174)</b>	<b>(311.684)</b>	<b>(250.889)</b>	<b>(239.541)</b>	<b>(247.925)</b>	<b>(247.693)</b>	<b>(256.362)</b>	<b>(265.334)</b>	<b>(274.621)</b>	<b>(282.360)</b>
PIS e COFINS	(210.587)	(213.679)	(172.001)	(164.221)	(169.968)	(169.809)	(175.752)	(181.904)	(188.270)	(193.576)
ISS	(695)	(705)	(568)	(542)	(561)	(561)	(580)	(601)	(622)	(639)
ICMS	(52)	(53)	(43)	(41)	(42)	(42)	(43)	(45)	(47)	(48)
RGR, P&D, TSFEE, CDE e PROINFA	(95.839)	(97.247)	(78.278)	(74.738)	(77.354)	(77.281)	(79.986)	(82.785)	(85.683)	(88.097)
<b>Receita líquida</b>	<b>1.969.446</b>	<b>1.998.362</b>	<b>1.608.577</b>	<b>1.535.818</b>	<b>1.589.571</b>	<b>1.588.081</b>	<b>1.643.663</b>	<b>1.701.192</b>	<b>1.760.733</b>	<b>1.810.353</b>
<b>Custos/despesas operacionais</b>	<b>(329.111)</b>	<b>(333.943)</b>	<b>(268.807)</b>	<b>(256.648)</b>	<b>(265.631)</b>	<b>(265.381)</b>	<b>(274.670)</b>	<b>(284.283)</b>	<b>(294.233)</b>	<b>(302.525)</b>
Pessoal e administradores	(214.900)	(218.055)	(175.523)	(167.584)	(173.449)	(173.287)	(179.352)	(185.629)	(192.126)	(197.540)
Material	(6.565)	(6.662)	(5.362)	(5.120)	(5.299)	(5.294)	(5.479)	(5.671)	(5.869)	(6.035)
Serviços de terceiros	(90.217)	(91.542)	(73.686)	(70.353)	(72.816)	(72.747)	(75.293)	(77.929)	(80.656)	(82.929)
Outros custos operacionais	(17.428)	(17.684)	(14.235)	(13.591)	(14.067)	(14.054)	(14.545)	(15.055)	(15.581)	(16.021)
<b>IR e CSLL</b>	<b>(44.682)</b>	<b>(45.832)</b>	<b>(41.082)</b>	<b>(40.845)</b>	<b>(42.424)</b>	<b>(43.250)</b>	<b>(44.913)</b>	<b>(46.635)</b>	<b>(48.416)</b>	<b>(50.090)</b>
<b>= Fluxo de caixa livre da empresa</b>	<b>2.649.162</b>	<b>2.706.014</b>	<b>2.291.280</b>	<b>2.373.267</b>	<b>2.504.993</b>	<b>2.536.019</b>	<b>2.650.673</b>	<b>2.751.995</b>	<b>2.856.991</b>	<b>2.951.888</b>
	<b>2044</b>	<b>2045</b>	<b>2046</b>	<b>2047</b>	<b>2048</b>	<b>2049</b>	<b>2050</b>	<b>2051</b>	<b>2052</b>	<b>2053</b>
<b>Receita Bruta</b>	<b>1.885.107</b>	<b>1.906.819</b>	<b>1.973.558</b>	<b>1.843.581</b>	<b>1.256.551</b>	<b>1.301.462</b>	<b>1.146.450</b>	<b>1.186.575</b>	<b>1.228.106</b>	<b>760.018</b>
RAP	1.949.912	1.972.370	2.041.403	1.906.958	1.299.748	1.346.203	1.185.862	1.227.367	1.270.324	786.145
Parcela variável	(76.632)	(77.515)	(80.228)	(74.944)	(51.081)	(52.906)	(46.605)	(48.236)	(49.924)	(30.896)
<i>Parcela variável</i>	-3,9%	-3,9%	-3,9%	-3,9%	-3,9%	-3,9%	-3,9%	-3,9%	-3,9%	-3,9%
Outras receitas	11.828	11.964	12.382	11.567	7.884	8.166	7.193	7.445	7.705	4.768
<b>Deduções</b>	<b>(254.349)</b>	<b>(257.278)</b>	<b>(266.283)</b>	<b>(248.746)</b>	<b>(169.541)</b>	<b>(175.600)</b>	<b>(154.685)</b>	<b>(160.099)</b>	<b>(165.703)</b>	<b>(102.546)</b>
PIS e COFINS	(174.372)	(176.381)	(182.554)	(170.531)	(116.231)	(120.385)	(106.047)	(109.758)	(113.600)	(70.302)
ISS	(576)	(582)	(603)	(563)	(384)	(397)	(350)	(362)	(375)	(232)
ICMS	(43)	(44)	(45)	(42)	(29)	(30)	(26)	(27)	(28)	(17)
RGR, P&D, TSFEE, CDE e PROINFA	(79.358)	(80.272)	(83.081)	(77.610)	(52.897)	(54.788)	(48.262)	(49.952)	(51.700)	(31.995)
<b>Receita líquida</b>	<b>1.630.758</b>	<b>1.649.540</b>	<b>1.707.274</b>	<b>1.594.835</b>	<b>1.087.010</b>	<b>1.125.862</b>	<b>991.764</b>	<b>1.026.476</b>	<b>1.062.403</b>	<b>657.472</b>
<b>Custos/despesas operacionais</b>	<b>(272.513)</b>	<b>(275.652)</b>	<b>(285.300)</b>	<b>(266.510)</b>	<b>(181.648)</b>	<b>(188.141)</b>	<b>(165.732)</b>	<b>(171.533)</b>	<b>(177.536)</b>	<b>(109.869)</b>
Pessoal e administradores	(177.943)	(179.993)	(186.293)	(174.024)	(118.611)	(122.851)	(108.218)	(112.006)	(115.926)	(71.741)
Material	(5.436)	(5.499)	(5.691)	(5.316)	(3.624)	(3.753)	(3.306)	(3.422)	(3.542)	(2.192)
Serviços de terceiros	(74.702)	(75.563)	(78.207)	(73.057)	(49.794)	(51.574)	(45.431)	(47.021)	(48.667)	(30.118)
Outros custos operacionais	(14.431)	(14.598)	(15.108)	(14.113)	(9.619)	(9.963)	(8.777)	(9.084)	(9.402)	(5.818)
<b>IR e CSLL</b>	<b>(48.556)</b>	<b>(49.864)</b>	<b>(51.760)</b>	<b>(51.287)</b>	<b>(45.259)</b>	<b>(47.009)</b>	<b>(46.354)</b>	<b>(48.134)</b>	<b>(49.977)</b>	<b>(45.631)</b>
<b>= Fluxo de caixa livre da empresa</b>	<b>2.790.060</b>	<b>2.925.967</b>	<b>3.048.609</b>	<b>2.967.887</b>	<b>2.490.416</b>	<b>2.755.582</b>	<b>2.663.504</b>	<b>2.817.283</b>	<b>2.925.040</b>	<b>2.535.075</b>

Fonte: Elaboração própria (2024)

O percentual da parcela variável se estabiliza em 3,9% da RAP a partir de 2028. Isso ocorre devido ao fato da probabilidade de estar em alta disponibilidade ser maior do que os demais estados. Mantendo-se as demais variáveis do *valuation* com as premissas constantes, chega-se aos novos valores da empresa:

Tabela 18 – Valores estocásticos da TAESA para o Cenário Estocástico Conservador

	(R\$ mil)
FCD a Valor Presente	30.986.268
(+) Valor Residual (Indenização)	583.145
(+) Ativos não operacionais	51.257
(-) Passivos não operacionais	(69.922)
<b>Valor Operacional da Empresa</b>	<b>31.550.748</b>
(-) Endividamento líquido	(7.450.500)
<b>Valor Econômico da Empresa</b>	<b>24.100.248</b>

Fonte: Elaboração própria (2024)

Devido à incorporação de novos estados na análise, percebe-se que os valores encontrados são menores do que os calculados na avaliação do Cenário Base. Esse efeito ocorre porque a existência da probabilidade de ocorrência dos estados adicionais introduz suposições que impactam negativamente a Receita Bruta da empresa e, conseqüentemente, reduzem seu valor. A inclusão desses estados permite considerar condições de mercado adversas ou limitações operacionais que a empresa pode enfrentar.

#### 4.3.3.2 *Valuation* do Cenário Estocástico Pessimista

Neste cenário, o novo ambiente ao qual a empresa está inserida, ocasiona em problemas de disponibilidade nas redes de transmissão, o que diminui a probabilidade de ela manter seus serviços funcionando plenamente. Além disso, a capacidade limitada da própria empresa em lidar com falhas de forma eficaz, também aumenta tanto as probabilidades de se manter em falha crítica ou em recuperação, caso ela esteja em algum desses estados. Neste exemplo, os valores projetados encontrados são:

Tabela 19 – Projeção do Cenário Estocástico Pessimista

(R\$ mil)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Receita Bruta</b>	<b>2.991.206</b>	<b>3.056.459</b>	<b>3.150.142</b>	<b>3.260.386</b>	<b>3.380.347</b>	<b>3.507.178</b>	<b>3.639.803</b>	<b>2.262.188</b>	<b>2.345.124</b>	<b>2.099.800</b>
RAP	3.149.469	3.268.896	3.393.065	3.521.969	3.655.792	3.794.720	3.938.950	2.448.294	2.538.129	2.272.642
Parcela variável	(177.367)	(232.265)	(263.503)	(282.946)	(297.620)	(310.560)	(323.040)	(200.957)	(208.400)	(186.627)
Parcela variável	-5,6%	-7,1%	-7,8%	-8,0%	-8,1%	-8,2%	-8,2%	-8,2%	-8,2%	-8,2%
Outras receitas	19.104	19.828	20.581	21.363	22.175	23.017	23.892	14.851	15.395	13.785
<b>Deduções</b>	<b>(403.590)</b>	<b>(412.394)</b>	<b>(425.035)</b>	<b>(439.909)</b>	<b>(456.095)</b>	<b>(473.208)</b>	<b>(491.102)</b>	<b>(305.227)</b>	<b>(316.417)</b>	<b>(283.317)</b>
PIS e COFINS	(276.687)	(282.722)	(291.388)	(301.586)	(312.682)	(324.414)	(336.682)	(209.252)	(216.924)	(194.232)
ISS	(913)	(933)	(962)	(996)	(1.032)	(1.071)	(1.111)	(691)	(716)	(641)
ICMS	(68)	(70)	(72)	(75)	(77)	(80)	(83)	(52)	(54)	(48)
RGR, P&D, TSFEE, CDE e PROINFA	(125.922)	(128.668)	(132.612)	(137.253)	(142.303)	(147.643)	(153.226)	(95.232)	(98.723)	(88.396)
<b>Receita Líquida</b>	<b>2.587.616</b>	<b>2.644.065</b>	<b>2.725.108</b>	<b>2.820.477</b>	<b>2.924.252</b>	<b>3.033.971</b>	<b>3.148.701</b>	<b>1.956.961</b>	<b>2.028.707</b>	<b>1.816.484</b>
<b>Custos/despesas operacionais</b>	<b>(432.412)</b>	<b>(441.845)</b>	<b>(455.388)</b>	<b>(471.325)</b>	<b>(488.667)</b>	<b>(507.002)</b>	<b>(526.174)</b>	<b>(327.024)</b>	<b>(339.014)</b>	<b>(303.550)</b>
Pessoal e administradores	(282.353)	(288.512)	(297.356)	(307.762)	(319.086)	(331.058)	(343.577)	(213.538)	(221.366)	(198.209)
Material	(8.626)	(8.814)	(9.084)	(9.402)	(9.748)	(10.114)	(10.496)	(6.524)	(6.763)	(6.055)
Serviços de terceiros	(118.534)	(121.120)	(124.833)	(129.201)	(133.955)	(138.981)	(144.237)	(89.645)	(92.932)	(83.210)
Outros custos operacionais	(22.899)	(23.398)	(24.116)	(24.960)	(25.878)	(26.849)	(27.864)	(17.318)	(17.953)	(16.075)
<b>IR e CSLL</b>	<b>(47.131)</b>	<b>(48.532)</b>	<b>(50.236)</b>	<b>(52.159)</b>	<b>(54.219)</b>	<b>(56.382)</b>	<b>(58.636)</b>	<b>(42.423)</b>	<b>(44.110)</b>	<b>(41.801)</b>
<b>= Fluxo de caixa livre da empresa</b>	<b>3.206.895</b>	<b>2.974.801</b>	<b>3.007.573</b>	<b>3.233.418</b>	<b>3.382.615</b>	<b>3.472.018</b>	<b>3.607.514</b>	<b>2.197.619</b>	<b>2.702.287</b>	<b>2.458.853</b>
	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>	<b>2040</b>	<b>2041</b>	<b>2042</b>	<b>2043</b>
<b>Receita Bruta</b>	<b>2.175.768</b>	<b>2.207.715</b>	<b>1.777.095</b>	<b>1.696.714</b>	<b>1.756.099</b>	<b>1.754.452</b>	<b>1.815.858</b>	<b>1.879.413</b>	<b>1.945.192</b>	<b>2.000.011</b>
RAP	2.354.873	2.389.455	1.923.388	1.836.390	1.900.664	1.898.882	1.965.343	2.034.130	2.105.324	2.164.656
Parcela variável	(193.390)	(196.234)	(157.959)	(150.815)	(156.094)	(155.948)	(161.406)	(167.055)	(172.902)	(177.775)
Parcela variável	-8,2%	-8,2%	-8,2%	-8,2%	-8,2%	-8,2%	-8,2%	-8,2%	-8,2%	-8,2%
Outras receitas	14.284	14.494	11.667	11.139	11.529	11.518	11.921	12.338	12.770	13.130
<b>Deduções</b>	<b>(293.567)</b>	<b>(297.877)</b>	<b>(239.775)</b>	<b>(228.930)</b>	<b>(236.942)</b>	<b>(236.720)</b>	<b>(245.006)</b>	<b>(253.581)</b>	<b>(262.456)</b>	<b>(269.852)</b>
PIS e COFINS	(201.259)	(204.214)	(164.381)	(156.946)	(162.439)	(162.287)	(167.967)	(173.846)	(179.930)	(185.001)
ISS	(664)	(674)	(543)	(518)	(536)	(536)	(555)	(574)	(594)	(611)
ICMS	(50)	(51)	(41)	(39)	(40)	(40)	(42)	(43)	(45)	(46)
RGR, P&D, TSFEE, CDE e PROINFA	(91.594)	(92.939)	(74.811)	(71.427)	(73.927)	(73.858)	(76.443)	(79.118)	(81.887)	(84.195)
<b>Receita Líquida</b>	<b>1.882.201</b>	<b>1.909.838</b>	<b>1.537.319</b>	<b>1.467.784</b>	<b>1.519.156</b>	<b>1.517.732</b>	<b>1.570.852</b>	<b>1.625.832</b>	<b>1.682.736</b>	<b>1.730.158</b>
<b>Custos/despesas operacionais</b>	<b>(314.531)</b>	<b>(319.150)</b>	<b>(256.899)</b>	<b>(245.279)</b>	<b>(253.864)</b>	<b>(253.626)</b>	<b>(262.503)</b>	<b>(271.690)</b>	<b>(281.199)</b>	<b>(289.124)</b>
Pessoal e administradores	(205.380)	(208.396)	(167.748)	(160.160)	(165.766)	(165.610)	(171.407)	(177.406)	(183.615)	(188.790)
Material	(6.274)	(6.367)	(5.125)	(4.893)	(5.064)	(5.059)	(5.236)	(5.420)	(5.609)	(5.768)
Serviços de terceiros	(86.220)	(87.486)	(70.422)	(67.237)	(69.590)	(69.525)	(71.958)	(74.477)	(77.083)	(79.256)
Outros custos operacionais	(16.656)	(16.901)	(13.604)	(12.989)	(13.444)	(13.431)	(13.901)	(14.388)	(14.891)	(15.311)
<b>IR e CSLL</b>	<b>(43.447)</b>	<b>(44.579)</b>	<b>(40.074)</b>	<b>(39.882)</b>	<b>(41.428)</b>	<b>(42.255)</b>	<b>(43.883)</b>	<b>(45.568)</b>	<b>(47.313)</b>	<b>(48.956)</b>
<b>= Fluxo de caixa livre da empresa</b>	<b>2.649.162</b>	<b>2.706.014</b>	<b>2.291.280</b>	<b>2.373.267</b>	<b>2.504.993</b>	<b>2.536.019</b>	<b>2.650.673</b>	<b>2.751.995</b>	<b>2.856.991</b>	<b>2.951.888</b>
	<b>2044</b>	<b>2045</b>	<b>2046</b>	<b>2047</b>	<b>2048</b>	<b>2049</b>	<b>2050</b>	<b>2051</b>	<b>2052</b>	<b>2053</b>
<b>Receita Bruta</b>	<b>1.801.601</b>	<b>1.822.351</b>	<b>1.886.133</b>	<b>1.761.914</b>	<b>1.200.888</b>	<b>1.243.810</b>	<b>1.095.664</b>	<b>1.134.013</b>	<b>1.173.703</b>	<b>726.351</b>
RAP	1.949.912	1.972.370	2.041.403	1.906.958	1.299.748	1.346.203	1.185.862	1.227.367	1.270.324	786.145
Parcela variável	(160.139)	(161.983)	(167.652)	(156.611)	(106.743)	(110.558)	(97.390)	(100.799)	(104.327)	(64.563)
Parcela variável	-8,2%	-8,2%	-8,2%	-8,2%	-8,2%	-8,2%	-8,2%	-8,2%	-8,2%	-8,2%
Outras receitas	11.828	11.964	12.382	11.567	7.884	8.166	7.193	7.445	7.705	4.768
<b>Deduções</b>	<b>(243.082)</b>	<b>(245.882)</b>	<b>(254.487)</b>	<b>(237.727)</b>	<b>(162.030)</b>	<b>(167.822)</b>	<b>(147.833)</b>	<b>(153.007)</b>	<b>(158.362)</b>	<b>(98.003)</b>
PIS e COFINS	(166.648)	(168.567)	(174.467)	(162.977)	(111.082)	(115.052)	(101.349)	(104.896)	(108.568)	(67.187)
ISS	(550)	(556)	(576)	(538)	(367)	(380)	(335)	(346)	(358)	(222)
ICMS	(41)	(42)	(43)	(40)	(27)	(28)	(25)	(26)	(27)	(17)
RGR, P&D, TSFEE, CDE e PROINFA	(75.842)	(76.716)	(79.401)	(74.172)	(50.554)	(52.361)	(46.124)	(47.739)	(49.410)	(30.577)
<b>Receita Líquida</b>	<b>1.558.519</b>	<b>1.576.469</b>	<b>1.631.646</b>	<b>1.524.187</b>	<b>1.038.858</b>	<b>1.075.988</b>	<b>947.831</b>	<b>981.005</b>	<b>1.015.341</b>	<b>628.347</b>
<b>Custos/despesas operacionais</b>	<b>(260.441)</b>	<b>(263.441)</b>	<b>(272.662)</b>	<b>(254.704)</b>	<b>(173.602)</b>	<b>(179.807)</b>	<b>(158.390)</b>	<b>(163.934)</b>	<b>(169.672)</b>	<b>(105.002)</b>
Pessoal e administradores	(170.061)	(172.020)	(178.040)	(166.315)	(113.357)	(117.409)	(103.425)	(107.044)	(110.791)	(68.563)
Material	(5.195)	(5.255)	(5.439)	(5.081)	(3.463)	(3.587)	(3.160)	(3.270)	(3.385)	(2.095)
Serviços de terceiros	(71.393)	(72.215)	(74.743)	(69.820)	(47.588)	(49.289)	(43.419)	(44.938)	(46.511)	(28.784)
Outros custos operacionais	(13.792)	(13.951)	(14.439)	(13.488)	(9.193)	(9.522)	(8.388)	(8.681)	(8.985)	(5.561)
<b>IR e CSLL</b>	<b>(47.533)</b>	<b>(48.830)</b>	<b>(50.690)</b>	<b>(50.287)</b>	<b>(44.578)</b>	<b>(46.303)</b>	<b>(45.733)</b>	<b>(47.490)</b>	<b>(49.311)</b>	<b>(45.219)</b>
<b>= Fluxo de caixa livre da empresa</b>	<b>2.790.060</b>	<b>2.925.967</b>	<b>3.048.609</b>	<b>2.967.887</b>	<b>2.490.416</b>	<b>2.755.582</b>	<b>2.663.504</b>	<b>2.817.283</b>	<b>2.925.040</b>	<b>2.535.075</b>

Fonte: Elaboração própria (2024)

Aqui, verifica-se que o percentual da parcela variável é maior do que no Cenário Estocástico Conservado, uma vez que há uma piora nas condições de operação da empresa, com a RAP se estabilizando em 8,2% partir de 2028. Assim, calcula-se o valor da empresa para este cenário conforme elucidado na tabela seguinte:



Tabela 20 – Valores estocásticos da TAESA para o Cenário Estocástico Pessimista

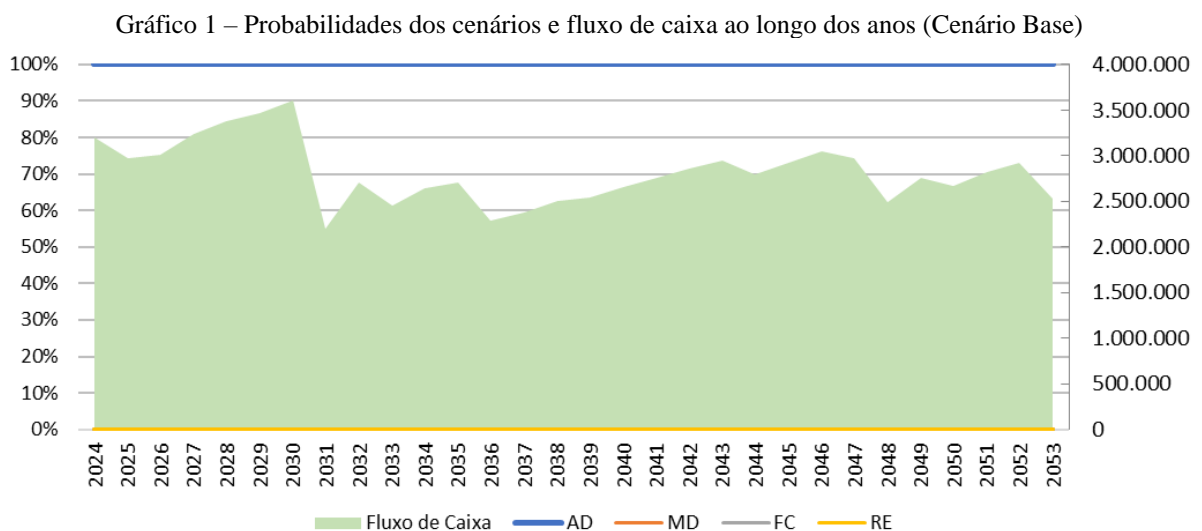
	(R\$ mil)
FCD a Valor Presente	30.133.134
(+) Valor Residual (Indenização)	583.145
(+) Ativos não operacionais	51.257
(-) Passivos não operacionais	(69.922)
<b>Valor Operacional da Empresa</b>	<b>30.697.614</b>
(-) Endividamento líquido	(7.450.500)
<b>Valor Econômico da Empresa</b>	<b>23.247.114</b>

Fonte: Elaboração própria (2024)

A piora nos valores operacional e econômico é consequência do aumento das probabilidades dos estados que mais penalizam a receita bruta da empresa. Pode-se estender a análise, comparando-se os cenários entre si para verificar o impacto na alteração das probabilidades de cada um dos estados.

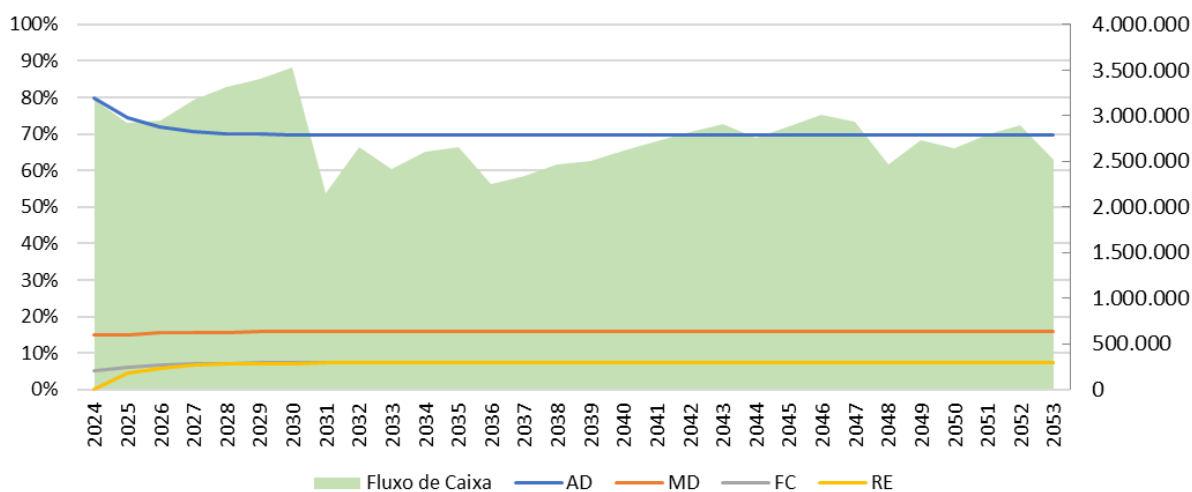
#### 4.3.4 Comparação entre os cenários

Os gráficos 01, 02 e 03 a seguir demonstram a relação entre as probabilidades utilizadas entre cada estado e seus impactos para o fluxo de caixa da empresa. O eixo vertical à esquerda refere-se à probabilidade de ocorrência e as linhas traduzem a evolução de das probabilidades de ocorrência para cada um dos estados ao longo dos anos. Enquanto isso, o eixo vertical à direita refere-se aos valores do fluxo de caixa (em R\$ mil) e a área em verde representa o fluxo de caixa ao longo dos anos.



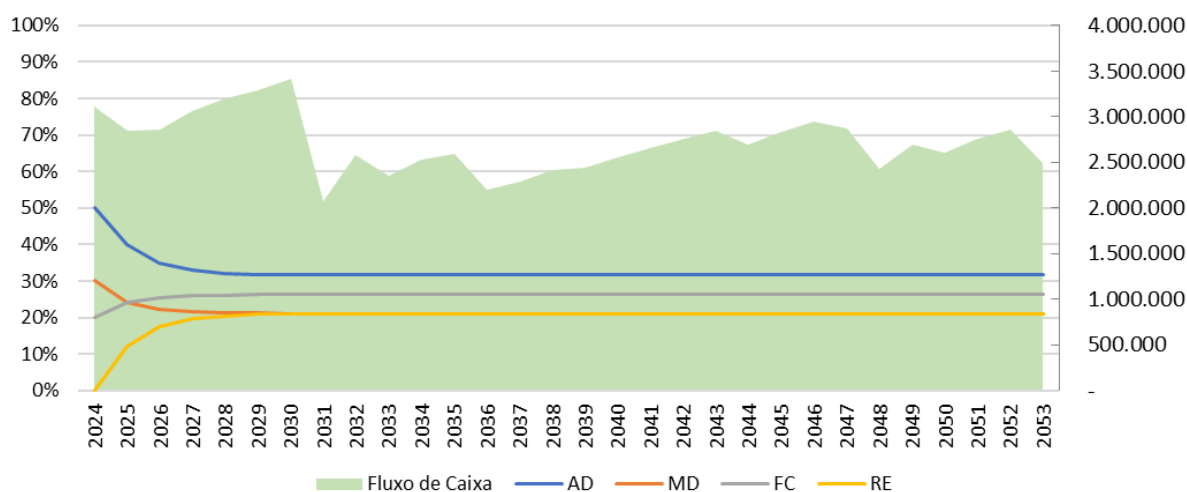
Fonte: Elaboração própria (2024)

Gráfico 2 – Probabilidades dos cenários e fluxo de caixa ao longo dos anos (Cenário Estocástico Conservador)



Fonte: Elaboração própria (2024)

Gráfico 3 – Probabilidades dos cenários e fluxo de caixa ao longo dos anos (Cenário Estocástico Pessimista)



Fonte: Elaboração própria (2024)

O gráfico 01 demonstra a evolução do fluxo de caixa conforme as probabilidades do cenário base. Uma vez que o Cenário Base não incorpora estados diferentes ao de “Alta Disponibilidade”, apenas a linha azul toca o eixo do 100%. Observa-se que, neste cenário, o ponto mais alto (no ano de 2030) da área em verde está por volta dos R\$3,6 Bi, ao passo em que o ponto mais baixo (em 2031) está por volta dos R\$ 2,2 Bi.

Por outro lado, os gráficos 02 e 03 já possuem estados e probabilidades diferentes. O Cenário Estocástico Conservador propõe uma visão mais realista do que o Cenário Base, o que é notado através da linha azul (Estado de “Alta Disponibilidade”) começando nos 80% e estabilizando nos 70% e as linhas referentes aos demais estados acima de 0%. Percebe-se que, por conta dessa adição de “detalhes” ao modelo, o fluxo de caixa deste cenário é ligeiramente

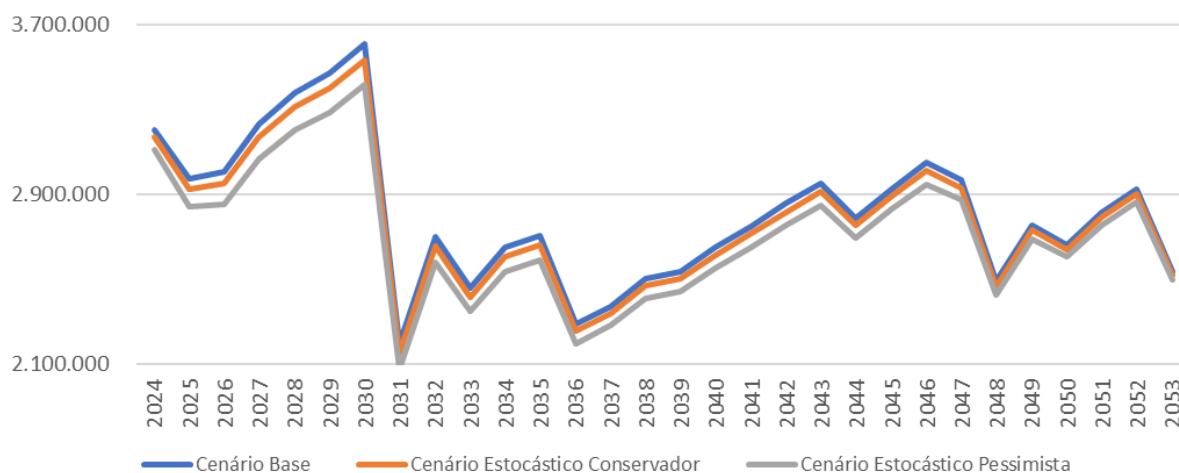
menor do que o do Cenário Base. O ponto alto do fluxo está por volta dos R\$ 3,5 Bi (2030) e o mais baixo está em R\$ 2,1 Bi (2031).

O Cenário Estocástico Pessimista demonstra o pessimismo quanto à performance operacional da empresa perante os eventos climáticos. Isso é reforçado ao observar que linha azul começa com a probabilidade nos 50% e estabiliza nos 32%, enquanto que, não muito distante, a linha referente ao estado de “Falha Crítica” começa nos 20% e estabiliza nos 26%. Além disso, a área em verde do gráfico demonstra o ponto mais alto em torno dos R\$ 3,4 Bi (2030) e o mais baixo em R\$ 2 Bi (2031).

Tratando-se especificamente deste cenário, é importante reforçar que a presente análise não está considerando demais impactos que podem surgir por conta de falhas críticas recorrentes. O intuito é mensurar o impacto isolado na Parcela Variável. Na realidade, conforme a Resolução Normativa nº 846/2019 (ANEEL, 2019) se uma empresa de transmissão de energia elétrica enfrenta falhas constantes, como neste caso, a empresa pode enfrentar a intervenção do governo para assegurar a qualidade do serviço, ou até mesmo perder a concessão, transferindo os ativos para outra empresa mais capacitada. Esses eventos não apenas impactam financeiramente a concessionária, mas também prejudicam sua reputação, o que dificulta a participação em futuras licitações e a manutenção de confiança no mercado.

Agora, o gráfico 04 a seguir condensa os fluxos de caixa de todos os cenários para facilitar a visualização do que foi abordado anteriormente. De acordo com o esperado, o fluxo de caixa do Cenário Base apresenta-se acima dos demais, enquanto que o Cenário Estocástico Pessimista é o que está mais abaixo.

Gráfico 4 – Comparativo entre os fluxos de caixa dos cenários



Fonte: Elaboração própria (2024)

Os gráficos apresentados demonstram que a utilização de cadeias de Markov apoia na estimação das possíveis trajetórias do fluxo de caixa dadas diferentes condições. Em resumo, tem-se a comparação entre os valores das principais linhas impactadas no *valuation*, trazidas a valor presente, para cada um dos cenários na tabela 21:

Tabela 21 – Comparativo dos valores da TAESA entre os cenários

Linha da DRE	(R\$ mil)		
	Cenário Base	Cenário Conservador	Cenário Pessimista
Receita Bruta	29.558.742	28.841.628	27.637.102
Parcela variável	(393.964)	(1.111.078)	(2.315.604)
(%) <i>Médio da PV</i>	-1,3%	-3,9%	-8,1%
<b>Valor Operacional da Empresa</b>	<b>32.058.660</b>	<b>31.550.748</b>	<b>30.697.614</b>
<b>Valor Econômico da Empresa</b>	<b>24.608.160</b>	<b>24.100.248</b>	<b>23.247.114</b>

Fonte: Elaboração própria (2024)

Devido ao Cenário Pessimista apresentar falhas frequentes devido a eventos climáticos extremos e não possuir um sistema capaz de mitigar os impactos, há uma redução de cerca de 6% no valor econômico da empresa comparando-se com o Cenário Base. No entanto, ao melhorar a eficiência em mitigar falhas, sua matriz de transição terá menor probabilidade de estados com indisponibilidade. Por exemplo, se a empresa transitar do Cenário Estocástico Pessimista para o Cenário Estocástico Conservador, o valor econômico da empresa aumentará em 4%. Assim, o uso de cenários estocásticos com cadeias de Markov permite simular os resultados de diferentes estratégias.

Com uma compreensão mais aprofundada dos contextos econômico-financeiro, ambiental, político e social em que a empresa opera, torna-se possível incorporar cenários cada vez mais alinhados com sua realidade e calcular com maior embasamento o valor da empresa. Ao ajustar os estados às especificidades do ambiente de negócios, é possível também antecipar riscos e oportunidades, o que torna a avaliação mais dinâmica e permite uma resposta estratégica que contribua para crescimento sustentável da empresa.

Dadas as limitações do trabalho, a sugestão é que em futuras pesquisas, haja maior aprofundamento na coleta de dados específicos sobre a operação da empresa, incluindo seu desempenho financeiro, estratégias de mercado e informações detalhadas sobre sua estrutura organizacional. Isso permitiria a criação de estados mais precisos e menos dependentes de suposições subjetivas. É importante obter um entendimento mais claro sobre as variáveis que impactam diretamente a performance da empresa, como seus custos fixos e variáveis, o comportamento de suas receitas, a interação com fornecedores e clientes, além das tendências

de mercado.

Outro ponto relevante para aprimorar futuras análises seria a consideração mais detalhada do ambiente regulatório e tributário, visto que mudanças nas leis e impostos podem afetar drasticamente a rentabilidade e os riscos de uma empresa, ainda mais se tratando de uma concessão. Um conhecimento mais aprofundado sobre o setor em que a empresa opera e a forma como as normas fiscais, trabalhistas e ambientais impactam suas operações permitiria uma modelagem mais robusta e realista dos fluxos de caixa e das probabilidades de transição entre os diferentes estados.

Além disso, a interação entre fatores macroeconômicos, como inflação, taxa de juros e câmbio, também deve ser explorada com mais detalhes para construir estados mais completos e oferecer uma visão mais acurada dos possíveis riscos e oportunidades. Isso ajudaria a gerar resultados mais fundamentados e confiáveis, proporcionando uma avaliação mais precisa do valor da empresa e suas perspectivas de crescimento a longo prazo.

## 5 CONCLUSÃO

O presente trabalho trouxe uma análise sobre o uso de uma metodologia probabilística como um complemento ao processo de avaliação de uma empresa do setor de transmissão de energia elétrica. Para isso, buscou introduzir o ambiente legal, contábil, econômico e operacional ao qual a empresa está inserida, de forma a adquirir insumos necessários para elaborar premissas e cenários que pudessem contribuir com o entendimento da aplicação do *valuation* estocástico.

O uso do *valuation* em conjunto com as cadeias de Markov proporcionou uma abordagem mais robusta e dinâmica para calcular os valores operacional e econômico da empresa. Essa dinamicidade permite capturar as mudanças e incertezas ao longo do tempo, utilizando-se variáveis que podem ter impacto relevante na empresa, ao contrário de uma avaliação “tradicional” que pode não haver um tratamento mais meticuloso ao analisá-las, preferindo-se inserir algum “risco específico” na taxa de desconto sem um racional preciso para defini-lo. A fim de demonstrar a contribuição das Cadeias de Markov, foi realizado, primeiramente, o *valuation* sem sua utilização (Cenário Base) e, posteriormente, estruturado 2 cenários com premissas arbitradas quanto à probabilidade de disponibilidade de transmissão de energia elétrica: Cenário Estocástico Conservador e Cenário Estocástico Pessimista.

A variável impactada devido ao acréscimo dessas premissas foi a linha de Parcela Variável que, por sua vez, afeta de forma negativa a Receita Bruta da empresa conforme diminuição na disponibilidade de transmissão. No Cenário Base, o *valuation* realizado mensurou o valor econômico da empresa em cerca de R\$ 24,6 Bi.

Para o Cenário Estocástico Conservador, assumiu-se que a TAESA, por sua robustez no mercado, tem uma tendência a operar com alta disponibilidade, porém, não está imune às situações adversas, dessa forma, possui alguma probabilidade em incorrer em redução de sua disponibilidade. A inclusão de novas probabilidades de disponibilidade impactou o valor econômico da empresa, resultando em R\$ 24,1 Bi.

Por outro lado, o Cenário Estocástico Pessimista considera que a empresa está suscetível a grandes falhas em sistema de transmissão, seja por conta de condições ambientais intensas e recorrentes ou devido a sua ineficiência em lidar com essas situações. Neste cenário, a probabilidade de a empresa operar em alta disponibilidade é substancialmente reduzida e suas chances em incorrer em falhas críticas são aumentadas o que gerou um valor econômico de R\$ 23,2 Bi.

Em vez de assumir que o futuro será uma continuação estática das condições atuais, a dinâmica das cadeias de Markov considera que valores de uma variável podem evoluir com base em probabilidades de transição entre diferentes estados identificados. É importante em um ambiente de negócios, onde fatores internos e externos podem afetar a empresa, serem mapeadas variáveis relevantes e modeladas de forma a incorporar riscos importantes com maior embasamento, conforme verificado nos valores encontrados para cada cenário. Essa é a maior contribuição ao incorporar as cadeias de Markov.

A presente análise, embora tenha apresentado uma proposta para complementar a avaliação financeira de uma empresa, esteve limitada pela falta de informações mais aprofundadas sobre o negócio da empresa, o ambiente legal e tributário. Dessa forma, foram realizadas análises com certa subjetividade para criar os estados e assumir premissas de projeção. No entanto, com um conhecimento mais bem detalhado, seria possível construir estados mais bem fundamentados, com maior precisão nas probabilidades de transição e modelagem de demais variáveis-chave.

## REFERÊNCIAS

AMADI, I. U.; OGBOGBO, C. P.; OSU, B. O. **Stochastic analysis of stock price changes as Markov chain in finite states**. Disponível em:

<https://pdfs.semanticscholar.org/2764/9f73c616191b1f8bf8c9f73a45b0de23dcf3.pdf>. Acesso em: 12 jan. 2025.

ANEEL. **Regulação dos serviços de distribuição**. Disponível em:

<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao>. Acesso em: 26 mai. 2022.

ANEEL. **Proret Submod 3 4A v1**. Disponível em:

[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017761\\_Proret\\_Submod\\_3\\_4A\\_v1.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017761_Proret_Submod_3_4A_v1.pdf). Acesso em: 26 mai. 2022.

ANEEL. **Proret Submod 9 8 V1.2C**. Disponível em:

[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003\\_Proret\\_Submod\\_9\\_8\\_V1\\_2C.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_9_8_V1_2C.pdf). Acesso em: 29 mai. 2022.

ANEEL. **Nota técnica nº 452/2023**. Disponível em:

<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ndsp2023452.pdf>. Acesso em: 10 jun. 2022.

ANEEL. **Resolução normativa nº 589/2013**. Disponível em:

<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013589.pdf>. Acesso em: 12 mai. 2023.

ANEEL. **Resolução nº 846**. Disponível em:

<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2019846.html>. Acesso em: 10 jun. 2022.

ANEEL. **Procedimentos Regulatórios – Anexo II**. Disponível em:

[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905\\_2\\_3.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_3.pdf). Acesso em: 10 jun. 2022.

ANEEL. **Atlas da Energia Elétrica do Brasil – Parte 1, Capítulo 1**. Disponível em:

[https://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas\\_par1\\_cap1.pdf](https://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap1.pdf). Acesso em: 12 jan. 2024.

ANEEL. **Procedimentos Regulatórios PRORET**. Disponível em:

<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>. Acesso em: 12 jan. 2024.

ASSAF NETO, Alexandre. **Valuation: métricas de valor e avaliação de empresas**. São Paulo: Atlas, 2017.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Risco País. Série perguntas mais frequentes**.

Disponível em:

[https://www.bcb.gov.br/content/cidadaniafinanceira/Documents/publicacoes/serie\\_pmf/FAQ%2009-Risco%20Pa%C3%ADs.pdf](https://www.bcb.gov.br/content/cidadaniafinanceira/Documents/publicacoes/serie_pmf/FAQ%2009-Risco%20Pa%C3%ADs.pdf). Acesso em: 26 mai. 2022.

BANCO DO NORDESTE DO BRASIL. **Setor elétrico: perspectivas e tendências**.

Disponível em: [https://www.bnb.gov.br/documents/80223/4296541/57\\_solar1.pdf/0c71ca87-db56-278c-2817-6ced55af4fa2](https://www.bnb.gov.br/documents/80223/4296541/57_solar1.pdf/0c71ca87-db56-278c-2817-6ced55af4fa2). Acesso em: 26 mai. 2022.

BARBOSA, Paulo André Manhães. **Relação entre consumo de energia elétrica e**



**crescimento econômico na região Sudeste do Brasil.** Disponível em:

<https://app.uff.br/riuff/bitstream/handle/1/10897/Paulo%20A%20M%20Barbosa%20%282019%29%2C%20Rela%C3%A7%C3%A3o%20entre%20consumo%20de%20energia%20el%C3%A9trica%20e%20crescimento%20econ%C3%B4mico%20.....pdf>. Acesso em: 28 out. 2023.

BLASIS, Riccardo de. **Markov Chain Modelling in Finance: Stock Valuation and Price Discovery.** Disponível em: <https://core.ac.uk/download/pdf/286448531.pdf>. Acesso em: 12 jan. 2025.

BTG Pactual. **Análises de ações: TAEE11.** Disponível em:

<https://www.btgpactualdigital.com/analises/analises-de-aco/es/TAEE11>. Acesso em: 26 mai. 2022.

BUFFETT, Mary; CLARK, David. **Warren Buffett e a análise de balanços.** Rio de Janeiro: Sextante, 2010.

CCEE. **Energia de reserva:** entenda sobre o encargo. Disponível em:

<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/energia-de-reserva-entenda-sobre-o-encargo-que-sera-arrecadado-nesta-quarta-19->. Acesso em: 26 mai. 2022.

CEMIG. **Composição acionária. 2024.** Disponível em: <https://ri.cemig.com.br/governanca-corporativa/composicao-acionaria>. Acesso em: 12 jan. 2025.

CVM. **ICPC 17.** Disponível em:

[https://conteudo.cvm.gov.br/export/sites/cvm/menu/regulados/normascontabeis/cpc/ICPC\\_17\\_rev\\_14.pdf](https://conteudo.cvm.gov.br/export/sites/cvm/menu/regulados/normascontabeis/cpc/ICPC_17_rev_14.pdf). Acesso em: 26 mai. 2022.

CVM. **CPC 18 (R2).** Disponível em:

[https://conteudo.cvm.gov.br/export/sites/cvm/menu/regulados/normascontabeis/cpc/CPC\\_18\\_R2\\_rev\\_12.pdf](https://conteudo.cvm.gov.br/export/sites/cvm/menu/regulados/normascontabeis/cpc/CPC_18_R2_rev_12.pdf). Acesso em: 26 mai. 2022.

DAMODARAN, Aswath. **Valuation:** como avaliar empresas e escolher as melhores ações. Tradução de Afonso Celso da Cunha Serra. Rio de Janeiro: LTC, 2012.

ECMAG. **Your business:** a brief history of electricity. Disponível em:

<https://www.ecmag.com/magazine/articles/article-detail/your-business-brief-history-electricity>. Acesso em: 26 mai. 2022.

ENERGY BRASIL SOLAR. **Diferença entre corrente contínua e alternada.** Disponível em: <https://energybrasilsolar.com.br/novo/2021/10/22/diferenca-corrente-continua-alternada/>. Acesso em: 26 mai. 2022.

ENGIE. **Estrutura acionária e societária.** Disponível em:

<https://www.engie.com.br/investidores/governanca-corporativa/estrutura-acionaria-e-societaria/>. Acesso em: 10 mar. 2024.

EPE. **Anuário 2021.** Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio\\_2021.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio_2021.pdf). Acesso em: 26 mai. 2022.

EXPRESS ELECTRICAL SERVICES. **A brief history of electricity**. Disponível em: <https://expresselectricalservices.com/a-brief-history-of-electricity/>. Acesso em: 26 mai. 2022.

GOLDEMBERG, José; LUCON, Oswaldo. **Energia e meio ambiente no Brasil**. Disponível em: <https://www.revistas.usp.br/eav/article/view/10203>. Acesso em: 15 jun. 2024.

GOMES, Antônio; ABARCA, Carlos; FARIA, Elíada; FERNANDES, Heloísa. **O setor elétrico**. Disponível em: [https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/13975/3/BNDES%2050%20anos%20-%20O%20setor%20el%C3%A9trico\\_P\\_BD.pdf](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/13975/3/BNDES%2050%20anos%20-%20O%20setor%20el%C3%A9trico_P_BD.pdf). Acesso em: 12 jan. 2025.

G1. **Fora do sistema nacional, Roraima tem ao menos 24% da energia produzida por biocombustível**. Disponível em: <https://g1.globo.com/rr/roraima/noticia/2024/05/13/fora-do-sistema-nacional-roraima-tem-ao-menos-24percent-da-energia-produzida-por-biocombustivel.ghtml>. Acesso em: 12 jan. 2025.

HILLIER, Frederick S.; LIEBERMAN. **Introdução à pesquisa operacional**. São Paulo: McGraw-Hill, 2006.

INSTITUTE FOR ENERGY RESEARCH. **History of electricity**. Disponível em: <https://www.instituteforenergyresearch.org/history-electricity/>. Acesso em: 29 mai. 2022.

IPEA. **Contextualização do setor elétrico brasileiro**. Disponível em: [https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/10098/1/NT\\_69\\_Diset\\_Contextualizacao%20do%20Setor%20El%C3%A9trico%20Brasileiro.pdf](https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/10098/1/NT_69_Diset_Contextualizacao%20do%20Setor%20El%C3%A9trico%20Brasileiro.pdf). Acesso em: 30 mai. 2022.

ISA CTEEP. **Composição acionária e estrutura societária**. Disponível em: <https://www.isactEEP.com.br/ri/governanca-corporativa/composicao-acionaria-e-estrutura-societaria#:~:text=O%20capital%20social%20subscrito%20e,e%20400.945.572%20a%C3%A7%C3%B5es%20preferenciais>. Acesso em: 10 mar. 2024.

KRUSCHWITZ, Lutz; LÖFFLER, Andreas. **Stochastic Discounted Cash Flow**. Disponível em: <https://core.ac.uk/download/pdf/286448531.pdf>. Acesso em: 12 jan. 2025.

MONTALVÃO, Edmundo. **Impacto de tributos, encargos e subsídios setoriais sobre as contas de luz dos consumidores**. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td-62-impacto-de-tributos-encargos-e-subsidios-setoriais-sobre-as-contas-de-luz-dos-consumidores>. Acesso em: 20 fev. 2022.

MORTON, David L. Jr. **Reviewing the history of electric power and electrification**. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S0160-9327\(02\)01422-9](https://doi.org/10.1016/S0160-9327(02)01422-9). Acesso em: 10 mai. 2022.

ONS. **Mapas do SIN**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 10 mai. 2022.

ONS. **Modelos de contratos**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Modelos%20de%20Contratos>. Acesso em: 10 dez. 2023.

ONS. **Contratações no setor de transmissão.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/transmissao/contratacoes>. Acesso em: 12 dez. 2024.

PORTAL NORMAS LEGAIS. **Lei nº 9.718/1998.** Disponível em: <https://www.normaslegais.com.br/legislacao/tributario/lei9718.htm>. Acesso em: 22 mai. 2022.

PORTAL TRIBUTÁRIO. **Lucro real.** Disponível em: [https://www.portaltributario.com.br/guia/lucro\\_real.html](https://www.portaltributario.com.br/guia/lucro_real.html). Acesso em: 22 mai. 2022.

PÓVOA, Alexandre. **Valuation:** como precificar ações. Barueri: Atlas, 2023.

RECEITA FEDERAL DO BRASIL. **Ato Declaratório nº 127/2005.** Disponível em: <http://normas.receita.fazenda.gov.br/sijut2consulta/link.action?idAto=127905>. Acesso em: 16 abr. 2022.

SASSE, Carla Muller; SAES, Alexandre Macchione. **A Eletrobras e as empresas fornecedoras de equipamentos para o setor elétrico brasileiro (1960-1980).** Disponível em: <https://www.revistas.usp.br/revhistoria/article/view/115466>. Acesso em: 17 nov. 2024.

SENADO FEDERAL. **Coleção Ambiental – Volume I:** Código de Águas. 2003. Disponível em: <https://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/70322/653798.pdf?sequence=2&isAllowed=y>. Acesso em: 12 jan. 2025.

SERRA, Ricardo Goulart; WICKERT, Michael. **Valuation:** guia fundamental e modelagem em Excel. São Paulo: Atlas, 2021.

TAESA. **Central de resultados.** Disponível em: <https://ri.taesa.com.br/divulgacao-aomercado/central-de-resultados/>. Acesso em: 10 mar. 2024.

TAESA. **Concessões.** Disponível em: <https://ri.taesa.com.br/sobre-a-taesa/concessoes/#1526412584913-25c7f64f-55de>. Acesso em: 10 jun. 2024.

TAESA. **Fatores de riscos.** Disponível em: <https://ri.taesa.com.br/governanca-corporativa/fatores-de-riscos/#1691775746204-a0549797-a90f>. Acesso em: 12 jan. 2025.

TAESA. **Informações financeiras.** Disponível em: <https://ri.taesa.com.br/informacoes-financeiras/contabilidade-no-setor-de-transmissao/>. Acesso em: 10 mar. 2024.

TAESA. **Nossa história.** Disponível em: <https://institucional.taesa.com.br/a-companhia/nossa-historia/#1506621685180-6d950e65-7183>. Acesso em: 10 mar. 2024.

TAESA. **Nota técnica IFRS x regulatório.** Disponível em: [https://ri.taesa.com.br/wp-content/uploads/importer-old-site/nota-tecnica-ifrs-x-regulatorio-vfinal\\_4399\\_899\\_22982.pdf](https://ri.taesa.com.br/wp-content/uploads/importer-old-site/nota-tecnica-ifrs-x-regulatorio-vfinal_4399_899_22982.pdf). Acesso em: 10 dez. 2022.

THE FRANKLIN INSTITUTE. **Benjamin Franklin:** kite and key experiment. Disponível em: <https://www.fi.edu/en/science-and-education/benjamin-franklin/kite-key-experiment>. Acesso em: 26 mai. 2022.

UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN. **History of electric power and electrification.**

Disponível em: [https://energy.utexas.edu/sites/default/files/UTAustin\\_FCe\\_History\\_2016.pdf](https://energy.utexas.edu/sites/default/files/UTAustin_FCe_History_2016.pdf).

Acesso em: 27 mai. 2022.

VAROS. **Receita Anual Permitida (RAP):** o que é. Disponível em:

<https://varos.com.br/blog/artigo/receita-anual-permitida-rap-o-que-e>. Acesso em: 22 jun. 2022.

WITZLER. **Como funciona a comercialização de energia elétrica no Brasil.** Disponível

em: <https://www.witzler.com.br/2020/07/14/como-funciona-comercializacao-energia-eletrica-brasil/#:~:text=A%20comercializa%C3%A7%C3%A3o%20de%20energia%20el%C3%A9trica,qual%20o%20consumidor%20est%C3%A1%20instalado>. Acesso em: 12 dez. 2024.