

GABRIEL WENSKO MARTINS

Análise econômica e financeira de um projeto de geração de energia eólica sob a
perspectiva do investidor de crédito e o contexto do setor

São Paulo

2021

GABRIEL WENSKO MARTINS

Análise econômica e financeira de um projeto de geração de energia eólica sob a perspectiva do investidor de crédito e o contexto do setor

Trabalho de Formatura apresentado à
Escola Politécnica Universidade de
São Paulo para a obtenção do diploma
de Engenheiro de Produção
Orientador: Prof Dr. Daniel Mota

São Paulo
2021

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catálogo-na-publicação

Martins, Gabriel Wensko

Análise econômica e financeira de um projeto de geração de energia eólica sob a perspectiva do investidor de crédito e o contexto do setor / G. W. Martins – São Paulo, 2020

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
Departamento de Engenharia de Produção

1.Geração de energia eólica 2.Setor Elétrico 3.Taxa Interna de Retorno
I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de produção

A miinha família e amigos, que me apoiaram.

AGRADECIMENTOS

Aos meus professores, orientador, amigos, familiares e àqueles que contribuíram direta e indiretamente não só na realização deste trabalho, mas também na minha formação acadêmica e profissional, sem os quais nada disso seria possível.

RESUMO

O trabalho aqui disposto tem como objetivo a avaliação de um projeto de geração de energia eólica, sob o ponto de vista de um investidor externo, para a definição do risco de crédito associado às dívidas do projeto, sempre sob a perspectiva do credor. Para a elaboração do trabalho, foi realizada uma revisão bibliográfica dos métodos de avaliação de projetos utilizados anteriormente na literatura, bem como do fundamento teórico por trás de tais métodos. Ainda, realizou-se um levantamento de pontos dados relevantes do setor elétrico brasileiro, a fim de compreender o setor em território nacional. Com base em tais informações, e com informações do projeto em questão, utilizou-se das metodologias propostas na literatura para avaliar o projeto. Para isso, utilizou-se de Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e análise dos fluxos de caixa para determinar e avaliar aspectos econômicos e financeiros e a viabilidade do projeto, sob o ponto de vista de crédito.

Palavras-chave: Geração de energia eólica, Setor Elétrico, Taxa Interna de Retorno, Valor Presente Líquido.

ABSTRACT

The work presented here aims to evaluate a wind energy generation project, from the point of view of an external investor, to define the credit risk associated with the project's debts, always from the creditor's perspective. For the elaboration of the work, a bibliographical review of the project evaluation methods used previously in the literature was carried through, as well as the theoretical basis behind such methods. Still, a survey of relevant data points of the Brazilian electricity sector was carried out, in order to understand the sector in the national territory. Based on such information, and with information from the project in question, the methodologies proposed in the literature were used to evaluate the project. For this, Net Present Value, Internal Rate of Return and analysis of cash flows were used to determine and evaluate economic and financial aspects and the feasibility of the project, from a credit point of view.

Keywords: Wind Power Generation, Electric Sector, Internal Rate of Return, Net Present Value.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 ESBOÇO DE CURVA DE JUROS CRESCENTE.....	38
FIGURA 2 ESBOÇO DE CURVA DE JUROS ACHATADA.....	39
FIGURA 3 ESBOÇO DE CURVA DE JUROS DECRESCENTE.....	40
FIGURA 4 ORGANOGRAMA DO SISTEMA.....	47
FIGURA 5 ORGANOGRAMA DAS INSTITUIÇÕES DO SISTEMA.....	49
FIGURA 6 ORGANOGRAMA DAS ATRIBUIÇÕES DO ONS.....	51
FIGURA 7 MAPA COM AS LINHAS DE TRANSMISSÃO CONECTADAS AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL.....	53
FIGURA 8 POTENCIAL EÓLICO NO BRASIL.....	56
FIGURA 9 MAPA DE RELEVO COM DESTAQUE DOS MUNICÍPIOS EM QUE O COMPLEXO SERÁ INSTALADO.....	66
FIGURA 10 ROSA DOS VENTOS DO PROJETO.....	67
FIGURA 11 DENSIDADE DE POTÊNCIA DA REGIÃO NORDESTE DO PAÍS, COM DESTAQUE PARA A REGIÃO DO EMPREENDIMENTO.....	68
FIGURA 12 CRONOGRAMA DE EXECUÇÃO DO PROJETO.....	69

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 CURVA DE JUROS FUTUROS PRÉ-FIXADOS.....	41
GRÁFICO 2 SPREAD DE DÍVIDAS CORPORATIVAS SOB A LEI 12.431 EM FUNÇÃO DA DURATION.....	42
GRÁFICO 3 EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE AGENTES NO MERCADO.	48
GRÁFICO 4 CAPACIDADE INSTALADA CONECTADA AO SIN.	54
GRÁFICO 5 EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO TOTAL DO SISTEMA.....	55
GRÁFICO 6 EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO POR FONTE.	55
GRÁFICO 7 DEPENDÊNCIA DAS FONTES DE ENERGIA ELÉTRICA.....	57
GRÁFICO 8 COMPLEMENTARIEDADE DAS FONTES EÓLICA E HIDRELÉTRICA.	57
GRÁFICO 9 EVOLUÇÃO DO CONSUMO E GARANTIA FÍSICA DO SISTEMA.	58
GRÁFICO 10 GSF AO LONGO DOS ÚLTIMOS ANOS.	59
GRÁFICO 11 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS AO LONGO DO TEMPO.	64
GRÁFICO 12 TIR EM FUNÇÃO DA PREMISSE DE INFLAÇÃO E DO PREÇO DE ENERGIA.	80
GRÁFICO 13 FLUXO DE CAIXA LIVRE AO ACIONISTA ACUMULADO AO LONGO DO TEMPO.	82

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 ATUALIZAÇÕES NO MODELO REGULATÓRIO.....	60
QUADRO 2 TIPOS DE CONTRATO DE ENERGIA.....	61
QUADRO 3 LEILÕES E SUAS PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS.....	62
QUADRO 4 DADOS AUFERIDOS ACERCA DO PROJETO.....	67
QUADRO 5 CAPEX A SER REALIZADO.....	70
QUADRO 6 PREMISSAS FIXAS ADOTADA	74
QUADRO 7 PROJEÇÕES DE RECEITA, EBITDA E FCFF PARA CADA UM DOS CENÁRIOS.....	77
QUADRO 8 TIRS E FLUXOS DE CAIXA APÓS SERVIÇO DA DÍVIDA PARA OS CENÁRIOS PROJETADOS EM R\$ MILHARES	78
QUADRO 9 COMPARATIVO DAS TIRS DOS CENÁRIOS FRENTE AO CUSTO NOMINAL DA DÍVIDA EM % A.A.....	79

LISTA DE SIGLAS E ABREVIações

ACL: Ambiente de Contratação Livre
ACR: Ambiente de Contratação Regulado
ANACE: Associação Nacional dos Consumidores de Energia
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPM: Modelo de Precificação de ativos financeiros (sigla em inglês)
CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDI: Certificado de Depósito Interbancário
CMPC: Custo Médio Ponderado de Capital
CMSE: Comitê de Monitoramento do Setor Energético
CNPE: Conselho Nacional de Política Energética
EBITDA: Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization, ou Lucro antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização
EPE: Empresa de Pesquisa Energética
FC: Fluxo de caixa
FCFF: Free Cash Flow to Firm, ou fluxo de caixa livre para a firma
FCFE: Free Cash Flow to Equity, ou fluxo de caixa livre para o acionista
FV (ou VF): Valor Futuro (de um fluxo de caixa)
GSF: Generating Scalling Factor, ou termo usado para o compartilhamento de risco hidrológico
MME: Ministério de Minas e Energia
MRE: Mecanismo de Realocação de Energia
O&M: Operação e Manutenção
ONS: Operador Nacional do Sistema
SIN: Sistema Interligado Nacional
ICSD: Índice de Cobertura do Serviço da Dívida
IPCA: Índice de Preços ao Consumidor – Amplo
IRPJ: Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica
PLD: Preço de Liquidação das Diferenças
PPA: Power Purchase Agreement, ou contrato de compra de energia
PV (ou VP): Valor Presente (de um fluxo de caixa)
TIR: Taxa Interna de Retorno
VPL: Valor Presente Líquido

YTM: Yield to Maturity, ou retorno absoluto de um título até o vencimento

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	27
1.1 O estágio	27
1.2 O problema	27
1.3 Metodologia.....	27
1.4 Objetivo e estrutura	28
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	31
2.1 Conceitos elétricos básicos.....	31
2.1.1 Corrente elétrica, voltagem, e potência	31
2.1.2 Garantia Física.....	31
2.2 Análise financeira de projetos de geração.....	32
2.3 Conceitos financeiros.....	34
2.3.1 Valor Presente Líquido	34
2.3.2 Taxa Interna de Retorno.....	34
2.3.3 Custo de Capital	35
2.3.4 Riscos	36
2.3.4.1 Risco de Mercado.....	36
2.3.4.2 Risco de Liquidez.....	37
2.3.4.3 Risco de crédito/contraparte.....	37
2.3.4.4 Risco Legal.....	37
2.3.4.5 Risco de Imagem	37
2.3.4.6 Risco Regulatório.....	37
2.3.4.7 Risco operacional	37
2.3.6 Spread de Crédito.....	41
2.3.7. <i>Duration</i> de Macaulay.....	43
2.3.8 <i>Duration</i> modificada.....	43
2.3.9 <i>Duration</i> Efetiva.....	44
2.3.10 Despesas de Capital (CapEx)	44
2.3.11 Despesas operacionais (OpEx)	44
2.3.12 Geração de Caixa Operacional	44
2.3.13 Fluxo de caixa livre para a firma.....	45
2.3.14 Fluxo de caixa livre para o acionista	45

3 ANÁLISE DO AMBIENTE.....	47
3.1 Agentes	47
3.1.1. Instituições.....	48
3.2 Sistema Interligado Nacional.....	52
3.2.1 Sistemas Isolados	54
3.3 Histórico de geração.....	55
3.3.1 Risco Hidrológico e o GSF.....	58
3.4 Histórico de Regulação.....	59
3.4.1 Medida Provisória nº 998/20	60
3.5 Ambiente de Contratação	61
3.5.1. Ambiente de Contratação Regulado.....	61
3.5.2. Ambiente de Contratação Livre	62
3.6 Mercado de Curto Prazo e o Preço de Liquidação de Diferenças.....	63
Preço horário	64
4 MODELAGEM DO PROJETO	65
4.1 Características do Projeto	66
4.2 Cronograma de investimentos	69
4.3 Características do financiamento do projeto.....	70
4.4 Estrutura de Custos e Despesas.....	71
4.4.1 O&M	71
4.4.2 Arrendamento	71
4.4.3 Tributos sobre receita	72
4.4.4 Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas	72
4.4.5 Tarifa de Uso de Transmissão	72
4.4.6 Despesas com vendas, gerais e administrativas.....	72
4.4.7 Depreciação dos ativos.....	72
4.5 Regime de tributação	73
4.6 Premissas não contempladas.....	73
4.7. Variáveis a serem manipuladas	74
4.8 Projeções.....	76
5 RESULTADOS	78
6 CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	81
7 PRÓXIMOS PASSOS E ESTUDOS FUTUROS.....	84
8 REFERÊNCIAS.....	85

APÊNDICE A – PROJEÇÕES DO DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS – CENÁRIO BASE..	90
APÊNDICE B – PROJEÇÕES DO BALANÇO PATRIMONIAL – CENÁRIO BASE.....	92
APÊNDICE C – PROJEÇÕES DE FLUXO DE CAIXA – CENÁRIO BASE	94
APÊNDICE D – PROJEÇÕES DE INDICADORES FINANCEIROS – CENÁRIO BASE	96

1 INTRODUÇÃO

1.1 O estágio

O interesse na temática abrangida por este estudo deve-se ao fato de o autor, durante o período de elaboração do estudo, estagiar em uma empresa de gestão de ativos, com grande ênfase na concessão de linhas de crédito para empresas, por meio de instrumentos de dívida.

Neste sentido, uma característica fundamental para a operação da empresa de estágio é a avaliação do risco de crédito da contraparte. Tal atividade tem como objetivo identificar riscos perceptíveis nas operações dos credores que podem comprometer a capacidade de pagamento de seus compromissos e, como consequência, impedir a remuneração do capital alocado sob a gestão da empresa de investimentos.

1.2 O problema

Sob o contexto da avaliação do risco de crédito das contrapartes, uma parcela significativa das emissões de dívida ao mercado de capitais do país é, hoje, relacionada a projetos de geração de energia eólica. Tais projetos captam recursos para financiar sua estruturação, com o pagamento da dívida por meio da geração de caixa proveniente dos investimentos.

Neste sentido, torna-se essencial, para a avaliação do risco de crédito, uma análise sob o ponto de vista do investidor de dívida dos projetos de geração e sua viabilidade econômica e financeira.

Assim, é necessário um modelo de avaliação que permita, mesmo sem os dados internos aos projetos investidos e às empresas por trás, uma compreensão, com bom grau de segurança, da capacidade pagadora dos aportes captados em tais situações.

1.3 Metodologia

O método proposto tem como ponto de partida a revisão da literatura acerca do tema, a fim de melhor compreender o que já foi elaborado em relação ao tema,

bem como compreender metodologias de análise de projetos e conceitos de finanças para a avaliação de projetos.

O passo seguinte caracteriza-se pela análise e entendimento do setor de geração, e em especial geração eólica, do Brasil, salvaguardando suas particularidades.

Então, por fim, propor-se-á um modelo que permita a avaliação de um projeto de geração de energia eólica desenvolvido, por através da utilização das técnicas e metodologias observadas no levantamento bibliográfico e com informações advindas da análise do setor.

1.4 Objetivo e estrutura

O objetivo deste trabalho é propor um modelo, que auxilie na avaliação de crédito de projetos de geração eólica. Desta forma, procurar-se-á bases teóricas que fundamentem o desenvolvimento de um modelo para seu posterior desenvolvimento, levando em consideração o projeto sob análise.

Assim, foi-se definida uma estrutura para o desenvolvimento do trabalho, de modo a refletir as necessidades teóricas, bem como a contribuição do autor para a modelagem do problema definido.

Com isso, o presente trabalho é apresentado em uma estrutura lógica, que permita uma melhor interpretação do conteúdo nele abordado, com o desenvolvimento nos seguintes capítulos:

1. Introdução
2. Revisão Bibliográfica
3. Análise do Ambiente
4. Modelagem do projeto
5. Resultados
6. Conclusão e considerações finais
7. Próximos passos e contribuições futuras

8. Referências

Assim, tal estrutura reflete o processo percorrido para a elaboração do projeto, até o atingimento de seus resultados e conclusões.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A fim de elaborar o trabalho com embasamento teórico, fez-se uma pesquisa bibliográfica, de modo a levantar os estudos que já foram elaborados referente ao tema, bem como compreender os métodos explorados pela literatura para a avaliação de projetos do tipo.

2.1 Conceitos elétricos básicos

2.1.1 Corrente elétrica, voltagem, e potência

Para os autores Young & Freedman (2009), corrente elétrica é qualquer movimento de carga, indo de uma região à outra do circuito, enquanto voltagem é a diferença de potencial entre dois pontos distintos de uma resistência.

Segundo Young & Freedman (2009), a potência pode ser dada como uma taxa temporal de transferência de energia. A potência elétrica, então, se dá em função da voltagem e da corrente elétrica do circuito.

De acordo com as normas internacionais vigentes, a unidade de medida padrão utilizada é o watt (W), entretanto, devido aos grandes números relacionados às unidades geradoras do setor elétrico, múltiplos como megawatt (MW) e gigawatt (GW) são frequentemente encontrados.

2.1.2 Garantia Física

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética, a garantia física corresponde à quantidade de energia assegurada, dado certo critério, que a unidade geradora consegue prover. Tal garantia pode, por exemplo, seguir a metodologia de P50 e P90.

Conforme Dobos et. al (2002), tal metodologia baseia-se na função probabilidade acumulada (f.d.a.) para garantir geração da unidade acima de um valor calculado com f.d.a. de 50% de probabilidade (no caso do P50) ou com f.d.a. de 90% (no caso do P90).

A garantia física, ainda segundo a Empresa de Pesquisa Energética, determina o limite de energia que pode ser negociado pela unidade geradora.

2.2 Análise financeira de projetos de geração

Na literatura, foram elaboradas diferentes pesquisas acerca do tema, a fim de determinar a viabilidade econômica de diferentes projetos.

Abreu e Oliveira (2008), na avaliação de um projeto em especial, sugerem a utilização de modelos de Monte Carlo, bem como a utilização dos *softwares* disponíveis no mercado “ANAFIN” e “windPro”, para a determinação da viabilidade econômico e financeira do projeto. Os autores, por disporem de informações internas ao projeto, puderam gerar informações relativas aos ventos para sua utilização.

A viabilidade do projeto em questão, para os autores, é muito sensível à tarifa de venda de energia e também à estrutura de capital do projeto.

Abreu (2008) propõe ainda uma análise por meio de Valor Presente Líquido dos fluxos de caixa disponíveis ao projeto, de modo a gerar de maneira determinística, uma avaliação do projeto hipotético proposto em seu trabalho.

Albuquerque et. al (2017), por sua vez, realizou um estudo em quatro localidades e, com o uso de parâmetros médios encontrados na literatura, realizou o cálculo da taxa interna de retorno e também de determinação do Valor Presente Líquido. Neste caso, os autores, mais uma vez, fizeram uso de simulações de Monte Carlo, mas não realizaram uma análise de sensibilidade com as variáveis, a fim de definir pontos-chave.

Santos & Raimundo (2015) abordaram a temática também por meio do uso de Valor Presente Líquido. Entretanto, os autores tiveram uma menor preocupação com as gerações de caixa, fazendo uso de estimativas para os gastos operacionais e determinando as receitas por meio de valores acordados em leilão de energia. Não houve preocupação com os custos de captação dos recursos. Machado (2012) serviu como base para tais números, fornecendo gastos operacionais como 1,5% do custo de implementação total dos projetos.

Santos & Raimundo (2015), entretanto, ainda se preocuparam com as emissões de carbono na atmosfera, com estimativas de redução de emissão de carbono na ordem de 0,2% por habitante do estado do projeto (Espírito Santo), no caso de sua implementação. Abreu (2018) contribuiu para o assunto, preocupando-se

ainda com os ruídos produzidos, que vem sendo minimizados com as novas tecnologias implementadas nos rotores dos aerogeradores, e preocupando-se também com o impacto visual sobre a avifauna.

Avilés et. al (2019) também fizeram uso do Valor Presente Líquido para cálculo da viabilidade econômica de projetos, determinando-se premissas diversas para suas análises. Os autores fizeram uso do *software* Openwind para simulações dos ventos a diferentes alturas em relação ao solo, para poderem então realizar uma análise de sensibilidade em relação a altura dos aerogeradores posicionados e o Valor Presente Líquido de cada possibilidade. Ressalta-se ainda o uso do *software* ANAFIN para contribuição na elaboração dos cálculos. Os autores, ainda não definiram um preço para a energia vendida, buscando encontrar um Preço de Equilíbrio, que visasse possibilitar o empreendimento.

Dutra & Tolmasquim (2002) propõem em seu trabalho a utilização da Taxa Interna de Retorno para a avaliação de projetos de geração eólica. Em seu trabalho, os autores realizaram a análise de sensibilidade de diferentes fatores, incluindo o modelo da turbina utilizada na unidade geradora, a fim de estudar o cenário hipotético em questão. Os autores ainda fizeram o uso do *software* RETScreen para a realização do trabalho.

Ainda se percebe, como fator sensível a todos os estudos a importância da influência do investimento inicial, bem como da estrutura de capital escolhida para financiamento dos projetos, como fatores decisivos para a viabilidade econômica dos projetos.

Fatores operacionais mostraram-se menos significativos para a viabilidade dos projetos estudados na literatura.

Ressalta-se, entretanto, que nos trabalhos estudados na literatura não houve análise da venda da energia, no que tange aos leilões, ao preço de liquidação de diferenças e aos contratos travados para a venda de energia. Na literatura, valores de venda foram sempre assumidos e por vezes, fez-se uma análise de sensibilidade de tais valores. Desta maneira, torna-se necessário um aprofundamento nestas questões.

Costa Filho et. al (2019) destacam em seu trabalho, entretanto, o sucesso dos leilões de energia eólica, com boa porcentagem dos leilões realizados entregando os resultados estipulados. Mas também concluíram a fragilidade dos projetos em relação aos editais, dado que editais em especial resultaram em projetos que não ofertaram a energia estipulada.

2.3 Conceitos financeiros

Para a avaliação de projetos, foi constatado na literatura a utilização de uma série de conceitos essenciais. A seguir, foi realizada uma revisão bibliográfica para a conceituação dos mais relevantes e importantes identificados através da consulta da literatura.

2.3.1 Valor Presente Líquido

Para Assaf Neto (2012), Valor Presente Líquido reflete a diferença entre o valor presente, isto é, descontados, dos fluxos de caixa de benefícios (ou pagamentos) e o valor presente do fluxo de caixa inicial.

Assim, o Valor Presente Líquido de fluxos de caixa dispostos no tempo pode ser dado pela fórmula:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - FC_0 \quad (1)$$

em que: FC_0 corresponde ao fluxo de caixa inicial do projeto; FC_j corresponde ao fluxo de caixa no período j ; i corresponde a taxa de desconto utilizada (muitas vezes refere-se ao custo de capital); j corresponde os períodos de 1 à n em que há fluxos de caixa; e VPL corresponde ao Valor Presente Líquido do fluxo de caixa em questão

2.3.2 Taxa Interna de Retorno

Ainda segundo Assaf Neto (2012), a Taxa Interna de Retorno de um investimento significa a taxa de juros pela qual, quando descontados, iguala os valores presentes das entradas e saídas de caixa previstos em determinado fluxo.

A identidade matemática para o cálculo de tal taxa se dá pela fórmula:

$$0 = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - FC_0 \quad (2)$$

onde: FC_0 corresponde ao fluxo de caixa inicial do projeto; FC_j corresponde ao fluxo de caixa no período j ; i corresponde a Taxa Interna de Retorno calculada e j corresponde os períodos de 1 à n em que há fluxos de caixa.

2.3.3 Custo de Capital

O Custo de Capital pode ser definido como a taxa de retorno, em um empreendimento, necessária para a manutenção de seu preço de mercado (Suno Research, 2021).

Na literatura, há grande discussão acerca de como quantificar tal custo e como este deve ser calculado.

Copeland et. al (2002) define o custo de capital de um empreendimento/empresa como custo médio ponderado de capital, conforme a fórmula a seguir (adaptada):

$$CMPC = k_b(1 - T_c) \left(\frac{D}{D+P+S} \right) + k_p \left(\frac{P}{D+P+S} \right) + k_s \left(\frac{S}{D+P+S} \right) \quad (3)$$

onde: CMPC corresponde ao custo médio ponderado de capital; k_b corresponde ao custo de dívida; k_p corresponde ao custo médio de capital para ações preferenciais; k_s corresponde ao custo de capital das ações ordinárias; T_c corresponde a taxa média de impostos incidentes no empreendimento/empresa; D corresponde ao valor de mercado das dívidas assumidas pelo empreendimento/empresa; P corresponde ao valor de mercado das ações preferenciais; e S corresponde ao valor de mercado das ações ordinárias.

A determinação, por sua vez, da determinação de cada um dos custos de capital, isto é, de dívida, de ações ordinárias e preferenciais, exige ainda outros conceitos e há divergências na literatura.

Quanto ao custo de dívida, determina-se k_b como o custo médio ponderado (ou taxas de juros médias ponderadas) das captações da empresa.

Os custos relativos às ações preferenciais e ordinárias, Copeland (2002) ainda propõe o uso do modelo de precificação de ativos financeiros, ou CAPM na sigla em inglês, (primeiro descrito por Treynor, Sharpe e Litner) como se segue:

$$k_{(p ou s)} = r_f + [E(r_m) - r_f] * \beta \quad (4)$$

onde: $k_{(p ou s)}$ representa o custo de capital exigido; r_f representa a taxa de retorno livre de risco; r_m representa o retorno de mercado; e β representa a correlação do ativo em questão com um portfólio de mercado.

Com esta fórmula, portanto, calcula-se um prêmio para assumir-se um risco ao investir-se em certo ativo.

Já em relação ao custo de dívida k_b da companhia, seu custo é reflexo das taxas de captação da companhia. E tais taxas são reflexo do custo de captação da empresa e dos riscos observados no mercado.

2.3.4 Riscos

Como abordado em Teoria de Finanças, parte-se da premissa que o investidor racional é avesso ao risco. E, como consequência de tal aspecto, a análise de investimentos apenas sob a perspectiva de rentabilidade se faz incompleta. Devem ser incorporados na análise três aspectos fundamentais: rentabilidade, liquidez e segurança. Deste modo, não há investimento que maximize as três variáveis e elas devem ser ponderadas de acordo com a percepção do investidor e seu apetite a risco. (OLIVERA E PACHECO, 2017)

Os riscos observados podem ser classificados em diferentes categorias, devido às diferentes características dos riscos. A análise de cada componente deve ser incorporada no custo de dívida da empresa, para incorporar e representar no investimento os riscos associados a ele. Abaixo, buscou-se trazer os principais riscos:

2.3.4.1 Risco de Mercado

Risco relacionado à natureza do mercado em que o investimento, operação ou ativo está inserido. Isto é, além de dados macro econômicos, incorpora outros fatores intimamente relacionados a operação da empresa, sejam internos ou externos a organização, como demanda, mudanças de tecnologia, gestão e execução do plano estratégico, entre outros (Modal, 2021).

2.3.4.2 Risco de Liquidez

O risco de liquidez caracteriza-se por ser um risco atrelado a facilidade de desmontar e vender uma posição em eventual investimento. Investimentos, operações e contratos com menor liquidez embutem, em seu preço, um prêmio pela liquidez, de modo que é exigida uma remuneração extra para o comprometimento com tais operações de difícil saída.

Em momentos de estresse, operações de menor liquidez oferecem maiores oscilações aos investidores.

2.3.4.3 Risco de crédito/contraparte

Apesar de por vezes serem caracterizados e descritos separadamente, relacionam-se essencialmente ao risco de a contraparte não honrar com os compromissos firmados em algum contrato, operação ou investimento (BTG, 2021).

2.3.4.4 Risco Legal

Risco atrelado ao risco de um contrato ou papel não vir a ter suas condições cumpridas, devido a problemas legais e jurídicos na escrituração do papel, de modo que alguma das partes tenha brechas para o não cumprimento dos termos acordados (CVM, 2021).

2.3.4.5 Risco de Imagem

Risco atrelado as perdas possíveis devido a danos a reputação da instituição, devido a diversos fatores, como associação com práticas duvidosas, como fraude e corrupção, mas também por associações com outros fatores externos e internos à instituição (Suno, 2021).

2.3.4.6 Risco Regulatório

Risco relacionado a possíveis e eventuais mudanças na regulamentação do setor de atuação da empresa que está relacionada ao investimento, de modo que os resultados podem ser substancialmente afetados por tais mudanças (BTG, 2021).

2.3.4.7 Risco operacional

Risco atrelado com da operação com o ativo/investimento. De modo que se relaciona intimamente a execução das operações desejadas, com impacto inclusive de erros humanos (BTG, 2021).

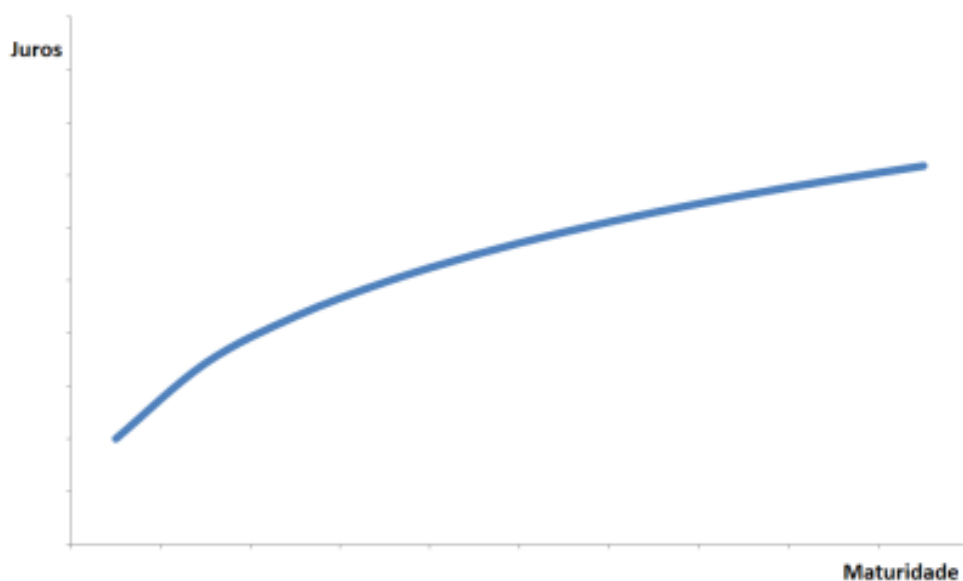
2.3.5 Curva de Juros

Com base nos riscos observados, os investidores precificam os custos do juro básico da economia (ou o r_f anteriormente apresentado) para vencimentos futuros, de modo que o prazo dos investimentos reflita os juros esperado para o mesmo vencimento. Para isso, a curva é construída a partir da incorporação de todos os títulos de renda fixa (públicos), independente de sua maturidade.

Tal característica da curva de juros associa-se a Hipótese da Expectativa (Fisher, 1896), que se relaciona a incerteza do futuro e garante mais remuneração quanto mais incerto for o futuro. Nawalkha, Soto e Beliaeva (2005) ainda reconhecem as Hipóteses de Prêmio de Liquidez (Hicks, 1939), Hipótese de Segmentação de Mercado (Culbertson, 1957) e Hipótese do Habitat Preferido (Modigliani e Sutch, 1966) como variáveis para a definição da curva de juros.

Sob esta perspectiva, a curva de juros pode se dar em diferentes formas, seja crescente, achatada ou decrescente. (Gráficos X, Y e Z, respectivamente).

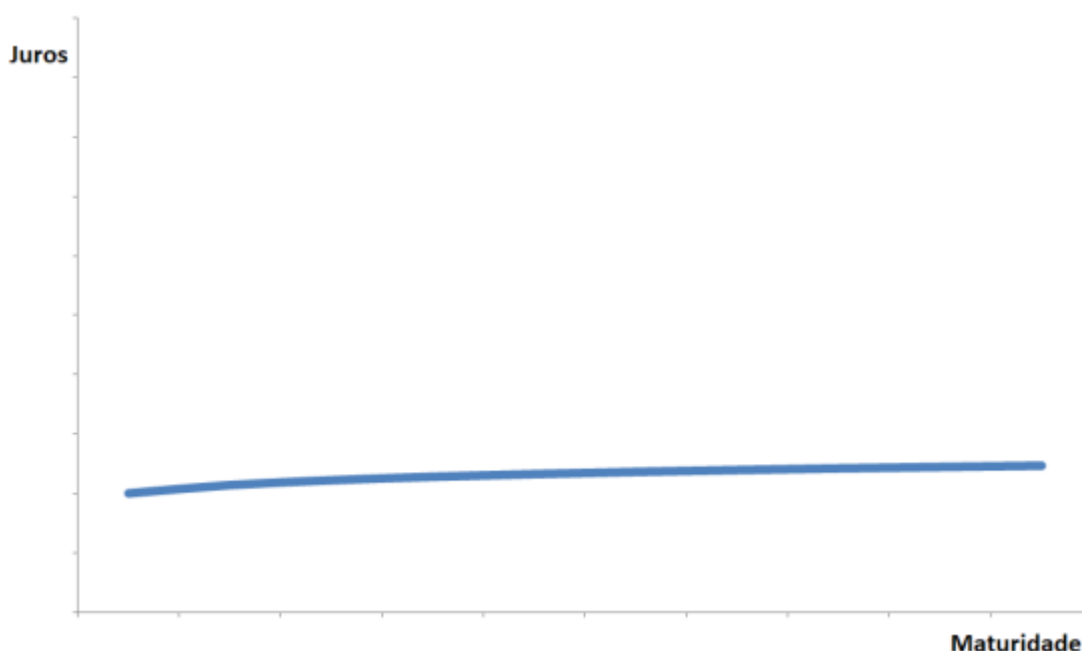
FIGURA 1 ESBOÇO DE CURVA DE JUROS CRESCENTE.



Fonte: elaboração própria

Em uma curva crescente, estão embutidos expectativas dos agentes de aumento de riscos e incertezas de acordo com o tempo. Isto faz com que a remuneração em forma de juros seja condizente com essa expectativa e aumente ao longo do tempo.

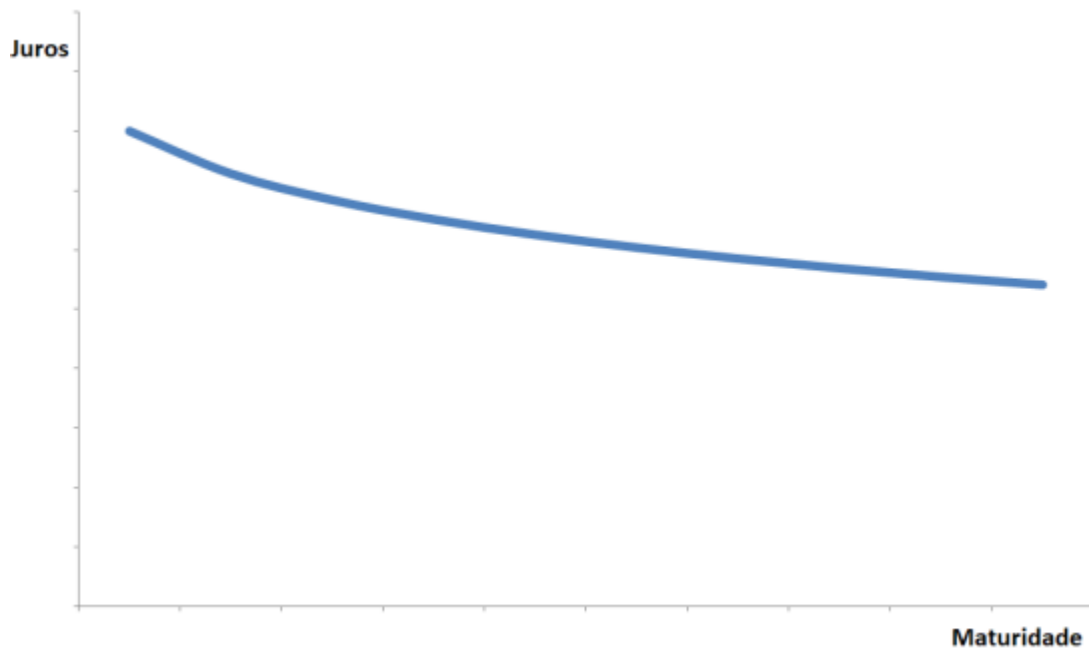
FIGURA 2 ESBOÇO DE CURVA DE JUROS ACHATADA.



Fonte: elaboração própria

Já uma curva achatada, estão refletidas expectativas dos agentes de um ambiente estável ao longo do tempo, de modo que os agentes não exigem remuneração extra significativa para investimentos de maior prazo. Isto se deve a perspectivas macroeconômicas mais claras, de modo que o risco esperado ao longo do tempo não tem grandes oscilações.

FIGURA 3 ESBOÇO DE CURVA DE JUROS DECRESCENTE.



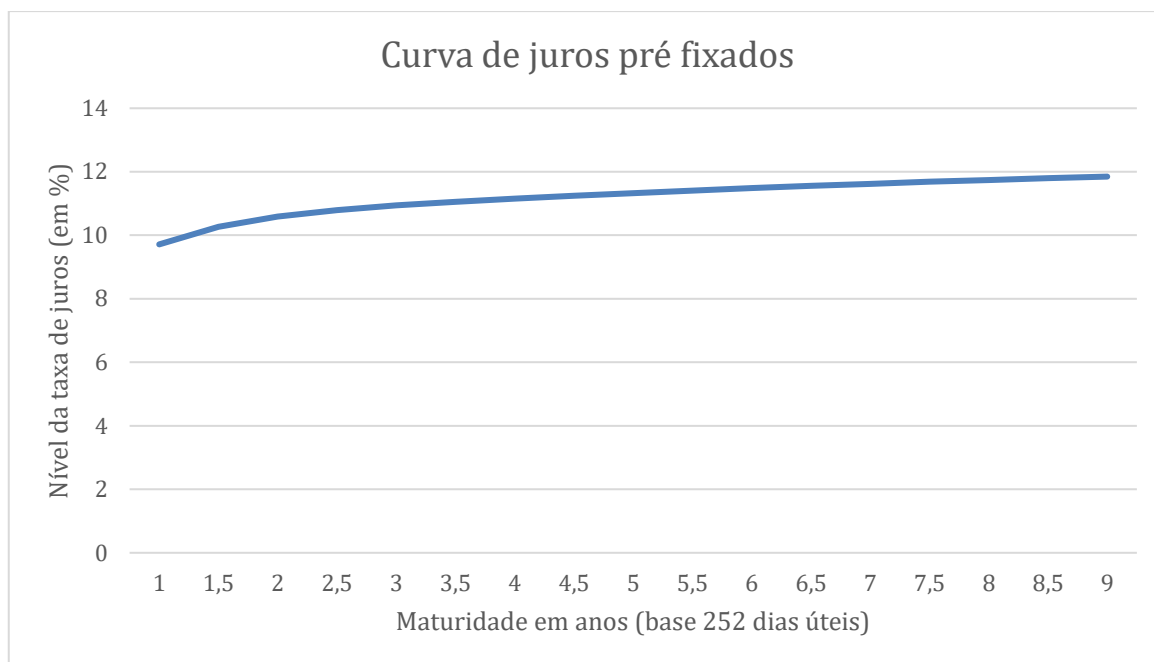
Fonte: elaboração própria

Por sua vez, uma curva de juros decrescente caracteriza-se pela percepção de risco maior para investimentos de curto prazo em relação a investimentos de longo prazo. Isso se deve a cenários atípicos e inesperados no curto prazo, de modo que tal curva não reflete o esperado de uma economia.

Por fim, pontua-se que, pela curva refletir as expectativas dos agentes de mercado ao longo do tempo, a curva também pode flutuar ao longo do tempo, de modo a refletir tais expectativas ao longo dos ciclos econômicos (SAMPAIO, 2021).

Abaixo, projeta-se a curva de juros futuras do Brasil, com relação a data base de 20 de Outubro de 2021.

GRÁFICO 1 CURVA DE JUROS FUTUROS PRÉ-FIXADOS.



Fonte: Anbima, elaboração própria

Com isso, nota-se o caráter característico do mercado brasileiro em relação a percepção de risco.

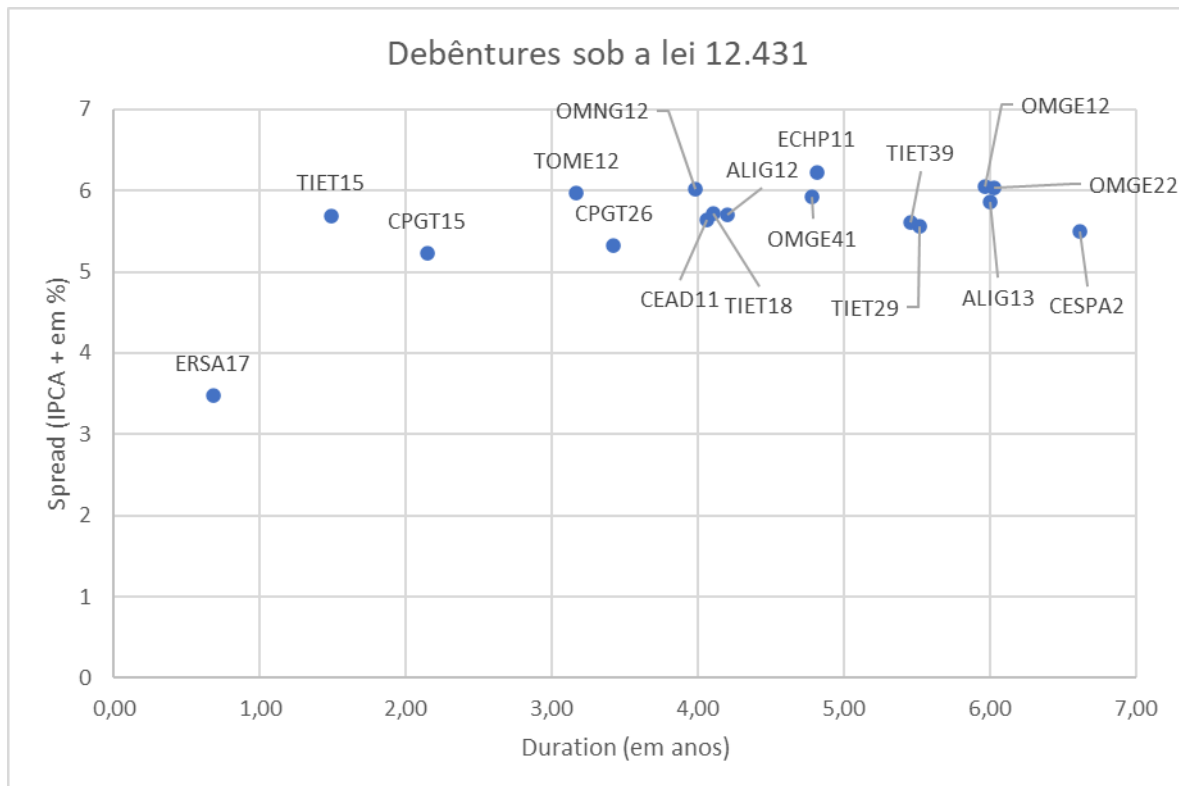
2.3.6 Spread de Crédito

O spread de crédito, por sua vez, caracteriza-se por ser um *spread*, ou sobretaxa, justamente devido aos riscos identificados relacionados a empresa.

Desta maneira, os agentes de mercado, em linha com a teoria de Hicks (1939) e de Culbertson (1957), exigem remuneração acima da curva de juros de títulos públicos para investimentos em setores privados diversos. Tal remuneração extra oscila de acordo os riscos identificados para a empresa/setor e também em relação ao prazo de maturidade dos títulos.

De acordo com a ANBIMA, pode-se observar os seguintes spreads, para papéis selecionados de crédito corporativos atrelados ao IPCA sob a regulamentação da Lei 12.431, das Debêntures Incentivadas (Gráfico Y).

GRÁFICO 2 SPREAD DE DÍVIDAS CORPORATIVAS SOB A LEI 12.431 EM FUNÇÃO DA DURATION.



Fonte: Anbima, elaboração própria

Neste último foram selecionados apenas papéis sob a legislação da Lei 12.431, das debêntures incentivadas, de modo a garantir maior comparabilidade aos papéis. Além disso, destaca-se que se optou por trazer apenas papéis do setor de geração de energia elétrica, por ter mais aderência ao estudo elaborado.

Note, entretanto, que, uma vez emitido o papel, a remuneração é fixada e eventuais mudanças das expectativas dos agentes e percepções de risco não acarretam mudança de custo do custo de dívida para as empresas. Tais mudanças geram apenas marcações a mercado dos papéis já existentes.

As empresas ficam sujeitas a tal mudança de expectativas e percepções apenas em cenários de rolagem e emissão de novas dívidas, quando há a emissão de novos papéis.

2.3.7. *Duration* de Macaulay

O conceito de *duration* modificada é a simplificação de um fluxo de caixa para o cálculo de seu prazo médio. Isto é, a *duration* modificada é o cálculo do prazo médio ponderado, respeitando a diferença temporal dos valores, de um fluxo de caixa (Securato, 2011).

E a extensão deste conceito é relevante para títulos de renda fixa, dado que os fluxos de caixa previsíveis permitem o cálculo do prazo médio de um papel. Assim, é possível a comparabilidade dos papéis não em função de seu prazo de vencimento, mas em função do prazo médio ponderado dos fluxos, o que melhor reflete o risco tomado.

A fórmula que representa tal cálculo é dada:

$$D = \frac{\sum_{j=1}^n \frac{F_j}{(1+i_j)^{d_j}} \times d_j}{PV} \quad (5)$$

Onde: F_j representa os fluxos de caixa no período j ; i_j representa a taxa de juros (por período) até a data do período j ; d_j representa a data o número de períodos do presente até o período j e PV representa o valor presente do todo o fluxo de caixa. j , por sua vez, representa os períodos e varia de 1 a n .

2.3.8 *Duration* modificada

A *duration* modificada é uma extensão do conceito da *duration* de Macaulay, pode ser interpretada como uma simplificação para os efeitos da variação de 1% sobre o preço de um papel. Isto é, qual o impacto de 1% para a precificação do ativo. (CFI, 2021)

Seu resultado é dado pela fórmula:

$$Duration\ Modificada = \frac{Duration\ de\ Macaulay}{1+YTM/n} \quad (6)$$

Onde: YTM é o retorno absoluto do papel caso seja carregado até o vencimento; e n é o número de cupons pagos por período.

2.3.9 Duration Efetiva

A *duration* efetiva, por sua vez é um aperfeiçoamento dos conceitos anteriores, de modo que, para fluxos de caixa com perfis variáveis, o conceito demonstra a sensibilidade do valor presente de tal fluxo mediante a variação da taxa de juros que o desconta.

Sua fórmula pode ser dada por:

$$Duration\ efetiva = \frac{V_{-\Delta y} - V_{+\Delta y}}{2V_0\Delta y} \quad (7)$$

Onde: V_i é o valor do fluxo de caixa dada uma variação de i na taxa de juros y que o desconta.

2.3.10 Despesas de Capital (CapEx)

São despesas relacionadas à aquisição e manutenção de máquinas e equipamentos, bem como referentes a aquisições de participações e imóveis e ainda relativas a obras e construções (Suno Research, 2021).

Estas despesas relacionam-se com a ampliação da capacidade produtiva do empreendimento/empresa.

2.3.11 Despesas operacionais (OpEx)

São as despesas relativas à operação da empresa. Isto é são os gastos de para a manutenção da operação da empresa, seja por meio de consumíveis, manutenção ou outros (Suno Research, 2021).

2.3.12 Geração de Caixa Operacional

Relaciona-se a capacidade da empresa/empreendimento de gerar caixa nas atividades operacionais, isto é, excluindo-se os efeitos de financiamentos e investimentos (CFA Institute, 2021).

A geração de caixa operacional intrinsecamente a saúde financeira do empreendimento, uma vez que é por meio das atividades que o empreendimento pode, recorrentemente, trazer o retorno esperado.

2.3.13 Fluxo de caixa livre para a firma

O fluxo de caixa livre para a firma representa a geração de caixa livre para a companhia após o pagamento de suas obrigações e dispêndios em capital de giro e investimentos.

O fluxo de caixa livre torna-se, no contexto de avaliação de empresas, uma importante ferramenta, já que permite a determinação dos fluxos finais de caixa disponíveis para o empreendimento/empresa (CFA Institute, 2021).

Seu cálculo pode se dar de diferentes maneiras e ajustes relativos a cada operação em específico são necessárias, por isso optou-se por ocultar uma fórmula que visa simplificar o conceito.

2.3.14 Fluxo de caixa livre para o acionista

Analogamente ao fluxo de caixa livre para a firma, o fluxo de caixa livre ao acionista reflete a geração de caixa disponível aos acionistas de uma companhia após todas as necessidades de capital referentes às atividades operacionais, de investimento e financiamento. (CFA Institute, 2021)

Desta forma, reflete a disponibilidade de recursos final aos donos da empresa e, desta forma, representa uma importante ferramenta de avaliação do valor da empresa.

Mais uma vez, por contar com diferentes fórmulas, pertinentes sobre diferentes contextos, optou-se por ocultar uma fórmula generalista que simplificasse o conceito.

3 ANÁLISE DO AMBIENTE

3.1 Agentes

O setor elétrico brasileiro foi reorganizado, ao longo do tempo, para melhor se adaptar às necessidades e assegurar a segurança do sistema. Neste sentido, o setor pode ser separado entre segmentos.

Uma visualização simplificada de tais segmentos podem ser vista na figura 4 abaixo, em que tais agentes são separados conforme suas atribuições e contribuições ao setor:

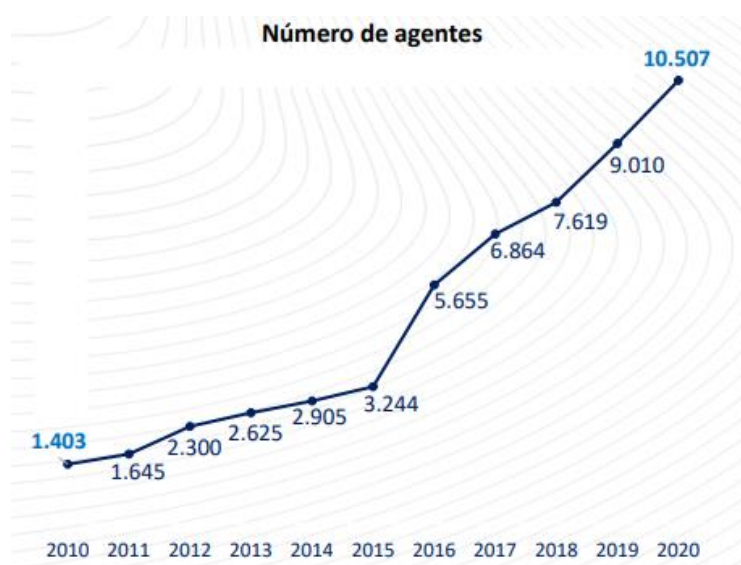
FIGURA 4 ORGANOGrama DO SISTEMA.



Fonte: ANACE, 2021.

Destaca-se ainda que com as atualizações do ambiente, principalmente no que tange à regulamentação (mais profundamente abordado no item 3.3 deste presente documento), o número de agentes atuantes no setor vem em crescente (Gráfico 3). Isto reflete as simplificações e os incentivos e benefícios fornecidos aos agentes do setor.

GRÁFICO 3 EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE AGENTES NO MERCADO.

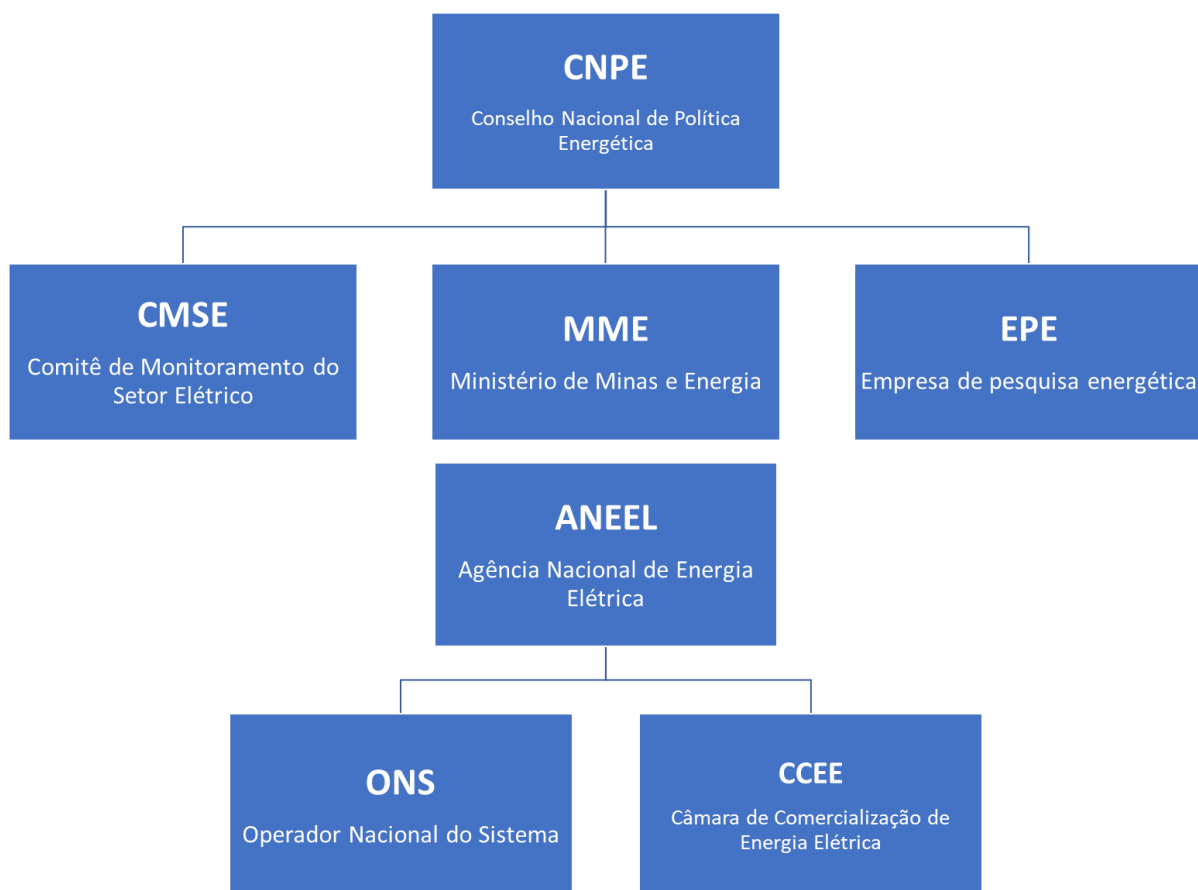


Fonte: CCEE, 2021.

3.1.1. Instituições

O setor, atualmente, para coordenação física e financeira do sistema, conta com instituições ligadas ao Governo Federal que garantem o funcionamento estipulado pela regulamentação.

FIGURA 5 ORGANOGRAMA DAS INSTITUIÇÕES DO SISTEMA.



Fonte: CCEE, 2021, elaboração própria.

Neste âmbito, destaca-se o papel do ONS como responsável pela operação física do sistema, coordenando os despachos (ativações) das unidades geradoras e a CCEE como garantidora financeira do sistema.

3.1.1.1 CNPE

O Conselho Nacional de Política Energética é um órgão interministerial que tem como função formular políticas e diretrizes de energia que assegurem que todas as áreas do país, inclusive as mais remotas, tenham suprimento de energia elétrica. É também responsável pela revisão das matrizes energéticas das regiões e estabelecimento de diretrizes para projetos específicos e para importação e exportação de gás natural e petróleo. (CCEE, 2021).

3.1.1.2 CMSE

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico é um órgão sob o Ministério de Minas e Energia para acompanhar e avaliar a segurança do fornecimento de energia elétrica no país.

Nesse sentido, tem como funções: acompanhar o desenvolvimento de atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização e importação e exportação de energia elétrica; avaliar as condições de atendimento e abastecimento, inclusive quanto à segurança; identificar obstáculos que afetem a segurança e regularidade do abastecimento elétrico e a expansão do setor; e propor ajustes e ações para o abastecimento e atendimento elétrico. (CCEE, 2021).

3.1.1.3 MME

O Ministério de Minas e Energia é o órgão, vinculado ao poder executivo do governo federal, cujas obrigações relacionam-se com conduzir as políticas energéticas do país. Nesse sentido, o Ministério deve estabelecer o planejamento do setor, monitor a segurança do suprimento, definir ações preventivas, bem como formular e implementar políticas com base nas diretrizes estabelecidas de pelo Conselho Nacional de Política Energética.

3.1.1.4 EPE

A Empresa de Pesquisa Energética é outro órgão sob o Ministério de Minas e Energia, com papel de prestar serviços relacionados a estudos e pesquisas, de modo a subsidiar o planejamento e desenvolvimento do setor. Instituída pela Lei 10847/2004. (CCEE, 2021).

3.1.1.5 ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica exerce o papel de reguladora e fiscalizadora dos agentes geradores, transmissores, distribuidores e comercializadores. Assim, zela pela qualidade, segurança, abastecimento e outros aspectos dos agentes (CCEE, 2021).

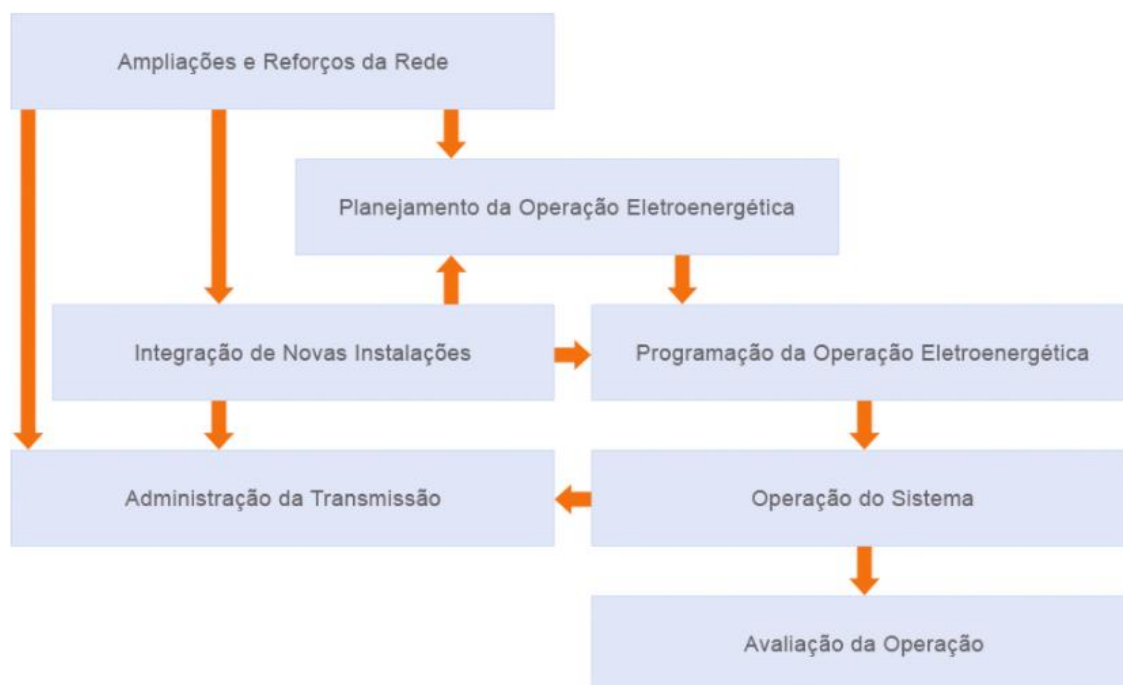
3.1.1.6 ONS

O Operador Nacional do Sistema é o órgão responsável pela operação, controle e supervisão da geração de energia do Sistema Integrado Nacional e, mais recentemente, dos Sistemas Isolados. Ainda, administra a rede de transmissão. (CCEE, 2021).

Com objetivo de garantir o suprimento, segurança e confiabilidade e otimização de custos, o Operador é o responsável pelo despacho das unidades geradoras, conforme a ordem de mérito.

Uma visão mais detalhada das atribuições do Operador pode ser vista abaixo, conforme a própria instituição descreve (Figura 6):

FIGURA 6 ORGANOGRAMA DAS ATRIBUIÇÕES DO ONS.



Fonte: ONS, 2021

3.1.1.7 CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, analogamente a operação do Operador Nacional do Sistema, é a instituição que é responsável pela liquidação

financeira das operações e contratos travados nos ambientes de negociação, inclusive do mercado de curto prazo.

Desta maneira, a organização ainda é a responsável pela contabilização dos saldos de cada agente e cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças no mercado *spot*.

A Câmara serve ainda como ambiente de negociação de contratos e visa promover a liquidez e segurança do sistema.

3.2 Sistema Interligado Nacional

O sistema brasileiro de produção, transmissão e distribuição, diferentemente de outros países, é interligado e conecta todas as regiões do país. Tal sistema é operado pela ONS, que é a responsável por todas as operações anteriormente citadas.

Desta maneira, o Operador garante que a energia gerada e consumida seja otimizada em tempo real, além de prover estabilidade e segurança para o sistema.

O sistema pode ser dividido em 4 sub-regiões: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Com isso, a única unidade federativa não integrada ao sistema é Roraima.

Abaixo (Figura 7), pode ser visto um mapa representativo do Sistema Interligado Nacional:

FIGURA 7 MAPA COM AS LINHAS DE TRANSMISSÃO CONECTADAS AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL.

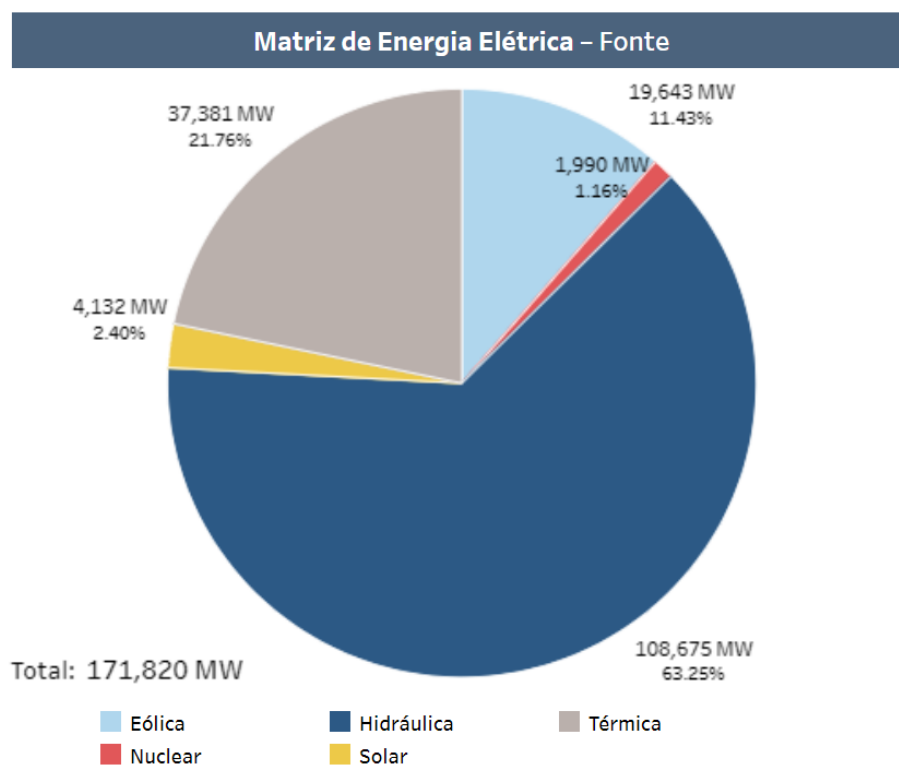


Fonte: ONS, 2021

O sistema conta com mais de 171GW de capacidade instalada e mais de 180 mil km de linhas de transmissão, o que garante a interconexão entre os diferentes agentes do sistema.

Destaca-se, entretanto, a forte dependência do sistema de agentes de geração de fontes hidráulicas, que correspondem a cerca de 63% da capacidade instalada conectada ao sistema (Gráfico 4)

GRÁFICO 4 CAPACIDADE INSTALADA CONECTADA AO SIN.



3.2.1 Sistemas Isolados

Existem ainda, em território nacional, sistemas que não estão conectados ao SIN, de modo que atuam de forma independente. Ao todo, são 212, localizados principalmente na região Norte, nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá e Pará (ONS, 2021).

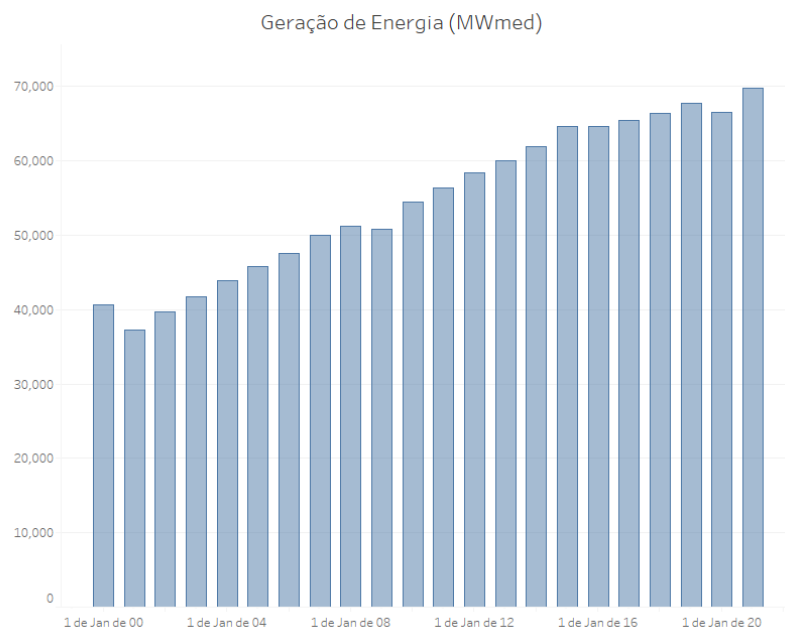
A partir de 2017, como consequência da Lei 13.360/2017, a atribuição da operação de tais sistemas passou a ser da ONS, seguindo regulação de procedimentos operacionais da ANEEL, após decreto presidencial de nº 9022, de 2017.

Destaca-se a baixa representatividade da demanda de energia das regiões não conectadas, como sendo abaixo de 1% da demanda nacional de energia. Grande parte de tal demanda é suprida por unidades geradoras de fonte térmica, em especial a óleo diesel.

3.3 Histórico de geração

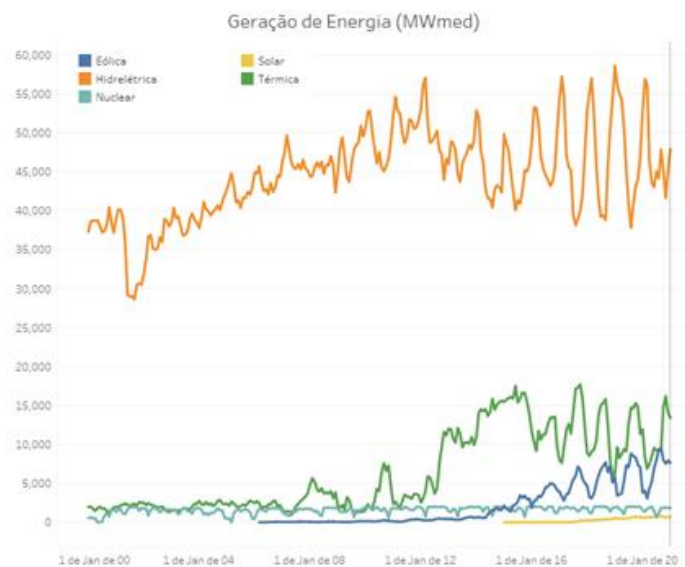
O ambiente do setor elétrico brasileiro, ao longo do tempo, vem passando por mudanças. Motivadas pela crescente demanda de energia (Gráfico 5), houve também a expansão da oferta de energia, por meio de diferentes tipos de usinas (Gráfico 6).

GRÁFICO 5 EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO TOTAL DO SISTEMA.



Fonte: ONS, 2021

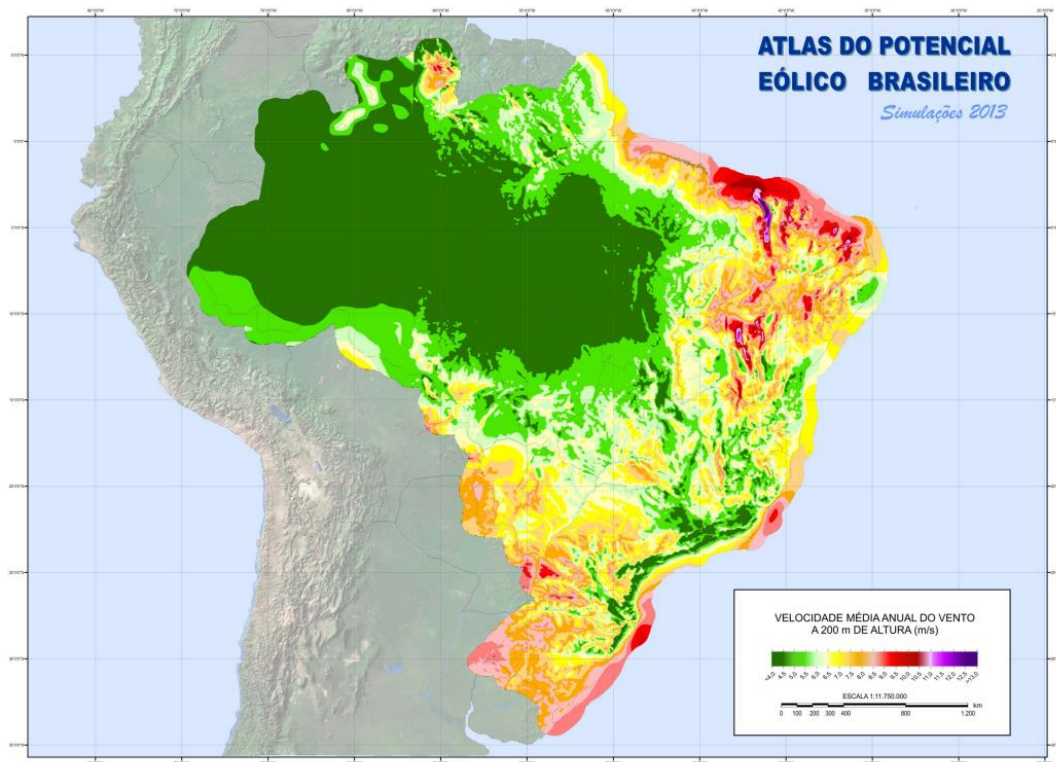
GRÁFICO 6 EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO POR FONTE.



Fonte: ONS, 2021

Neste âmbito, ressalta-se a crescente presença de projetos de geração de energia eólica, suportados por um forte potencial eólico no país, devido a fortes ventos principalmente na região nordeste do país (Figura 8).

FIGURA 8 POTENCIAL EÓLICO NO BRASIL.

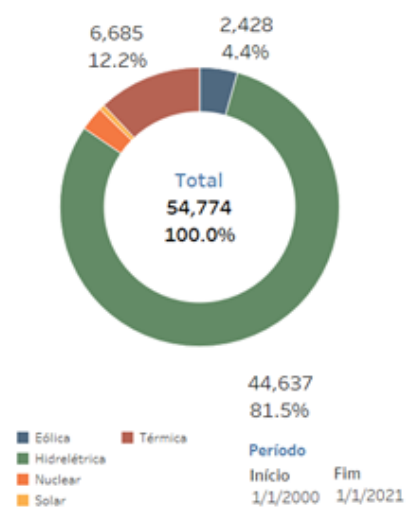


Fonte: Atlas do Potencial Eólico, 2013.

Entretanto, ainda se ressalta a grande dependência das unidades geradores de fonte hídrica (Gráfico 7). Neste contexto, a fim de mitigar o risco do sistema e amenizar os efeitos hidrológicos, as fontes eólicas surgem como fonte complementar (Gráfico 8).

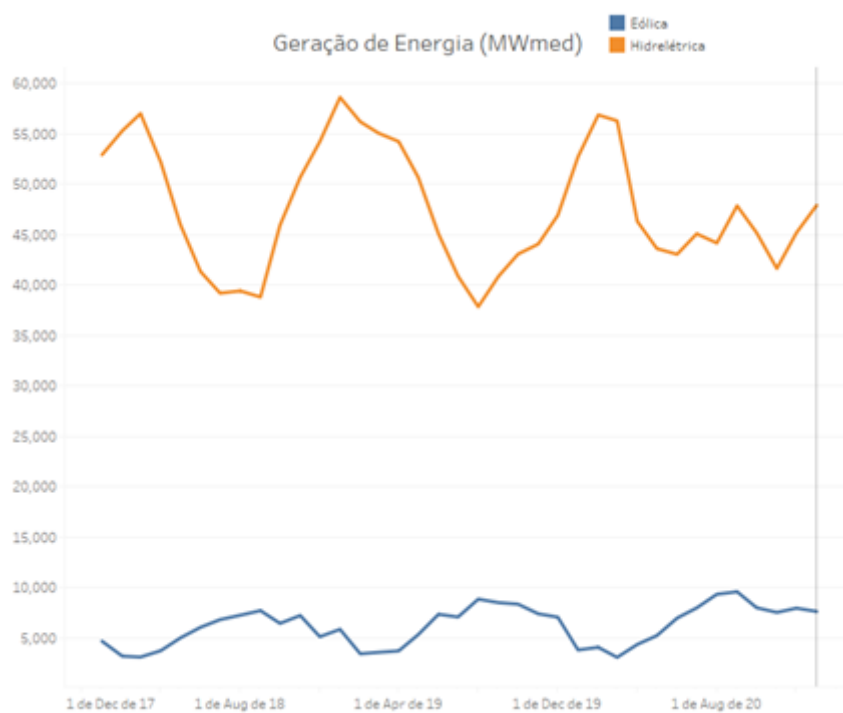
GRÁFICO 7 DEPENDÊNCIA DAS FONTES DE ENERGIA ELÉTRICA

Geração de Energia Tipo de Usina



Fonte: ONS, 2021

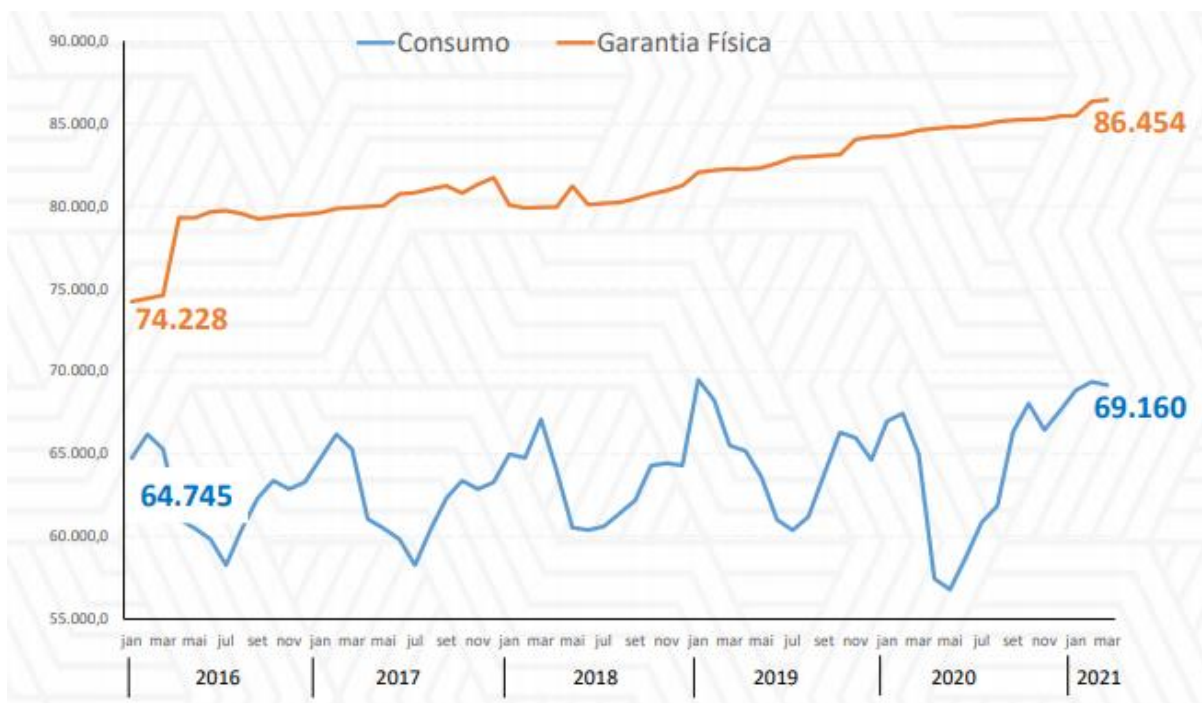
GRÁFICO 8 COMPLEMENTARIEDADE DAS FONTES EÓLICA E HIDRELÉTRICA.



Fonte: ONS, 2021

Assim, investimentos no setor têm sido feitos e incentivado, como um todo, a fim de minimizar os riscos de suprimento do sistema. Tal resultado pode ser observado por meio do aumento da garantia física instalada no sistema (Gráfico 9).

GRÁFICO 9 EVOLUÇÃO DO CONSUMO E GARANTIA FÍSICA DO SISTEMA.



Fonte: CCEE, 2021

3.3.1 Risco Hidrológico e o GSF

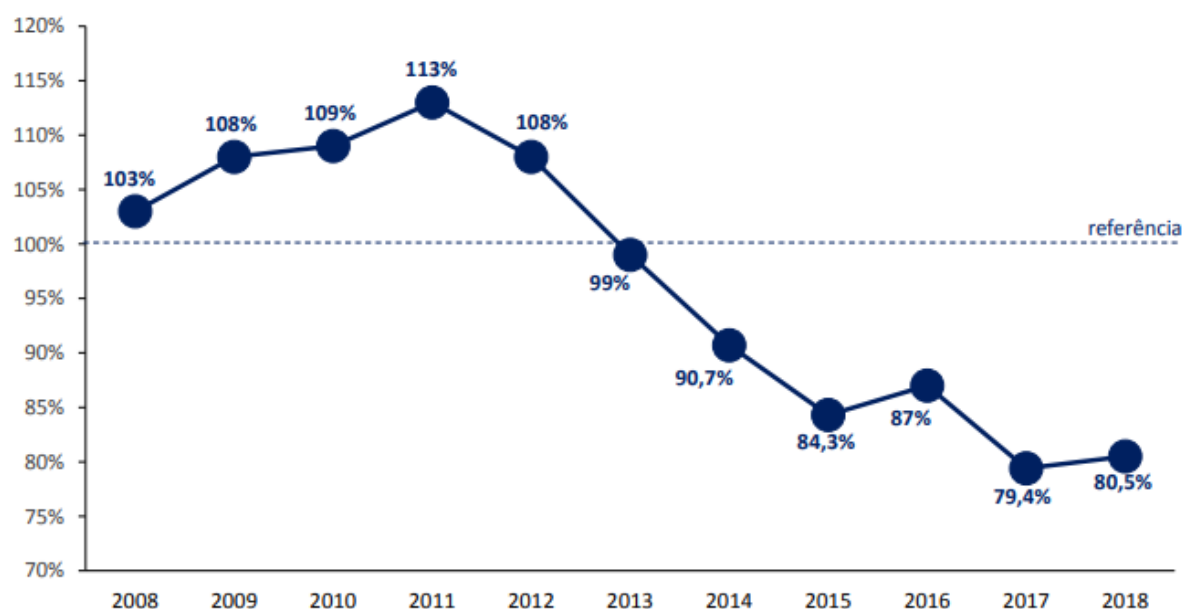
Pelo sistema brasileiro ser concebido primariamente em torno de usinas hidrelétricas, foi desenvolvido um mecanismo que se rateia, entre as hidrelétricas a energia geradas entre sua totalidade, de acordo com sua garantia física. Assim, concebeu-se o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, que foi o responsável por esse rateio.

Neste sentido, a fim de contabilizar-se tal rateio, foi desenvolvido o GSF – Global Scalling Factor, que é o responsável por realizar tal conta e que credita as usinas gerados no cenário de geração acima de 100% de suas garantias físicas ou as penaliza em um cenário abaixo desses 100%.

GSF desempenha um papel fundamental para a sazonalização das garantias físicas alocadas, bem como é o responsável pelo compartilhamento entre os agentes geradores de fonte hidrelétrica.

, o sistema vem enfrentando uma geração recorrentemente abaixo da garantia física atrelada às usinas. Tal fato pode ser visto no gráfico abaixo:

GRÁFICO 10 GSF AO LONGO DOS ÚLTIMOS ANOS.



Fonte: CCEE, 2018

3.4 Histórico de Regulação

A fim de acompanhar a demanda por energia e necessidades dos agentes do mercado, a regulamentação vigente sofreu alterações, de modo a possibilitar os avanços, mas também garantir a segurança física e financeira do sistema. Neste sentido, pode-se descrever as evoluções do setor em três fases. Os principais aspectos de cada fase do setor podem ser vistos no quadro abaixo (Quadro 1):

QUADRO 1 ATUALIZAÇÕES NO MODELO REGULATÓRIO.

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Fonte: CCEE, 2021

3.4.1 Medida Provisória nº 998/20

A medida provisória proposta acaba com os benefícios sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), que beneficiava as fontes de energia sustentável, propiciando investimentos no setor.

Na prática, consumidores da energia provenientes de projetos que se enquadravam no projeto anterior recebiam isenção parcial ou total em tais tarifas, o que tornava a energia de tais fontes virtualmente mais baratas.

Com a Medida Provisória, novos projetos com outorga a partir de 21 de setembro de 2021 deixarão de contar com tais benefícios, o que encarecerá a energia a seus clientes, tornando os projetos menos atrativos (Absolar, 2021).

3.5 Ambiente de Contratação

3.5.1. Ambiente de Contratação Regulado

No ambiente de contratação regulado, comercializadoras, geradoras e distribuidoras negociam, por meio de leilões regulados pela Aneel e comandados pela CCEE, os preços para contratos de fornecimento e consumo de energia de longo prazo. (CCEE, 2021)

A quadro abaixo caracteriza cada um dos tipos de contrato existentes, em relação aos seus principais aspectos.

QUADRO 2 TIPOS DE CONTRATO DE ENERGIA

Tipo de Contrato	Características
Contratos de Geração Distribuída	Contratos procedidos pelo agente distribuidor, com chamada pública. A energia elétrica de tais contratos vêm de agentes com concessão, permissão ou autorização conectador diretamente no sistema do comprador.
Contratos de Ajuste	Contratos que têm como objetivo a correção de desvios em relação às previsões de oferta e demanda de leilões anteriores. Desta maneira, adequa a contratação das distribuidoras.
Contratos do Proinfa	Contrato de incentivo às fontes de energia alternativas, tem como objetivo incentivar o desenvolvimento de projetos que diversifiquem a matriz energética do país. Contempla as energias geradas por pequenas centrais hidrelétricas, Usinas eólicas e de biomassa.
Contratos de Itaipu	Contempla a energia produzida pela usina de Itaipu e comercializada pela Eletrobras para agentes detentores de quotas da usina.
CER	Contratos representativos a energia de reserva, para aumentar a segurança do sistema, entre agentes geradores e a CCEE. Têm finalidade de oferecerem uma capacidade de reserva ao sistema. A liquidação da energia é feita sempre no mercado de curto prazo. A CCEE é, necessariamente, a representante dos agentes consumidores (independente de tais agentes atuarem no ACR ou no ACL). Destacam-se, nessa modalidade, a presença de agentes com usinas de geração termelétricas
Conuer	Contratos de uso da energia de reserva, entre a CCEE e os agentes de consumo (tanto do ACL quanto do ACR), quando da utilização das energias liquidadas por meio de contratos do tipo CER.
CCEAR	Contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica e potência associada. Ocorre entre o agente vendedor e o agente comprador. Podem ocorrer por duas modalidades: i) por quantidade de energia (riscos de geração assumidos pelos agentes geradores); e ii) por disponibilidade (os riscos de geração são assumidos pelos agentes compradores)

. Fonte: elaboração própria

3.5.1.1 Leilões

Ainda, destacam-se os diferentes tipos de leilões existentes, de modo que a contratação e liquidação financeira da energia pode se dar tanto no mercado *spot* de curto prazo ou não.

Assim, os tipos de leilão de energia, disponíveis hoje no mercado, e que abrangem tanto os agentes compradores de energia, quanto os agentes vendedores são os descritos abaixo (Quadro 3):

QUADRO 3 LEILÕES E SUAS PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS.

Tipo de Leilão	Descrição
Leilão de Excedentes	Realizado em 2003, vispou vender excedentes de energia elétrica das concessionárias e autorizadas de geração após liberação de contratos iniciais. Não são mais realizados hoje.
Leilão Estruturante	Leilões para compra de energia de projetos estratégicos e de interesse público, de modo que são de projetos com prioridade de licitação e implementação. Referem-se principalmente a projetos que otimizarão o custo da tarifa e a confiabilidade do sistema, com diferentes horizontes de prazo.
Leilão de Energia de Reserva	Leilões de contratação de energia de usinas com finalidade de garantir segurança ao sistema, isto é energia que serve como reserva para o sistema a ser utilizada em situações de estresse. É a origem do encargo de energia de reserva - que arca com os custos de tais projetos e é rateado entre todos os consumidores da energia de reserva. (distribuidores, consumidores livres, consumidores especiais, autorprodutores, agentes de exportação participantes da CCEE e agentes de geração com perfil de consumo).
Leilão de Energia Nova	Leilões referentes a venda e contratação de energia de empreendimentos que ainda serão construídos. Podem ser de dois tipos: A-3 (usinas que estarão em operação em até 3 anos) e A-5 (em até 5 anos).
Leilão de Energia Existente	Leilões para a contratação de energia de projetos já existentes e cujo investimento já foi amortizado. Usualmente possuem custos mais baixos.
Leilão de Compra	Leilões realizados em 2003 e 2004, em que distribuidores e comercializadores compraram sobras contratuais de outros agentes.
Leilão de Ajuste	Leilões de adequação para distribuidores, de modo a adequar em curto e médio prazo a sua contratação em relação ao observado no mercado.

Fonte: elaboração própria

3.5.2. Ambiente de Contratação Livre

No ambiente de contratação livre, consumidores e distribuidoras negociam livremente com agentes geradores, de modo que são firmados contratos bilaterais e cujos preços e condições são negociados livremente entre os agentes (CCEE, 2021)

Destaca-se ainda que os limites de carga para ser apto para participar como consumidor do mercado livre vem caindo, conforme a Portaria N° 465 de 12 de dezembro de 2019, publicada pelo Ministério de Minas e Energia.

Neste sentido, a queda de carga é reduzida gradualmente até 2023, de modo a permitir que consumidores com até um limite inferior de 500kW e qualquer nível de tensão participem do mercado livre.

A ANEEL e CCEE, entretanto, ainda estão incumbidas de apresentar, até o início de 2022 estudo que reflita as medidas regulatórias necessárias para a inclusão de agentes consumidores com carga inferior a 500kW no ambiente de contratação livre. (Mercado Livre Energia, 2021).

Os contratos firmados (conhecidos por PPA – Power Purchase Agreement) podem ser negociados sob diferentes termos, de acordo com as negociações dos agentes.

3.6 Mercado de Curto Prazo e o Preço de Liquidação de Diferenças

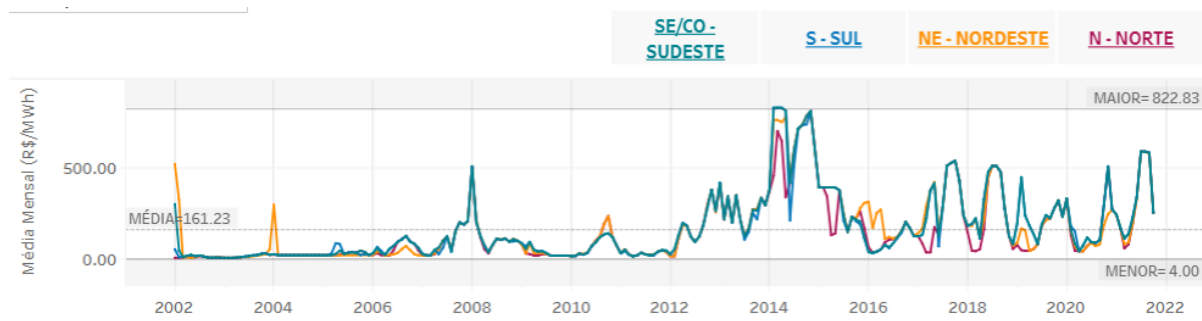
Uma vez firmados contratos no ambiente de contratação livre ou regulado, tais contratos devem ser registrados no âmbito da CCEE, que é responsável pela medição e liquidação entre as diferenças entre os montantes de energia efetivamente consumidos/produzidos pelos agentes dos contratos e os valores negociados.

As diferenças auferidas são então liquidadas no mercado de curto prazo a um preço “*spot*”: o Preço de Liquidação das Diferenças. Garante-se assim a liquidez do sistema.

Tal preço *spot* reflete o custo marginal para despacho do sistema, e visa a otimização dos recursos hídricos, de modo a garantir a segurança e abastecimento do sistema por meio de modelos matemáticos. (CCEE, 2021)

O gráfico 11 abaixo reflete o preço de liquidação das diferenças para as diferentes sub-regiões ao longo do tempo.

GRÁFICO 11 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS AO LONGO DO TEMPO.



Fonte: ONS, 2021.

Preço horário

Conforme a portaria 301/2019 do Ministério de Minas e Energia, foram implementados, a partir de 1º de janeiro de 2021, preços de liquidação com base horária, para cada um dos subsistemas.

Desta maneira, passa a haver diferenciação entre os preços de liquidação de diferenças no mercado *spot* de energia, de modo a melhor refletir o consumo de energia ao longo do dia e com possíveis mudanças nas dinâmicas de produção e consumo de energia.

Vale a ressalva que tal implementação vinha sendo sugerida desde 2000 pela Agência Nacional de Energia Elétrica, mas rejeitada em 2002. Somente com a audiência pública 26/2018, foi-se elaborado então um plano de implementação de tal proposta, que culminou na portaria 301/2019 supracitada.

4 MODELAGEM DO PROJETO

A partir da revisão da literatura, pode-se notar uma forte presença da utilização de modelos de Taxa Interna de Retorno e de para a avaliação dos projetos de geração eólica. Tal escolha se faz apropriada para a análise em questão, uma vez que se busca a compreensão, sobre o ponto de vista do credor, da capacidade de pagamento do empreendimento frente a seus compromissos.

Neste sentido, tais escolhas se fazem justificadas devido às características dos projetos. Isto se deve por terem fluxos de caixas previsíveis, devido aos contratos travados tanto para a venda de energia quanto para gastos com investimentos iniciais e operação e manutenção dos campos, bem como devido aos prazos definidos.

Isto é, na literatura, bem como no projeto analisado, ressalta-se que a previsibilidade do projeto e vencimento como fatores determinante para a adequação de um modelo de TIR para tais projetos.

O vencimento do projeto garante que não haverá fluxos terminais *ad eternum*, cuja análise é necessária para outros modelos de avaliação de projetos/empresas, e a previsibilidade dos fluxos de caixa (dada a estrutura do negócio) garante que os fluxos possam ser tratados como fixos e dispersos ao longo do tempo. Deste modo, viabilizando a análise via TIR.

Para tal análise, ressalta-se o uso apropriado do fluxo de caixa livre para a firma, dado que este é o fluxo de caixa que representa as disponibilidades geradas pelo empreendimento e livre para pagamento de dívidas e para o acionista.

Isto é, com o cálculo da TIR usando como base o fluxo de caixa livre para a firma, é possível a comparação do custo da dívida frente a taxa interna de retorno. E, com isso, pode-se avaliar a capacidade de pagamento da dívida, sem eventuais necessidades de aportes financeiros por parte dos acionistas da companhia.

Isto é, a análise da taxa interna de retorno com o uso de fluxo de caixa para a firma evidencia a capacidade de pagamento da dívida, independente do retorno aos acionistas, sendo mais apropriada dada a perspectiva do investidor de crédito adotada neste trabalho.

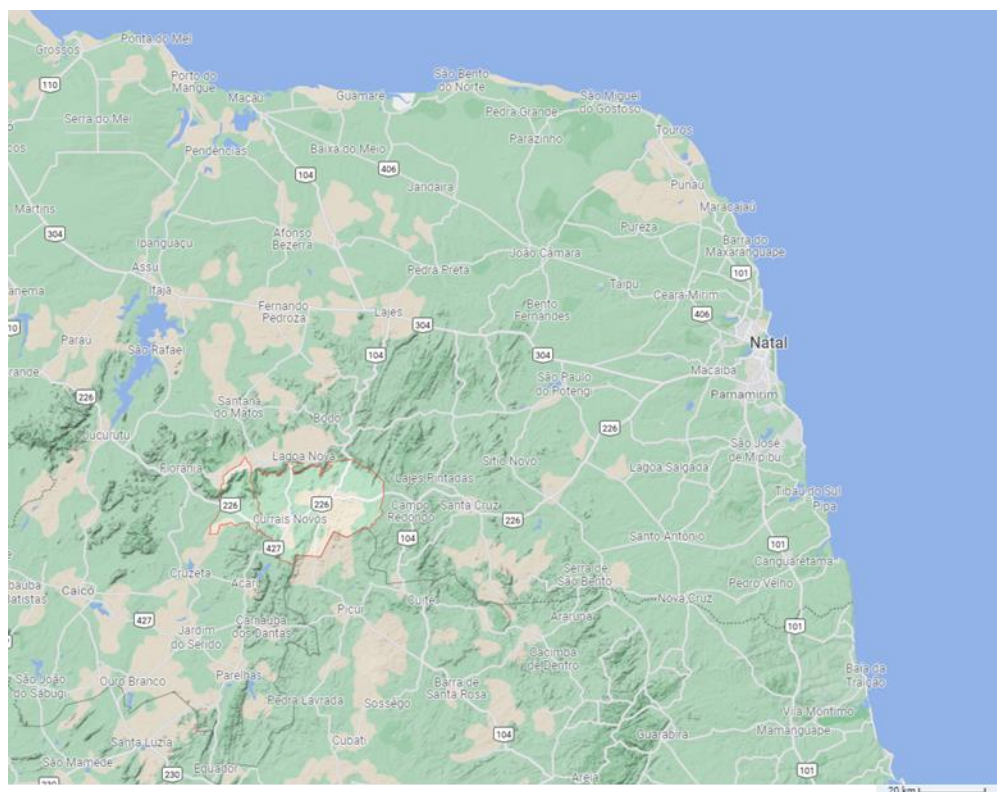
4.1 Características do Projeto

O projeto avaliado, da companhia 2W Energia e denominado de Complexo Eólico Anemus, encontra-se em fase de desenvolvimento e conta com características descritas abaixo.

Tal projeto, desenvolvido no Rio Grande do Norte, contará com fornecimento de materiais pela WEG e terá 139MW de capacidade instalada, entre os 33 aerogeradores que serão instalados.

O conjunto será composto por 3 parques eólicos entre os municípios de Currais Novos e São Vicente (destacados na Figura 9) no Rio Grande do Norte. Na região de instalação dos aerogeradores, estimou-se a velocidade dos ventos a altura de 125m em 9,2 m/s médios.

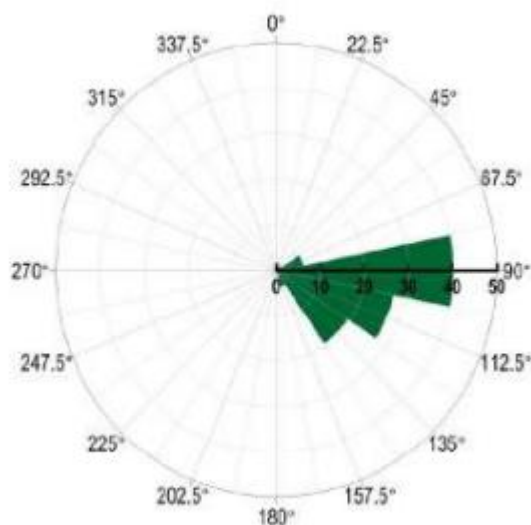
FIGURA 9 MAPA DE RELEVO COM DESTAQUE DOS MUNICÍPIOS EM QUE O COMPLEXO SERÁ INSTALADO.



Fonte: Google Maps, 2021

Abaixo pode ser vista a rosa dos ventos para as medições auferidas na região, que destaca a direção única dos ventos na região:

FIGURA 10 ROSA DOS VENTOS DO PROJETO.



Fonte: Companhia, 2020

Ainda, foram fornecidos dados acerca das medições realizadas em um período de 54 meses na região.

QUADRO 4 DADOS AUFERIDOS ACERCA DO PROJETO.

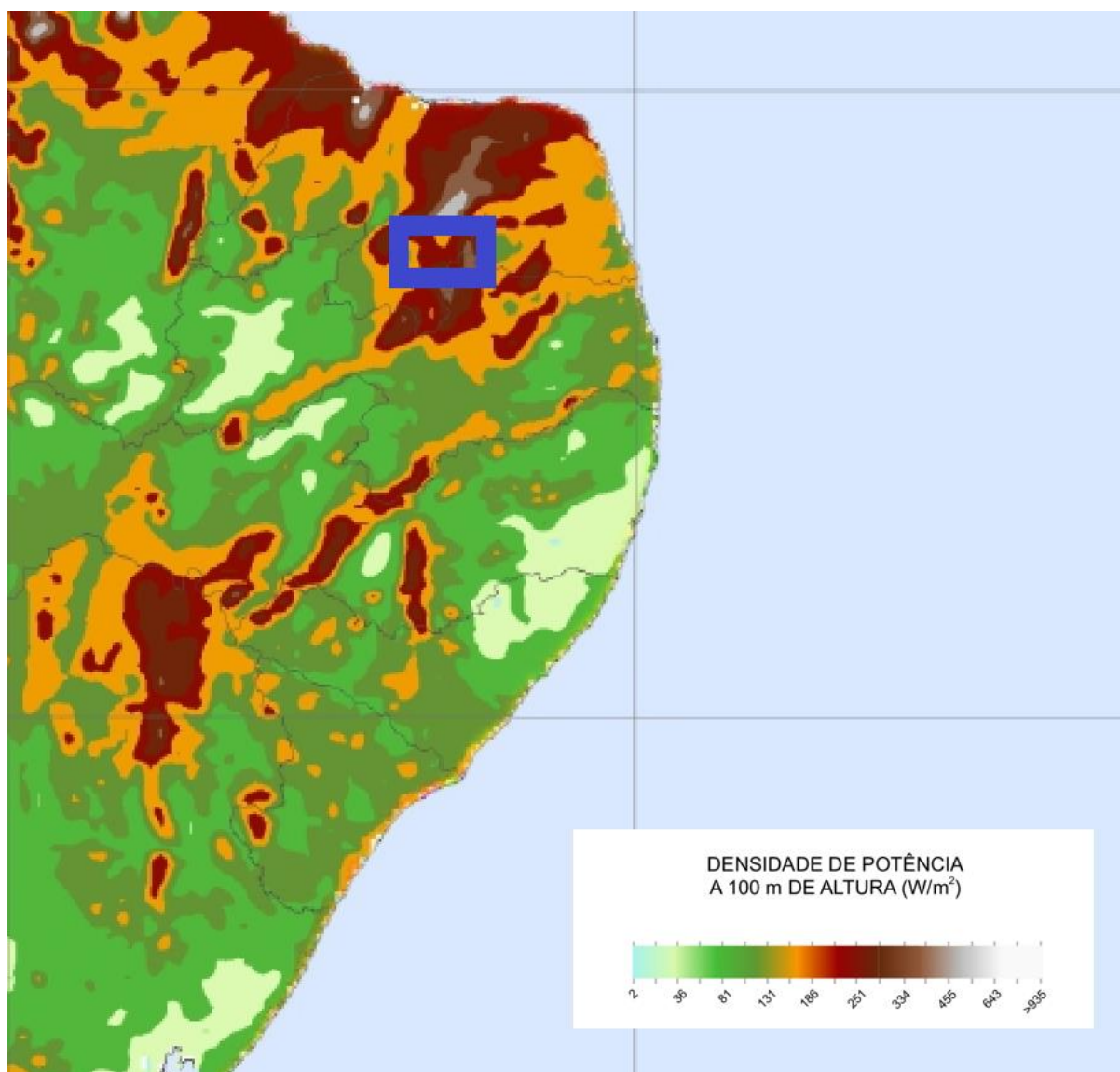
TMA	Período de coleta	Altura do anemômetro (m)	Velocidade média (m/s)	Altura do sensor de direção (m)	Direção predominante
Queimadas	19/04/2021 a 23/10/2017	102,0	8,1	95,0	E/ESE/SE
		50,4	7,0	95,0	E/ESE/SE

Fonte: Companhia (2020), elaboração própria.

Com isso, o projeto do complexo eólico recebeu uma certificação que lhe concede garantia física em P50 de 81MWm e garantia física P90 de 70,7MWm.

No mapa abaixo (figura 11), adaptado do Atlas Eólico Brasileiro, mostra o potencial eólico da região de instalação do empreendimento.

FIGURA 11 DENSIDADE DE POTÊNCIA DA REGIÃO NORDESTE DO PAÍS, COM DESTAQUE PARA A REGIÃO DO EMPREENDIMENTO.



Fonte: Atlas Eólico do Brasil (2013, adaptado).

O investimento inicial do projeto é estimado em R\$658 milhões de reais. E para financiar o projeto, a empresa realizou emissão de debêntures, no valor de R\$475 milhões de reais.

Com o objetivo de negociar a energia no mercado livre (ACL), a empresa controladora travou contratos de compra de energia (PPAs) majoritariamente até 2026, assegurando certo fluxo inicial de caixa para o projeto, mas deixando a empresa exposta aos preços futuros de energia.

As demais demandas de capital foram contempladas via aporte de capital pela empresa controladora.

Ainda, como fator relevante ao projeto, destaca-se a proximidade do empreendimento às linhas de transmissão, de modo que o ponto de conexão, na subestação Currais Novos II fica a 14km de distância do empreendimento. Tais linhas de transmissão têm capacidade de 640MW em 230kV, de modo que atende as necessidades do projeto.

4.2 Cronograma de investimentos

O projeto tem previsão para entrada em operação em setembro de 2022 e, para tanto, é necessário que sejam feitos os investimentos de modo a estruturar a operação do projeto.

Neste sentido, dados que a capitalização do projeto, tanto via aporte de capital quanto via dívida são claros, a empresa estimou o cronograma de investimentos conforme disposto abaixo (Figura 12):

FIGURA 12 CRONOGRAMA DE EXECUÇÃO DO PROJETO.



Fonte: Companhia (2020)

Em se tratando de desembolso de caixa, a companhia estima uma saída de caixa substancial, para fazer frente a estruturação da operação do projeto, nos primeiros anos, com um posterior investimento apenas em manutenção.

Tais investimentos, conforme descritos pela companhia na escritura da emissão pode ser visto no quadro (Quadro 5) abaixo, fornecida pela companhia:

Ainda, conforme a companhia, tais desembolsos devem se dar nos primeiros anos, sendo apropriados no modelo, com as respectivas saídas de caixa.

4.3 Características do financiamento do projeto

A fim de financiar o projeto, foram emitidas debêntures sob a lei 12.431, das debêntures incentivadas, o que concede benefício fiscal aos investidores, de modo a apoiar e incentivar os investimentos em infraestrutura no país.

QUADRO 5 CAPEX A SER REALIZADO.

Capex total	(em R\$ mil)
Turbinas	495.512
Obras Civas	119.995
Engenheiro do Proprietário	4.068
Projeto	12.537
Fee de estruturação	4.469
Outros	9.856

Fonte: Companhia (2020)

O indexador de tal dívida é o índice de preços ao consumidor amplo (IPCA), calculado e divulgado mensalmente pela Fundação Getúlio Vargas. Ainda, há a sobretaxa de 7,2856% ao ano (base de 252 dias úteis ao ano), a título de risco de crédito associado ao projeto. (ANBIMA, 2021)

Tal indexador está atrelado a geração de caixa da companhia, dado que os preços de energia firmados em PPAs e outros mecanismos de venda são usualmente corrigidos por índices de inflação como o IPCA.

Tal emissão saiu com prazo de 18 anos, com cronograma de amortização customizado e contemplado no modelo, de modo que a amortização da dívida estivesse alinhada com a geração de caixa esperada do projeto. O pagamento de juros tem carência de 2 anos, passando a ser pago semestralmente a partir de julho de 2023. A amortização, por sua vez, tem início do pagamento a partir de 2024.

Desta maneira, a emissão sai com uma *duration* de 8,2 anos.

Ainda, destaca-se que a dívida emitida saiu com restrições, ou *covenants*, que garantem vencimento antecipado da dívida em situações descritas em sua escritura, bem relacionados ao Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD), isto é os gastos totais com efeito caixa previstos com a dívida (seja em amortização de principal ou pagamento de juros).

No caso da emissão em questão, o ICSD não pode ser inferior a 1,2x, o que acarreta vencimento antecipado da dívida, ou 1,3x para autorizar o pagamento de dividendos à empresa controladora.

O projeto conta, ainda, com garantia do banco BTG Pactual e Sumitomo até o *completion* técnico do projeto, o que mitiga os riscos da emissão perante problemas operacionais e de desenvolvimento do empreendimento.

Tais informações podem ser obtidas na escritura de emissão das debêntures.

4.4 Estrutura de Custos e Despesas

4.4.1 O&M

O contrato de operação e manutenção do projeto é do tipo Full Scope (conforme detalhado em fato relevante emitido pela companhia), também fornecido pela WEG. A vigência de tal contrato é de 20 anos.

Tal contrato teve seu custo estimado em R\$11,4 milhões ao ano, conforme detalhado no formulário de referência de 2020 da companhia. Tais valores estão sujeitos a correções de variação monetárias, não disponibilizadas ao público.

Após o término do contrato, a empresa fica exposta a renovação deste contrato e a premissa utilizada no modelo foi de manutenção (corrigido pelo indexador) dos valores negociados e praticados durante o período.

4.4.2 Arrendamento

O projeto será instalado em um terreno arrendado, de 3,7 mil ha, em contrato já regularizado e firmado, conforme descrito no formulário de referência da companhia. O contrato tem vigência de 35 anos.

Os custos de tal parceria ficaram em 1,5% da receita operacional proveniente do projeto, conforme detalhado na escritura da debênture (ESCRITURA)

4.4.3 Tributos sobre receita

A empresa está sujeita à tributação incidente sobre as vendas na ordem de 0,65% a título de PIS (Programa de Integração Social) e de 3% referentes ao Cofins (Contribuição de Financiamento de Seguridade Social). Tais dados são encontrados na escritura da emissão.

Tais alíquotas são devidas devido ao enquadramento do empreendimento sob o regime de lucro presumido.

4.4.4 Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

Por ser um projeto de geração em específico e parte do portfólio da companhia, não são atribuídas despesas destas naturezas ao projeto, dado que os gastos com a gestão do ativo já são compreendidos pelo contrato de O&M firmado com a fornecedora dos aerogeradores.

Desta maneira, não foram incorporados no modelo nenhuma despesa caracterizada desta maneira.

4.4.5 Tarifa de Uso de Transmissão

Conforme detalhado pela companhia na escritura da emissão, as tarifas relativas ao uso do sistema de transmissão foram cotadas em R\$ 4,76/kW de capacidade instalada, mas com desconto de 50% devido ao incentivo dado aos projetos desenvolvidos antes da MP 998/20, anteriormente descrita neste trabalho.

4.4.6 Despesas com vendas, gerais e administrativas

Por ser um projeto de geração em específico e parte do portfólio da companhia, não são atribuídas despesas destas naturezas ao projeto, dado que os gastos com a gestão do ativo já são incorporados no contrato firmado com a Weg para a gestão do ativo.

Ainda, ressalta-se que em tal contrato, há a garantia de disponibilidade do ativo por, no mínimo 97,5% do tempo, durante a vigência do contrato. Desta maneira, a companhia assegura que haverá a disponibilidade para a geração de energia, isentando-se do risco, que é assumido pela prestadora do serviço.

4.4.7 Depreciação dos ativos

Conforme estipulado para a regulação vigente, os ativos imobilizados da companhia, uma vez em operação, serão depreciados de maneira linear pelo prazo

de 20 anos, com base em seus valores contábeis registrados a partir do início da operação. Tal prazo de depreciação é de acordo com a legislação vigente e a classe dos ativos imobilizados atrelados ao projeto.

Até lá, conforme regulamentado pelo IASB, serão acruados juros sobre os ativos imobilizados da companhia, de modo que haja a remuneração dos ativos já imobilizados, mas ainda não utilizados pela companhia.

4.5 Regime de tributação

O projeto está sujeito ao regime de lucro presumido, isto é, o cálculo do Lucro Presumido será sob a alíquota de 8% do faturamento da empresa e, sobre este lucro, incidirão Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.

A alíquota referente ao IRPJ será, assim, de 15,0% sobre o lucro tributável, acrescida de 10,0% sobre o que exceder o lucro tributável de R\$ 20 mil mensal. Já a alíquota de CSLL será de 9% sobre o lucro tributável da companhia. Tal regime é previsto pela companhia, conforme divulgado na escritura da emissão das debêntures, disponível ao público.

4.6 Premissas não contempladas

Para a modelagem, foram ainda assumidas premissas de outros fatores, não contemplados nas informações públicas e que tem importância para a avaliação da viabilidade econômico-financeira do projeto, bem como sua taxa interna de retorno e seu valor presente líquido.

Abaixo são colocadas as principais premissas cujos valores não serão alterados para análise de sensibilidade, mas que cujo impacto é significativo para os resultados obtidos e por isso não foram desprezados para a elaboração do modelo.

QUADRO 6 PREMISSAS FIXAS ADOTADA

Premissa	Valor	Justificativa
Disponibilidade dos aegeradores	100%	Dado o histórico de outros projetos no país, bem como o contrato Full Scope garantido pela Weg (que garante 97,5% de disponibilidade), modelou-se com a disponibilidade de 100%.
Venda de energia	P90 - 2,5%	A fim de manter um cenário conservador, sob o ponto de vista do credor, assumiu-se que será negociada apenas a energia referente a geração do P90 - 2,5%, de modo a ter receitas com alto grau de previsibilidade.
Outras despesas e receitas	0,5% da receita bruta operacional	Aqui, estão contemplados outras despesas aleatórias, bem como encargos da ANEEL, ONS e CCEE, que são pouco significativos e oscilam de acordo com a receita operacional bruta. Desta maneira, optou-se por utilizar uma porcentagem de 0,5%, pois incorpora tais gastos e ainda mantém uma margem de segurança, sendo uma premissa conservadora, para um investidor de crédito.
Preço da Energia	100% do PLD estimado	Na ausência de uma curva futura do preço da energia, estabeleceu-se que tal preço da energia oscilará conforme estimativas do PLD, analisados no modelo.

S.

Fonte: elaboração própria

4.7. Variáveis a serem manipuladas

A fim de analisar a sensibilidade do projeto, bem como do modelo e incorporar na análise aspectos variáveis e de difícil previsibilidade no longo prazo, optou-se por fazer uma análise para 3 valores em cada uma das variáveis que se optou por variar.

Note-se que, diferentemente das premissas fixas, tais variáveis foram escolhidas para se variar devido ao seu caráter de difícil predição e também pelo fato de acarretarem grandes mudanças no modelo, dada as dependências de outros termos em relação a elas.

Assim, optou-se por variar as principais premissas do projeto, sendo elas sendo o preço da energia vendida em termos de PLD e o IPCA futuro. Tal escolha foi feita, pois o PLD representa o principal indexador das receitas do projeto (de venda de

energia), enquanto o IPCA representa o principal indexador para os custos do projeto (tanto do custo da dívida, quanto dos reajustes dos contratos firmados).

O preço definido para o PLD base foi com base em um desconto sobre a média histórica dos últimos 10 anos, de modo a garantir ao investidor uma margem de segurança em relação aos preços praticados no futuro. A partir dele, oscilou-se em cenários otimistas e pessimistas.

Já o cenário base para a premissa de IPCA foi tomado a partir da expectativa futura do IPCA, ou a inflação implícita, para o vértice da curva mais próximo da *duration* da emissão. Isto é, dada a curva futura, divulgada pela ANBIMA para a data de 10/11/2021, tomou-se como base aquele vértice mais próximo da *duration* do papel. Então, com base no valor obtido, oscilou-se em cenários otimistas e pessimistas.

Abaixo, são expostos os diferentes cenários a serem realizados, em relação à combinação dos fatores.

- *Cenário Base*: PLD a R\$ 150/MWh, conforme média divulgada pelo relatório de rating da empresa Fitch (2021); IPCA conforme a curva implícita, em 6,28% a.a. para o vértice mais próximo da *duration* do papel (2016 dias úteis), (ANBIMA, 2021, (10/11)).
- *Cenário 1*: PLD aos mesmos R\$150/MWh, porém com redução do IPCA em 50%, para 3,14% a.a.
- *Cenário 2*: PLD aos mesmos R\$150/MWh, porém com aumento do IPCA em 50%, para 9,42% a.a.
- *Cenário 3*: PLD com redução de 50%, para R\$75/MWh, e redução do IPCA em 50%, para 3,14% a.a.
- *Cenário 4*: PLD com redução de 50%, para R\$75/MWh, e manutenção do IPCA em 6,28% a.a.
- *Cenário 5*: PLD com redução de 50%, para R\$75/MWh, e aumento do IPCA em 50%, para 9,42% a.a.
- *Cenário 6*: PLD com aumento de 50%, para R\$225/MWh, e redução do IPCA em 50%, para 3,14% a.a.
- *Cenário 7*: PLD com aumento de 50%, para R\$225/MWh, e manutenção do IPCA em 6,28% a.a.

- *Cenário 8*: PLD com aumento de 50%, para R\$225/MWh, e aumento do IPCA em 50%, para 9,42% a.a.

Note que, independente do cenário, o prêmio livre de risco acima do IPCA será mantido o mesmo, dado que a percepção de risco de longo prazo não tende a alterar-se de acordo com o a inflação.

4.8 Projeções

Assim, com base nos cenários descritos acima e nas premissas anteriormente tomadas e informações anteriormente obtidas, modelou-se o problema, de modo que os resultados para as receitas líquidas, EBITDA e fluxo de caixa livre para a firma podem ser vistos a seguir (Quadro 7), para cada um dos 9 cenários ao longo do tempo, com os valores em milhares.

Tais projeções resumem as demais variações nos livros contábeis da companhia, bem como resumem as preocupações sob o ponto de vista de um credor, dado que se resumem a capacidade de geração de caixa da companhia durante o período vigente da dívida.

QUADRO 7 PROJEÇÕES DE RECEITA, EBITDA E FCFF PARA CADA UM DOS CENÁRIOS.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Cenário Base																			
Receita Líquida	0	19.826	130.011	137.662	141.769	140.194	139.424	143.659	149.888	157.060	165.159	170.573	186.210	197.904	210.332	224.128	237.579	252.499	268.356
EBITDA	0	16.679	115.809	120.607	119.404	116.829	113.525	113.060	117.555	122.871	128.984	130.956	141.236	150.226	159.774	170.495	179.493	188.315	200.235
FCFF	-236.368	-392.576	125.705	121.158	110.443	99.405	88.290	79.147	73.520	68.296	63.141	56.265	51.999	47.722	43.376	39.217	34.664	29.968	29.885
Cenário 1																			
Receita Líquida	0	19.342	125.692	129.200	129.136	123.960	119.655	119.657	121.175	123.242	125.798	126.099	133.619	137.842	142.197	147.079	151.326	156.108	161.041
EBITDA	0	16.222	111.902	113.096	108.629	103.143	97.249	93.970	94.825	96.198	98.028	96.596	101.136	104.433	107.832	111.718	114.182	116.303	120.066
FCFF	-236.368	-386.699	113.231	106.697	93.975	82.105	71.048	61.968	56.137	50.923	46.259	40.664	36.842	33.201	29.690	26.478	23.173	19.947	18.864
Cenário 2																			
Receita Líquida	0	20.310	134.400	146.493	155.336	158.138	161.924	171.790	184.540	199.091	215.532	229.190	257.590	281.855	308.406	338.335	369.246	404.030	442.089
EBITDA	0	17.136	119.780	128.447	130.979	131.962	132.058	135.446	145.001	156.038	168.620	176.269	195.696	214.268	234.582	257.667	279.248	301.589	330.098
FCFF	-236.368	-398.444	138.591	136.876	128.759	118.677	108.349	99.754	94.323	88.167	82.389	74.870	70.561	65.917	60.835	55.668	49.535	42.763	45.991
Cenário 3																			
Receita Líquida	0	19.342	125.921	129.425	122.339	109.020	98.718	93.122	93.034	94.060	94.846	91.003	77.811	80.269	82.806	85.617	88.122	90.907	93.779
EBITDA	0	16.222	112.127	113.317	101.934	88.427	76.626	67.834	67.106	67.453	67.540	62.026	46.164	47.725	49.331	51.177	51.926	52.080	53.813
FCFF	-236.368	-386.699	113.403	106.849	89.980	73.699	59.850	48.855	43.464	39.141	35.257	29.763	21.608	18.742	16.417	14.260	12.018	9.821	8.735
Cenário 4																			
Receita Líquida	0	19.826	130.246	137.900	134.307	123.306	115.045	111.841	115.122	119.919	124.554	123.163	108.539	115.355	122.599	130.592	138.481	147.178	156.421
EBITDA	0	16.679	116.040	120.841	112.054	100.194	89.512	81.719	83.310	86.287	88.988	84.258	64.731	68.915	73.357	78.362	81.881	84.574	89.979
FCFF	-236.368	-392.576	125.879	121.312	106.067	89.990	75.611	64.021	58.705	54.426	50.453	43.998	33.289	29.498	26.271	23.103	19.620	16.068	14.454
Cenário 5																			
Receita Líquida	0	20.310	134.640	146.744	147.160	139.097	133.631	133.788	141.790	152.072	162.585	165.574	150.287	164.443	179.934	197.323	215.430	235.724	257.929
EBITDA	0	17.136	120.016	128.694	122.927	113.206	104.189	98.013	102.892	109.725	116.467	113.607	90.002	98.618	108.037	118.769	127.739	135.808	148.700
FCFF	-236.368	-398.444	138.765	137.032	124.002	108.204	93.955	82.371	77.825	74.284	70.875	64.024	50.589	45.858	41.602	37.116	31.825	26.160	23.657
Cenário 6																			
Receita Líquida	0	19.342	125.464	128.974	135.933	138.899	140.591	146.191	149.316	152.425	156.750	161.194	189.428	195.414	201.589	208.542	214.531	221.310	228.303
EBITDA	0	16.222	111.677	112.874	115.325	117.858	117.872	120.106	122.544	124.943	128.516	131.165	156.107	161.142	166.332	172.258	176.438	180.527	186.319
FCFF	-236.368	-386.699	113.059	106.545	97.971	90.514	82.043	74.748	68.564	62.644	57.436	52.165	53.097	48.953	44.498	40.906	37.753	34.069	31.672
Cenário 7																			
Receita Líquida	0	19.826	129.777	137.424	149.231	157.082	163.803	175.477	184.653	194.201	205.763	217.982	263.881	280.453	298.065	317.663	336.677	357.821	380.292
EBITDA	0	16.679	115.578	120.373	126.754	133.463	137.539	144.401	151.799	159.455	168.979	177.654	217.742	231.536	246.191	262.627	277.104	292.057	310.492
FCFF	-236.368	-392.576	125.532	121.005	114.819	108.917	101.076	94.397	88.754	83.047	77.884	72.171	74.683	70.093	64.767	62.884	59.121	54.673	52.322
Cenário 8																			
Receita Líquida	0	20.310	134.159	146.242	163.511	177.179	190.218	209.792	227.291	246.109	268.479	292.806	364.894	399.267	436.878	479.348	523.063	572.335	626.249
EBITDA	0	17.136	119.543	128.200	139.032	150.717	159.927	172.878	187.110	202.351	220.773	238.931	301.390	329.919	361.127	396.564	430.757	467.370	511.495
FCFF	-236.368	-398.444	138.416	136.720	133.540	129.335	123.050	117.740	113.311	108.413	103.816	97.966	102.965	98.075	92.475	98.158	91.169	86.876	85.434

Fonte: elaboração própria

5 RESULTADOS

Uma vez com as premissas projeções para cada uma das linhas acima estipuladas, pode-se calcular a taxa interna de retorno para cada um dos cenários, a fim de auferir a viabilidade do projeto sobre o ponto de vista do credor.

Isto, é, a fim de rentabilizar o capital do credor, o projeto deve ter uma taxa interna de retorno superior àquela que o credor cedeu seu capital, excluindo-se o efeito dedutivo dos impostos, indicado na sessão 2.3 deste relatório.

Note que, ainda, a viabilidade sobre o ponto de vista do credor exige que não haja também descasamentos de caixa, dado que eventuais descasamentos podem comprometer a capacidade de pagamento.

Assim, para cada um dos cenários projetados, temos as seguintes TIRs calculadas através do fluxo de caixa livre para a firma e os seguintes perfis de fluxo de caixa livre ao acionista, após o serviço da dívida e as atividades de financiamento previstas:

QUADRO 8 TIRS E FLUXOS DE CAIXA APÓS SERVIÇO DA DÍVIDA PARA OS
CENÁRIOS PROJETADOS EM R\$ MILHARES

	Cenário Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6	Cenário 7	Cenário 8
TIR (a.a.)	21%	17%	25%	13%	18%	23%	20%	24%	28%
FCFE								em milhares de reais	
Ano									
2021	-170.947	-170.947	-170.947	-170.947	-170.947	-170.947	-170.947	-170.947	-170.947
2022	-8.636	-9.995	-7.220	-9.995	-8.636	-7.220	-9.995	-8.636	-7.220
2023	84.414	69.937	99.577	70.155	84.638	99.806	69.718	84.190	99.347
2024	77.552	65.127	91.236	65.341	77.778	91.474	64.913	77.326	90.998
2025	90.526	73.165	110.243	67.319	84.119	103.238	79.011	96.933	117.247
2026	89.409	69.906	112.365	56.373	74.131	95.175	83.439	104.679	129.542
2027	84.514	63.577	110.077	44.133	61.892	83.875	83.039	107.143	136.277
2028	83.276	60.614	111.947	35.720	53.452	76.387	85.507	113.090	147.472
2029	83.334	58.933	115.321	32.277	51.177	76.942	85.584	116.222	155.577
2030	81.732	56.116	116.419	28.828	47.261	72.924	83.815	116.954	160.804
2031	78.851	51.637	117.281	24.673	42.349	70.069	78.133	113.409	161.948
2032	56.906	35.575	88.677	6.634	19.703	40.726	69.885	101.671	147.648
2033	52.245	32.579	83.222	-15.690	-12.371	-3.966	85.482	126.376	182.609
2034	50.924	31.481	79.540	-21.741	-23.127	-21.354	86.074	129.280	191.774
2035	45.856	27.772	73.000	-26.807	-33.361	-39.568	83.814	127.717	190.843
2036	36.829	24.074	57.873	-33.140	-46.485	-63.908	82.416	126.672	193.523
2037	38.227	25.316	54.557	-38.750	-59.496	-90.097	85.199	132.759	204.108
2038	56.236	36.570	84.965	-34.607	-56.839	-92.456	98.247	155.807	243.412
2039	218.948	130.998	360.355	66.709	98.674	144.275	195.008	325.834	536.422

Fonte: elaboração própria

Com isso, pode-se elaborar o quadro abaixo (Quadro 17), em que há o comparativo da TIR do projeto frente ao custo nominal da dívida.

QUADRO 9 COMPARATIVO DAS TIRS DOS CENÁRIOS FRENTE AO CUSTO NOMINAL DA DÍVIDA EM % A.A.

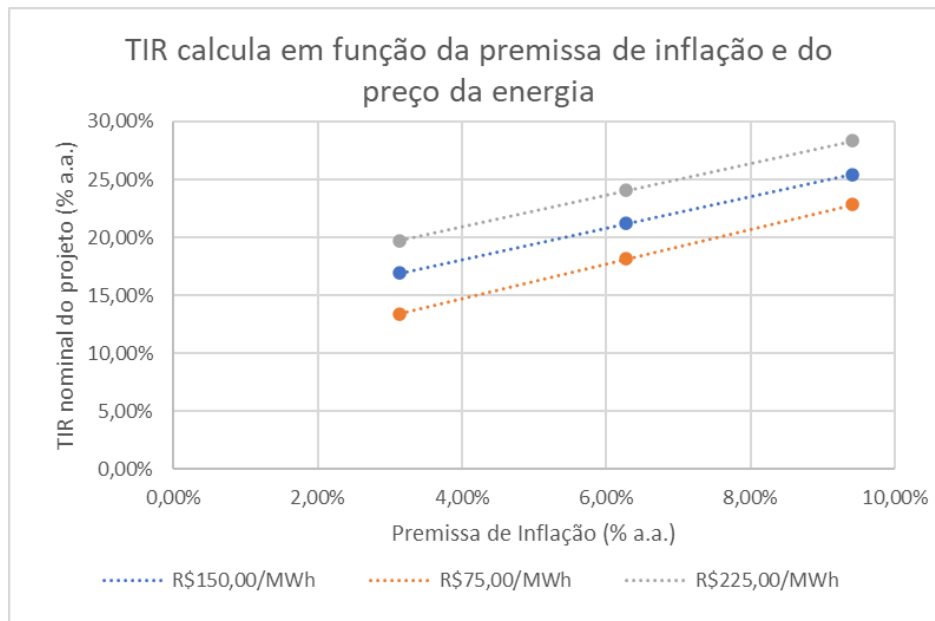
Cenário	Premissa de IPCA	Custo da dívida	Custo da dívida nominal		TIR
Cenário Base	6,28%	7,29%	14,02%	<	21,25%
Cenário 1	3,14%	7,29%	10,65%	<	16,91%
Cenário 2	9,42%	7,29%	17,39%	<	25,38%
Cenário 3	3,14%	7,29%	10,65%	<	13,43%
Cenário 4	6,28%	7,29%	14,02%	<	18,18%
Cenário 5	9,42%	7,29%	17,39%	<	22,85%
Cenário 6	3,14%	7,29%	10,65%	<	19,72%
Cenário 7	6,28%	7,29%	14,02%	<	24,06%
Cenário 8	9,42%	7,29%	17,39%	<	28,34%

Fonte: elaboração própria

Com isso, temos que em todos os cenários, independente do benefício fiscal relacionado ao custo da dívida, de modo que o projeto, em todos os cenários projetados, consegue ter geração de capital suficiente para fazer frente aos seus compromissos com os credores, sem a necessidade de eventuais aportes advindos de seus acionistas.

Uma visão mais clara do movimento da TIR nominal, para o projeto/firma, pode ser vista no gráfico abaixo.

GRÁFICO 12 TIR EM FUNÇÃO DA PREMISSA DE INFLAÇÃO E DO PREÇO DE ENERGIA.



Fonte: elaboração própria

Aqui, destaca-se a influência da inflação sob os fluxos de caixa da companhia como um todo, de modo que o impacto não se dá apenas sobre o custo da dívida, mas também nas demais linhas.

6 CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com os resultados do modelo acima dispostos, temos que, independente do cenário, a companhia tem geração de caixa suficiente para honrar seus compromissos junto aos credores.

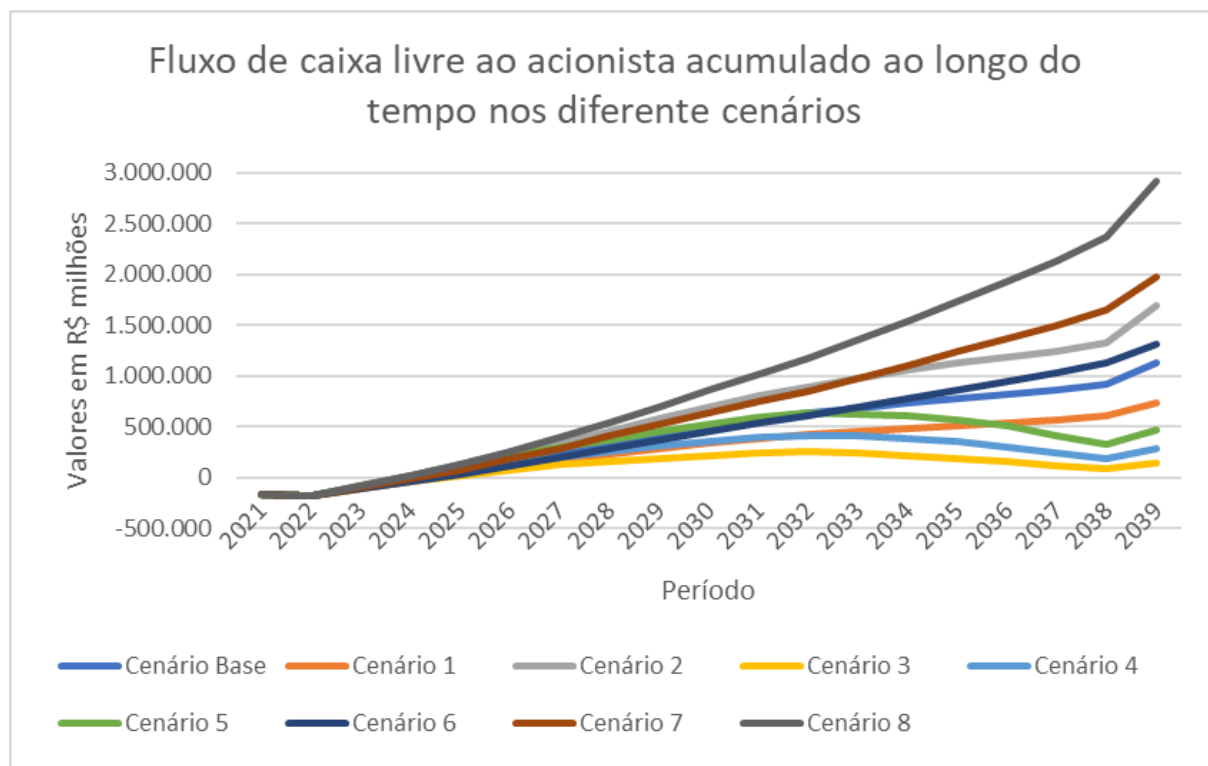
Ainda, pelo fato de a TIR, em todos os cenários ser superior ao custo da dívida, tal projeto consegue também remunerar seus acionistas, de modo a criar um alinhamento entre credores e acionistas, que passam a ter interesse no sucesso do projeto, dado que remunera a ambos.

Ainda, nota-se que, pelos contratos de venda de energia serem corrigidos pela inflação, a alta da inflação no período e a consequente alta do custo da dívida é parcialmente compensada pela alta das receitas, de modo que há um aumento na TIR que mais que compensa a alta da inflação.

Ainda, pode-se ver no gráfico 13, em que são dispostas as curvas de fluxo de caixa livre ao acionista nos diferentes cenários, que o fluxo de caixa livre ao acionista concentra-se no final das projeções, de modo que o acionista tem interesse em manter o ativo em operação.

Mas além disso, tal caráter do fluxo livre ao acionista garante ao credor uma certa garantia, uma vez que tal fluxo de caixa terminal pode suprir eventuais problemas de geração de caixa ao longo do projeto e honrar os compromissos com o credor.

GRÁFICO 13 FLUXO DE CAIXA LIVRE AO ACIONISTA ACUMULADO AO LONGO DO TEMPO.



Fonte: elaboração própria

Assim, o projeto, sobre as perspectivas econômicas e financeiras e com base nas premissas adotadas, promete honrar com os compromissos assumidos e apresenta perspectivas de geração de caixa apropriadas não só para a remuneração do credor, como também do acionista. E isso independente dos níveis de inflação, como observado no gráfico 12, em que se nota a TIR acompanhando a inflação. Desta maneira, cenários mais desafiadores para a economia como um todo prometem ser minimizados e mais bem enfrentados pela empresa.

Ressalta-se então que eventuais problemas para o projeto estão relacionados a sua execução e estruturação do projeto, mas que já estão refletidos no spread de crédito atribuído à emissão.

Isto é, o papel emitido pela companhia apresenta sim, riscos, mas que tais riscos estão atrelados as incertezas de execução. E, ainda em caso de problemas de execução e eventuais problemas de geração de caixa, o projeto incorpora fluxos de

caixas terminais confortáveis para garantir a geração de caixa necessária para honrar os compromissos com os credores.

Sob outra ótica, corroborando para um cenário de mitigação dos riscos operacionais, podemos observar um ambiente no setor elétrico com demanda crescente por ativos renováveis, em especial por aqueles com complementariedade às fontes hidrelétricas predominantes no país. E mais, com demanda crescente para energia elétrica como um todo.

Assim, o projeto, que se classifica como um desses ativos requisitados e que apresenta uma viabilidade econômico-financeira, tende a ter demanda por sua operação, ainda mais por ter sido autorizado antes da MP 398/2020.

Desta maneira, as premissas de demanda por energia e por um projeto deste porte corroboram para a validação do modelo de negócios e para a premissa fixa de demanda de 100% da energia P90 – 2,5% vendida.

Portanto, o projeto mostra-se viável não só em termos operacionais, dadas as TIRs calculadas para os diferentes cenários, mas que também é viável sob a perspectiva econômica, de modo que sua operação nos termos em que foi concebido e sobre as premissas assumidas faz sentido.

7 PRÓXIMOS PASSOS E ESTUDOS FUTUROS

Esta pesquisa reconhece que a falta de dados empíricos da geração do projeto, bem como de um histórico da eficiência nas despesas operacionais representa um ponto fraco do estudo. Isto é, as informações referentes à geração das turbinas e dos regimes de vento da região, bem como os eventuais problemas na estruturação e construção do projeto podem alterar-se significativamente das premissas e dados aqui assumidos.

Desta maneira, a fim de melhor validar o modelo, o autor sugere que haja um acompanhamento ao longo dos próximos passos a fim de apurar-se a aderência do modelo proposto à realidade.

Ainda, nota-se que, como uma das principais premissas do projeto, utilizou-se o preço da energia futura como uma porcentagem de um PLD estimado com base histórica. Entretanto, tal modelagem não tem embasamento e com as recentes mudanças no cenário, uma curva futura mais apropriada para o preço negociado para os PPAs futuros pode ser incorporado na análise.

Entretanto, no presente momento da escrita deste trabalho, não há ainda métodos de precificação da curva futura de energia que não sejam carregados de subjetividade e de interpretações internas aos agentes atuantes no mercado.

Assim, o autor identifica que contribuições futuras podem vir a ser referentes a um modelo de precificação do preço da energia futuro que contemple, inclusive, novos projetos a serem incorporados no sistema integrado nacional e seus impactos na capacidade instalada e disponível ao sistema e aos agentes.

8 REFERÊNCIAS

ABREU, Virgínia B. de. **Análise da viabilidade econômico-financeira da energia eólica diante do novo contexto do setor elétrico.** Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2008.

ABREU, V. B. de; OLIVEIRA, M. R. G. de. **A viabilidade econômico-financeira de um projeto eólico sob a perspectiva do investidor.**

Agência Nacional de Energia Elétrica. [Site institucional]. Disponível em: aneel.gov.br. Acesso em: 30 de maio de 2021.

Anbima. [Site institucional]. Disponível em: anbima.com.br. Acesso em: 13 de agosto de 2021.

ANEMUS WIND HOLDING S.A. Prospecto preliminar da oferta pública de distribuição de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, a ser convolada com garantia real, com garantia fidejussória sob condição Resolutiva, em série única, da 1ª (primeira) emissão da Anemus Wind. 2021.

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. [Site institucional]. Disponível em: absolar.org.br. Acesso em: 05 de agosto de 2021.

Associação Nacional dos Consumidores de Energia Elétrica. [Site institucional]. Disponível em: anacebrasil.org.br. Acesso em: 20 de maio de 2021.

Banco Modal. [Site institucional]. Disponível em: modal.com.br. Acesso em: 23 de agosto de 2021.

BTG Pactual. [Site institucional]. Disponível em: btgpactual.com.br. Acesso em: 23 de agosto de 2021.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Acompanhamento do Consumo de Energia em função do Coronavírus. 2021.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Comercialização de Energia Elétrica. *In*: ENCONTRO COM INVESTIDORES – BRADESCO BBI. 2021.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. [Site institucional]. Disponível em: ccee.gov.br. Acesso em: 20 de abril de 2021.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013**. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Rio de Janeiro: CEPEL, 2017.

CFA Institute. [Site institucional]. Disponível em: cfainstitute.org. Acesso em: 18 de setembro de 2021.

COPELAND, T.; KOLLER, T.; MURRIN, J. **Valuation: measuring and managing the value**. 3ª edição. Nova Iorque: Wiley & Sons, 2000.

Damodaran Online. [Site institucional]. Disponível em: pages.stern.nyu.edu/~adamodar/. Acesso em: 10 de setembro de 2021.

DUTRA, R. M.; TOLMASQUIM, M. T. Estudo de viabilidade econômica para projetos eólicos com base no novo contexto do setor elétrico. **Revista Brasileira de Energia**, vol. 9, 2002.

DOBOS, A.; GILMAN, P.; KASBERG, M. P50/P90 Analysis for Solar Energy Systems Using the System Advisor Model. *In*: 2012 WORLD RENEWABLE ENERGY FORUM, 2012, Denver. **Conference Paper**. 2012.

FILHO, A. C.; HADDAD, J.; YAMACHITA, R. A. **Análise dos Leilões de Energia Eólica Brasileira no Período de 2009 a 2017**. Universidade Estadual de Santa Catarina, 2019.

FITCH RATINGS. Fitch Atribui Rating 'AA(bra)' à 1ª Emissão de Debêntures da Anemus Wind. São Paulo, 2021.

FRANÇA, Michael Tulio R. de. **Prêmio de Risco Brasileiro: Uma Breve Revisão da Literatura**. São Paulo: FIPE, 2017.

Google Maps. [Site institucional]. Disponível em: google.com.br/maps. Acesso em: 23 de setembro de 2021.

GUEDES, V.G. *et al.* **Análise Financeira de Projetos Eólicos em terreno complexo no interior da Bahia utilizando o ANAFIN e considerando altura de aerogeradores de 80 a 120 m.** Rio de Janeiro, 2019.

LAUANDE, Michelle N. V. **Spread de Crédito no Mercado de Debêntures no Brasil de 2010 a 2020.** Universidade Federal de São Paulo, Osasco, 2021.

LEONEL, Laís D. **Ferramentas de teoria dos jogos e inteligência de mercado aplicadas à estratégia de sazonalização de garantia física de usinas hidrelétricas objetivando maximização de resultados e controle de risco financeiro no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.** Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.

MACEDO, C. A. A.; ALBUQUERQUE, A. A. de; MORALLES, H. F. **Análise de biabilidade econômico-financeira de um projeto eólico com simulação Monte Carlo e avaliação de risco.** São Carlos, 2017.

NAN, Marcio V. J. **Análise setorial de geração de energia elétrica para prospecção de projetos de reestruturação.** Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.

NETO, A. A. **Matemática Financeira.** 12^a edição São Paulo: Atlas, 2012.

Operador Nacional do Sistema Elétrico. [Site institucional]. Disponível em: ons.gov.br. Acesso em: 30 de maio de 2021.

Operador Nacional do Sistema Elétrico. [Site institucional]. Disponível em: ons.gov.br. Acesso em: 30 de maio de 2021.

RAIMUNDO, D. R.; SANTOS, I. F. S. dos. Estudo de Um Projeto para Geração de Energia Eólica no Brasil: Viabilidade Econômica e Emissões Evitadas. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, vol. 4, p. 65-75, 2015.

SAMPAIO, Frederico V. **Curva de Juros e Recessão no Brasil.** Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2021.

SECURATO, J. S. **Cálculo financeiro das Tesourarias.** 1^a edição. São Paulo: Saint Paul, 2011.

Suno Research. [Site institucional]. Disponível em: suno.com.br. Acesso em: 16 de junho de 2021.

YOUNG, H D; FREEDMAN, R. A. **Física III: Eletromagnetismo**. 12^a edição. São Paulo: Addison Wesley, 2009.

2W Energia. [Site institucional]. Disponível em: 2wenergia.com.br. Acesso em: 29 de outubro de 2021.

2WEnergia. **Release de Resultados do 1T21**. Disponível em 2wenergia.com.br. Acesso em: 16 de outubro de 2021.

2WEnergia. **Release de Resultados do 2T21**. Disponível em 2wenergia.com.br. Acesso em: 16 de outubro de 2021.

APÊNDICE A – PROJEÇÕES DO DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS – CENÁRIO BASE

Demonstração de Resultado	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Receita Líquida	-	20.310	134.159	146.242	163.511	177.179	190.218	209.792	227.291	246.109	268.479	292.806	364.894	399.267	436.878	479.348	523.063	572.335	626.249
(-) Custos e Despesas Operacionais	-	(3.173)	(14.616)	(18.042)	(24.479)	(26.462)	(30.291)	(36.914)	(40.181)	(43.758)	(47.706)	(53.875)	(63.504)	(69.348)	(75.751)	(82.784)	(92.306)	(104.965)	(114.754)
EBITDA	-	17.136	119.543	128.200	139.032	150.717	159.927	172.878	187.110	202.351	220.773	238.931	301.390	329.919	361.127	396.564	430.757	467.370	511.495
mg. EBITDA		84%	89%	88%	85%	85%	84%	82%	82%	82%	82%	82%	83%	83%	83%	83%	82%	82%	82%
(-) Depreciação	-	-	-	(42.555)	(46.927)	(46.927)	(46.927)	(46.927)	(46.927)	(46.927)	(46.927)	(46.927)	(46.927)	(46.927)	(46.927)	(46.927)	(46.927)	(46.927)	(46.927)
EBIT	-	17.136	119.543	85.645	92.105	103.791	113.000	125.951	140.183	155.425	173.847	192.005	254.464	282.992	314.201	349.638	383.830	420.444	464.569
(+/-) Resultado Financeiro	3.131	24.433	(98.199)	(95.648)	(101.603)	(103.901)	(105.973)	(107.747)	(109.020)	(108.718)	(106.191)	(98.629)	(85.711)	(67.644)	(47.633)	(65.317)	(32.779)	(8.616)	8.392
(-) IR&CS	(4.422)	(13.500)	(7.105)	(8.973)	(9.013)	(10.114)	(11.393)	(13.072)	(14.888)	(17.148)	(19.863)	(23.555)	(29.050)	(33.596)	(37.384)	(26.628)	(30.638)	(29.775)	(25.631)
Lucro Líquido	(1.291)	28.070	14.240	(18.976)	(18.510)	(10.225)	(4.365)	5.132	16.275	29.559	47.793	69.821	139.703	181.752	229.184	257.693	320.413	382.053	447.330
mg. Líquida		138%	11%	-13%	-11%	-6%	-2%	2%	7%	12%	18%	24%	38%	46%	52%	54%	61%	67%	71%

APÊNDICE B – PROJEÇÕES DO BALANÇO PATRIMONIAL – CENÁRIO BASE

Balanço Patrimonial	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Caixa	7.419	16.325	50.860	2.280	10.487	23.696	39.390	58.183	80.673	108.039	141.287	181.591	232.794	294.138	12.928	46.248	91.382	25.354	4.769
Conta Reserva - Amortização Debênture	-	3.616	6.662	7.212	7.379	7.611	7.922	8.419	9.336	10.427	12.786	14.697	16.171	17.707	19.622	21.198	20.684	17.706	-
Conta Reserva - Capex	418.996	3.236	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conta Reserva - O&M	-	1.857	2.031	4.670	5.109	5.485	7.966	8.717	9.538	10.436	11.419	14.511	15.878	17.374	19.011	20.801	24.796	27.132	-
Conta Reserva - Serviço da Dívida	-	2.209	23.970	43.272	44.275	45.667	47.533	50.511	56.014	62.563	72.956	86.365	97.024	106.242	117.731	127.189	124.103	106.237	-
Contas e Receber	-	11.139	13.685	14.758	16.684	17.868	19.172	21.141	22.951	24.876	27.298	29.533	36.589	40.036	43.807	47.934	52.449	57.390	62.796
Ativo Permanente	260.332	765.007	772.940	730.385	683.458	636.532	589.605	542.679	495.752	448.826	401.899	354.972	308.046	261.119	214.193	167.266	120.340	73.413	26.487
Total de Ativos	686.746	803.388	870.149	802.577	767.393	736.859	711.588	689.650	674.263	665.168	667.647	681.670	706.502	736.615	427.291	430.636	433.754	307.232	94.052
Dívida	502.947	590.419	642.227	669.389	694.332	721.479	750.396	780.398	809.344	831.774	844.374	829.553	788.223	721.311	623.652	485.284	303.644	98.052	-
Contas a Pagar	-	913	1.163	1.828	2.008	2.166	2.814	3.080	3.367	3.681	4.028	4.863	5.382	5.889	6.443	7.050	8.178	8.948	9.790
PIS/COFINS a Pagar	-	407	500	539	609	652	700	772	838	908	996	1.078	1.335	1.461	1.599	1.750	1.914	2.095	2.292
IR/CS a Pagar	674	454	825	813	928	1.028	1.152	1.306	1.479	1.696	1.959	2.315	2.834	3.260	2.334	2.691	3.081	2.903	1.951
Patrimônio Líquido	183.125	211.195	225.434	130.009	69.517	11.533	(43.473)	(95.906)	(140.765)	(172.890)	(183.711)	(156.139)	(91.273)	4.694	(206.737)	(66.138)	116.936	195.235	80.018
Total de Passivo e Patrimônio Líquido	686.746	803.388	870.149	802.577	767.393	736.859	711.588	689.650	674.263	665.168	667.647	681.670	706.502	736.615	427.291	430.636	433.754	307.232	94.052

APÊNDICE C – PROJEÇÕES DE FLUXO DE CAIXA – CENÁRIO BASE

Fluxo de Caixa	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
EBITDA	-	17.136	119.543	128.200	139.032	150.717	159.927	172.878	187.110	202.351	220.773	238.931	301.390	329.919	361.127	396.564	430.757	467.370	511.495
(-) IR&CS	(4.422)	(13.500)	(7.105)	(8.973)	(9.013)	(10.114)	(11.393)	(13.072)	(14.888)	(17.148)	(19.863)	(23.555)	(29.050)	(33.596)	(37.384)	(26.628)	(30.638)	(29.775)	(25.631)
(Δ) Capital de Giro	674	(10.039)	(1.832)	(381)	(1.560)	(882)	(485)	(1.477)	(1.284)	(1.325)	(1.723)	(963)	(5.761)	(2.387)	(4.006)	(3.013)	(2.832)	(4.169)	(5.318)
(=) Fluxo de Caixa Operacional	(3.748)	(6.403)	110.606	118.846	128.459	139.721	148.049	158.329	170.938	183.878	199.187	214.414	266.580	293.935	319.738	366.923	397.286	433.426	480.546
(-) CAPEX	(230.553)	(415.760)	(7.934)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Fluxo de Caixa de Investimentos	(230.553)	(415.760)	(7.934)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Serviço da dívida + fee de fiança bancária	(3.624)	(14.877)	(54.745)	(81.197)	(87.865)	(89.915)	(92.750)	(96.538)	(102.563)	(113.656)	(126.838)	(155.269)	(178.244)	(195.900)	(214.240)	(237.005)	(255.422)	(248.042)	(106.237)
(Δ) Conta Reserva - Amortização Debênture	-	(3.616)	(3.046)	(550)	(167)	(232)	(311)	(496)	(917)	(1.092)	(2.359)	(1.911)	(1.474)	(1.536)	(1.915)	(1.576)	514	2.978	17.706
(Δ) Conta Reserva - O&M	-	(1.857)	(175)	(2.638)	(440)	(375)	(2.482)	(750)	(821)	(898)	(983)	(3.092)	(1.367)	(1.496)	(1.637)	(1.791)	(3.995)	(2.336)	27.132
(Δ) Conta Reserva do Serviço da Dívida	-	(2.209)	(21.761)	(19.302)	(1.003)	(1.392)	(1.865)	(2.979)	(5.503)	(6.549)	(10.393)	(13.409)	(10.658)	(9.218)	(11.489)	(9.458)	3.086	17.866	106.237
(+) Receitas Financeiras	13.041	37.868	8.354	12.711	11.205	13.161	15.694	18.793	22.489	27.367	33.248	41.820	51.203	61.344	68.948	33.321	41.003	33.834	16.577
(Δ) Conta Reserva - Capex	(418.996)	415.760	3.236	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Fluxo de Caixa de Financiamentos	65.421	431.068	(68.137)	(90.976)	(78.270)	(78.754)	(81.714)	(81.970)	(87.315)	(94.828)	(107.325)	(131.861)	(140.540)	(146.806)	(160.333)	(216.509)	(214.813)	(195.700)	61.415
(+) Aumento de Capital	176.299	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Dividendos & Redução de Capital	-	-	-	(76.450)	(41.982)	(47.758)	(50.641)	(57.566)	(61.134)	(61.683)	(58.614)	(42.249)	(74.837)	(85.786)	(440.615)	(117.093)	(137.339)	(303.754)	(562.546)
(=) Variação de Caixa	7.419	8.906	34.536	(48.580)	8.207	13.209	15.694	18.793	22.489	27.367	33.248	40.304	51.203	61.344	(281.210)	33.321	45.134	(66.028)	(20.585)

APÊNDICE D – PROJEÇÕES DE INDICADORES FINANCEIROS – CENÁRIO BASE

Indicadores	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Dívida Bruta	502.947	590.419	642.227	669.389	694.332	721.479	750.396	780.398	809.344	831.774	844.374	829.553	788.223	721.311	623.652	485.284	303.644	98.052	-
Serviço da Dívida e Fiança	3.624	14.877	54.745	81.197	87.865	89.915	92.750	96.538	102.563	113.656	126.838	155.269	178.244	195.900	214.240	237.005	255.422	248.042	106.237
Dívida Líquida	495.529	574.095	591.367	667.109	683.844	697.783	711.006	722.215	728.672	723.734	703.086	647.962	555.429	427.173	610.724	439.035	212.262	72.698	(4.769)
EBITDA	-	17.136	119.543	128.200	139.032	150.717	159.927	172.878	187.110	202.351	220.773	238.931	301.390	329.919	361.127	396.564	430.757	467.370	511.495
Dívida Líquida / EBITDA	-	33,5	4,9	5,2	4,9	4,6	4,4	4,2	3,9	3,6	3,2	2,7	1,8	1,3	1,7	1,1	0,5	0,2	(0,0)
	73%	74%	74%	84%	91%	98%	106%	114%	121%	126%	128%	123%	113%	99%	150%	116%	72%	33%	0%
Fluxo de Caixa antes de Serviço da Dívida	(4.422)	3.636	112.438	119.228	130.019	140.603	148.534	159.806	172.222	185.203	200.910	215.377	272.341	296.323	323.743	369.936	400.119	437.595	437.102
Serviço da Dívida	-	-	49.066	81.197	87.865	89.915	92.750	96.538	102.563	113.656	126.838	155.269	178.244	195.900	214.240	237.005	255.422	248.042	106.237
ICSD (*)	-	-	2,29	1,47	1,48	1,56	1,60	1,66	1,68	1,63	1,58	1,39	1,53	1,51	1,51	1,56	1,57	1,76	-