



Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
PUC-Rio

Daniel Ribeiro Fernandes & Leonardo Figueiredo Dias

**Viabilidade econômico-financeira de um parque eólico onshore na Serra do Mel (RN):
análise de investimento, risco e flexibilidade gerencial**

PROJETO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO
APRESENTADO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL
DA PUC-RIO, COMO PARTE DOS REQUISITOS PARA OBTENÇÃO
DO TÍTULO DE BACHAREL EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

Orientador: Fábio Rodrigo Siqueira Batista

Departamento de Engenharia Industrial
Rio de Janeiro, julho de 2026

AGRADECIMENTOS

Este trabalho é resultado não apenas do nosso esforço, mas também do apoio de pessoas que estiveram ao nosso lado ao longo de toda a caminhada. Agradecemos, em primeiro lugar, às nossas famílias, cujo apoio e incentivo durante a graduação foram a base para que chegássemos até aqui. Ao professor Fábio Batista, nosso orientador, deixamos um agradecimento especial pela maestria e pela paciência com que conduziu cada etapa deste estudo, sempre disposto a compartilhar seu conhecimento. Não poderíamos deixar de agradecer às nossas namoradas, pela compreensão, pela paciência e pelo carinho ao longo de todo esse período. Agradecemos, ainda, à PUC-Rio pelos ensinamentos que contribuíram para o nosso desenvolvimento acadêmico, profissional e pessoal. Por fim, agradecemos uns aos outros pela parceria, pela cooperação e pela compreensão, sem as quais este trabalho não teria se concretizado.

RESUMO

A energia eólica consolidou-se como um dos principais vetores de expansão da matriz elétrica brasileira, impulsionada pela qualidade do recurso natural, pela maturidade tecnológica e por um ambiente institucional favorável às fontes renováveis. Nesse cenário, a avaliação econômico-financeira de novos empreendimentos torna-se etapa essencial para subsidiar decisões de investimento em um setor marcado por elevada intensidade de capital, contratos de longo prazo e múltiplas fontes de incerteza. O presente trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade econômico-financeira, sob a ótica do acionista, de um parque eólico *onshore* com capacidade instalada de 56 MW, localizado na Serra do Mel (RN). Para tanto, foi desenvolvido um modelo de fluxo de caixa descontado em termos reais, com estimativa do custo de capital próprio pelo método CAPM e projeção detalhada de investimentos, custos operacionais, encargos setoriais, tributos e receitas. A geração de energia foi estimada a partir de séries históricas simuladas, e a receita foi modelada considerando um portfólio de comercialização entre o mercado regulado e o mercado livre. Como contribuição central, o estudo aprofunda o tratamento da incerteza por meio de três abordagens complementares: análise de sensibilidade, simulação de Monte Carlo e teoria das opções reais. Os resultados indicam que o empreendimento é economicamente viável nas condições modeladas, ainda que com margem de segurança moderada, sendo o investimento inicial o parâmetro de maior impacto. Verificou-se, ainda, que a incorporação da flexibilidade gerencial agrega valor ao projeto e amplia a competitividade do investidor, evidenciando a relevância de abordagens que vão além das métricas tradicionais de avaliação.

Palavras-chave: Energia eólica *onshore*, Viabilidade econômico-financeira, Fluxo de caixa descontado, Opções reais, Simulação de Monte Carlo, Setor Elétrico Brasileiro.

ABSTRACT

Wind power has established itself as one of the main drivers of the expansion of the Brazilian electricity matrix, propelled by the quality of the natural resource, technological maturity, and an institutional environment favorable to renewable sources. In this context, the economic and financial assessment of new ventures becomes an essential step to support investment decisions in a sector characterized by high capital intensity, long-term contracts, and multiple sources of uncertainty. This study aims to analyze the economic and financial feasibility, from the shareholder's perspective, of an *onshore* wind farm with an installed capacity of 56 MW, located in Serra do Mel (RN). To this end, a discounted cash flow model was developed in real terms, with the cost of equity estimated through the CAPM method and a detailed projection of investments, operating costs, sector charges, taxes, and revenues. Energy generation was estimated based on simulated historical series, and revenue was modeled considering a commercialization portfolio between the regulated and the free markets. As its central contribution, the study deepens the treatment of uncertainty through three complementary approaches: sensitivity analysis, Monte Carlo simulation, and real options theory. The results indicate that the venture is economically feasible under the modeled conditions, albeit with a moderate margin of safety, with the initial investment being the parameter with the greatest impact. It was also found that incorporating managerial flexibility adds value to the project and enhances the investor's competitiveness, highlighting the relevance of approaches that go beyond traditional valuation metrics.

Keywords: *Onshore* wind power; Economic and financial feasibility; Discounted cash flow; Real options; Monte Carlo simulation; Brazilian electricity sector.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Interface da ferramenta Renewables Ninja	17
Figura 2 - Estrutura do fluxo de caixa consolidado do modelo	36
Figura 3 - Estrutura da árvore de decisão do modelo de opções reais implementada no DPL	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Estimativas de CAPEX para projetos eólicos <i>onshore</i> no Brasil (R\$/MW instalado, valores reais de 2026)	25
Tabela 2 - Volatilidade mensal do PLD por ano	30
Tabela 3 - Composição do CAPEX e taxas de depreciação utilizadas no modelo	35
Tabela 4 - Principais parâmetros do modelo de fluxo de caixa	37
Tabela 5 - Demonstrativo de Fluxo de Caixa consolidado	42
Tabela 6 - Limite de Variações das Variáveis	44
Tabela 7 - Proporção do valor presente de cada componente CAPEX-dependente em relação ao CAPEX	49
Tabela 8 - Parâmetros do modelo de opções reais	51
Tabela 9 - Resultados do modelo de opções reais com abandono	52

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Projeção de Geração dos próximos 25 anos	18
Gráfico 2 - Média de kWh mensal	19
Gráfico 3 - Projeção do valor de PLD (2031-2038)	29
Gráfico 4 - Relação entre exposição ao ACL, risco e valor do projeto	41
Gráfico 5 - Impacto das Variáveis no VPL – Análise de Sensibilidade (Gráfico Tornado)	45
Gráfico 6 - Distribuição do VPL - Simulação de Monte Carlo (5.000 cenários)	47

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEÓLICA - Associação Brasileira de Energia Eólica
ACL - Ambiente de Contratação Livre
ACR - Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
BCB - Banco Central do Brasil
BETU - Benefício Econômico Típico Unitário Anual
BNB - Banco do Nordeste do Brasil
BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAPEX - *Capital Expenditure*
CAPM - *Capital Asset Pricing Model*
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CNI - Confederação Nacional da Indústria
COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CSLL - Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CV - Coeficiente de Variação
DPL - *Decision Programming Language*
EC - Energia Contratada
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
ERP - *Equity Risk Premium*
EV - Energia Verificada
FCD - Fluxo de Caixa Descontado
FCFE - *Free Cash Flow to Equity*
FGV - Fundação Getulio Vargas
GW - Gigawatt
GWEC - *Global Wind Energy Council*
IEA - *International Energy Agency*
IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IRENA - *International Renewable Energy Agency*
IRPJ - Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas
JDC - Juros Durante a Construção
kW - Quilowatt

kWh - Quilowatt-hora

LAIR - Lucro Antes do Imposto de Renda

LCOE - *Levelized Cost of Energy*

LEN - Leilão de Energia Nova

MCP - Mercado de Curto Prazo

MGB - Movimento Geométrico Browniano

MME - Ministério de Minas e Energia

MMGD - Micro e Minigeração Distribuída

MUST - Montante de Uso do Sistema de Transmissão

MW - Megawatt

MWh - Megawatt-hora

NTN-B - Nota do Tesouro Nacional série B

O&M - Operação e Manutenção

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

OPEX - *Operational Expenditure*

PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia

PIS/Pasep - Programa de Integração Social e Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças

PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária

PUC-Rio - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

RN - Rio Grande do Norte

SAC - Sistema de Amortização Constante

SIN - Sistema Interligado Nacional

SMC - Simulação de Monte Carlo

SUDENE - Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste

TFSEE - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica

TIR - Taxa Interna de Retorno

TLP - Taxa de Longo Prazo

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

USD - Dólar norte-americano

VPL - Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	1
2 CONTEXTUALIZAÇÃO.....	3
2.1 Análise do setor eólico no Brasil.....	3
2.2 Ambiente regulatório do setor elétrico.....	5
2.3 Funcionamento dos leilões de energia.....	7
3 REFERENCIAL TEÓRICO.....	9
3.1 Modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD).....	9
3.2 Custo de Capital Próprio - Modelo CAPM.....	9
3.3 Simulação de Monte Carlo.....	12
3.4 Opções Reais.....	13
4 DESENVOLVIMENTO.....	16
4.1 Estimativa da produção de energia.....	16
4.2 Estimativa do Custo de Capital Próprio através do CAPM.....	20
4.3 Estimativa do Investimento Inicial (CAPEX).....	22
4.4 Financiamento.....	25
4.5 Estimativa de Receita.....	28
4.6 OPEX e Encargos Setoriais.....	30
4.7 Impostos e Depreciação.....	33
4.8 Montagem do modelo de fluxo de caixa.....	35
5 ANÁLISES E RESULTADOS.....	38
5.1 Comparativo entre regimes tributários.....	38
5.2 Estratégia de comercialização ACR/ACL.....	39
5.3 Resultados do caso base.....	42
5.4 Análise de sensibilidade.....	44
5.5 Simulação de Monte Carlo.....	46
5.6 Análise por Opções Reais.....	47
6 CONCLUSÃO.....	54
BIBLIOGRAFIA.....	56

1 INTRODUÇÃO

A expansão da capacidade de geração renovável tem se consolidado como um dos principais eixos da política energética brasileira, apoiada por instrumentos regulatórios e mecanismos competitivos que estimulam a participação do investimento privado em fontes de baixo carbono. Nesse contexto, a energia eólica assumiu posição de destaque, impulsionada pela elevada qualidade do recurso natural disponível, pelos avanços tecnológicos observados na última década e por um ambiente institucional que favorece as fontes renováveis. O país encerrou 2024 com mais de 33,7 GW de potência eólica instalada, distribuída em mais de mil empreendimentos, atingindo uma participação de 16,1% da matriz elétrica brasileira, posicionando-se entre os maiores mercados globais da tecnologia e apresentando crescimento consistente ao longo dos últimos anos (ABEEÓLICA, 2025). Tal expansão manifesta-se de forma mais intensa na região Nordeste, especialmente no Rio Grande do Norte, segundo maior estado em geração eólica em 2024, onde as condições de vento e a infraestrutura de escoamento contribuíram para a consolidação de importantes polos de geração.

No contexto institucional brasileiro, a expansão da capacidade instalada observada neste século foi majoritariamente contratada por meio dos leilões de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), mecanismo adotado a partir de 2004 para garantir segurança de suprimento e previsibilidade tarifária (EPE, 2018). Entre os certames destinados à contratação de energia proveniente de novos empreendimentos, destaca-se o Leilão de Energia Nova A-5, que viabiliza projetos com entrada programada cinco anos após a contratação, proporcionando ao investidor a flexibilidade para implantação. Entre os modelos recentes de contratação regulada, os leilões A-3, A-4 e A-5 foram os principais mecanismos de expansão da oferta a partir de 2021. Dentre eles, o A-5 apresentou maior recorrência nos certames realizados e corresponde ao modelo mais recente com participação da fonte eólica, motivo pelo qual foi adotado como referência para a modelagem desenvolvida neste trabalho (CCEE, 2026). Além disso, a previsibilidade de receitas de longo prazo reduz o risco do empreendimento e possibilita a obtenção de condições mais favoráveis de crédito e financiamento.

Nos últimos anos, no entanto, observa-se uma mudança relevante na dinâmica de comercialização dos empreendimentos eólicos, com crescente participação do Ambiente de Contratação Livre (ACL) na estratégia de receita dos projetos. Evidências recentes indicam que, em leilões nos quais os preços médios foram baixos, parcela significativa dos empreendedores optou por contratar apenas 30% de suas garantias físicas no ACR -valor

mínimo exigido-, mantendo o restante da energia disponível para negociação no mercado livre. Tal comportamento sugere que a possibilidade de comercialização complementar no ACL tornou-se fator determinante para a viabilidade econômica dos empreendimentos, contribuindo inclusive para lances mais competitivos nos certames regulados. Essa estratégia evidencia a importância crescente do mercado livre como componente estrutural do modelo de negócios dos projetos eólicos no Brasil (EPE, 2020).

Paralelamente, observa-se nos últimos anos uma redução na frequência dos Leilões de Energia Nova (LEN), associada à sobreoferta estrutural de energia elétrica, ao avanço da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e à ampliação da migração de consumidores para o ACL (EPE, 2025). Ainda assim, projeções indicam crescimento contínuo da demanda de eletricidade ao longo da próxima década, reforçando a necessidade de expansão coordenada da capacidade de geração e da infraestrutura do sistema elétrico brasileiro (EPE, 2025). Nesse contexto, os mecanismos de contratação regulada permanecem relevantes como instrumentos de planejamento da expansão e garantia da segurança do suprimento energético nacional, reforçando a importância de modelos híbridos de comercialização entre ACR e ACL.

Diante desse contexto de expansão da fonte eólica e de crescente complexidade nas estratégias de comercialização de energia, torna-se relevante avaliar, de forma estruturada, a viabilidade de novos empreendimentos de geração. Nesse sentido, o presente trabalho analisa um projeto de parque eólico *onshore* localizado em Serra do Mel (RN), região reconhecida por elevados fatores de capacidade e ampla inserção de usinas na matriz elétrica nacional. O empreendimento possui capacidade instalada de 56 MW e horizonte de análise de 25 anos, vida útil econômica típica de usinas eólicas *onshore* (IRENA, 2025).

Sob a perspectiva econômico-financeira, o objetivo central do estudo consiste em determinar a viabilidade do projeto por meio do Valor Presente Líquido (VPL) a partir da modelagem de um fluxo de caixa descontado detalhado de investimentos, custos operacionais e receitas esperadas. Para refletir as práticas recentes observadas no setor, considera-se um portfólio híbrido de comercialização entre o ACR e o ACL, incorporando a diversificação de receitas como estratégia de mitigação de riscos e de aumento da atratividade econômica do empreendimento. A avaliação é conduzida sob a ótica do acionista, complementada por análises de sensibilidade, simulação de risco e modelagem por Opções Reais. Para tanto, o trabalho contempla a contextualização do setor elétrico, o referencial teórico, o desenvolvimento do modelo técnico-financeiro, a apresentação e discussão de análises e resultados e, por fim, as conclusões e referências bibliográficas.

2 CONTEXTUALIZAÇÃO

2.1 Análise do setor eólico no Brasil

A fonte eólica tem apresentado trajetória consistente de expansão no Brasil, consolidando-se como um dos principais vetores de crescimento da matriz elétrica nacional. Em 2024, foram adicionados aproximadamente 3,3 GW de nova capacidade instalada, elevando o total acumulado para 33,7 GW distribuídos em 1.103 parques eólicos, resultado superior ao observado em 2023, quando o país contava com 30,4 GW instalados (ABEEÓLICA, 2025). Esse avanço posicionou o Brasil entre os líderes mundiais do setor, alcançando a quinta colocação no *ranking* global de capacidade instalada de energia eólica, evidenciando a competitividade técnica e econômica da fonte no cenário internacional (GWEC, 2025).

A expansão também se reflete na distribuição geográfica dos empreendimentos, com crescente concentração em regiões de maior potencial de vento. Em setembro de 2025, encontravam-se em operação 1.132 usinas eólicas, totalizando 34,6 GW de potência instalada, sendo o Nordeste responsável por cerca de 93% dessa capacidade, com destaque para os estados da Bahia e do Rio Grande do Norte, que apresentam condições favoráveis de recurso eólico e infraestrutura de conexão ao sistema elétrico (BNB, 2025). Em termos estruturais, a fonte eólica passou a representar 16,1% da capacidade instalada da matriz elétrica brasileira ao final de 2024 e respondeu por 16,7% da geração efetivamente injetada no Sistema Interligado Nacional (SIN), demonstrando não apenas relevância instalada, mas também contribuição efetiva ao suprimento energético do país (ABEEÓLICA, 2025).

Além da expansão física, a competitividade econômica da tecnologia reforça sua atratividade para novos investimentos. Estimativas recentes indicam que o custo nivelado de energia (*Levelized Cost of Energy* – LCOE) da geração eólica *onshore* no Brasil atingiu, em 2024, aproximadamente USD 0,030/kWh, valor inferior à média global de USD 0,034/kWh. No contexto internacional, a fonte se destaca como a alternativa renovável de menor custo, sendo cerca de 53% mais barata que a geração por combustíveis fósseis e apresentando custos inferiores aos observados para a energia solar fotovoltaica, hidrelétrica e eólica *offshore* (IRENA, 2025). Esse diferencial econômico, combinado ao elevado potencial de recurso e à maturidade tecnológica, explica o papel estratégico da energia eólica no planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro.

Paralelamente ao avanço da geração *onshore*, observa-se também o crescente interesse no desenvolvimento da geração eólica *offshore* no Brasil. O país apresenta elevado potencial técnico para exploração dessa fonte, especialmente ao longo do litoral Nordeste, impulsionando discussões regulatórias e estudos voltados à viabilidade de futuros empreendimentos. Até o momento, o Brasil ainda não possui parques eólicos *offshore* em operação comercial, embora o avanço do marco regulatório e o volume crescente de projetos em desenvolvimento reforcem o potencial estratégico da tecnologia para a expansão da matriz elétrica nacional (MME, 2025).

Além dos avanços observados na expansão da capacidade instalada e na competitividade dos custos de geração, o setor eólico brasileiro enfrenta desafios estruturais associados à dinâmica recente do sistema elétrico. A rápida incorporação de novos projetos, concentrados majoritariamente na região Nordeste, não tem sido acompanhada no mesmo ritmo pela ampliação da infraestrutura de transmissão, o que impõe restrições ao escoamento da energia gerada para os principais centros de carga do país e aumenta a complexidade operacional do Sistema Interligado Nacional. Estudos de planejamento indicam a necessidade de reforços contínuos na rede básica para acomodar a expansão das fontes renováveis, evidenciando a importância de novos investimentos em linhas e subestações para viabilizar a integração dessa geração ao sistema (EPE, 2025). Do ponto de vista da operação, o Operador Nacional do Sistema Elétrico ressalta que a confiabilidade do suprimento depende da adequada coordenação entre geração disponível e capacidade de escoamento, reforçando o papel estratégico da transmissão para o aproveitamento efetivo do potencial eólico (ONS, 2024). Essa assimetria entre expansão da oferta e capacidade de rede tende a elevar riscos logísticos e operacionais, afetando a previsibilidade de despacho e a efetiva comercialização da energia produzida.

Além disso, tem se tornado mais recorrente o fenômeno conhecido como *curtailment*, caracterizado pela restrição da geração renovável devido a limitações de transmissão ou necessidades operacionais do sistema. Esse cenário tem afetado principalmente empreendimentos localizados na região Nordeste, onde a expansão da capacidade instalada ocorreu em ritmo superior ao da infraestrutura de escoamento, impactando a previsibilidade de despacho e das receitas dos projetos eólicos (ONS, 2024; EPE, 2025).

Sob a ótica econômica, observa-se também pressão descendente sobre os preços negociados no ACR. A crescente oferta de fontes renováveis de baixo custo, aliada à elevada competição nos leilões, tem resultado em deságios mais acentuados e contratos com margens

reduzidas, ao mesmo tempo em que a volatilidade do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), o preço da energia elétrica no mercado à vista, amplia a incerteza quanto à receita de curto prazo dos empreendimentos expostos ao mercado (CCEE, 2025; ANEEL, 2025). Paralelamente, a ampliação do ACL tem estimulado a migração de consumidores e exigido dos geradores maior sofisticação contratual, com a adoção de estratégias de portfólio, diversificação de clientes e mecanismos de proteção contra riscos de preço e volume. Nesse contexto, a sustentabilidade econômica dos projetos eólicos passa a depender não apenas de custos competitivos, mas também de planejamento logístico, estrutura contratual adequada e capacidade de gestão de riscos de mercado.

2.2 Ambiente regulatório do setor elétrico

O setor elétrico brasileiro está inserido em uma estrutura institucional e regulatória complexa, na qual diferentes agentes atuam de forma coordenada para garantir o funcionamento do sistema. A compreensão desse ambiente é essencial para a análise econômico-financeira de projetos de geração, especialmente no mercado regulado, em que a viabilidade dos empreendimentos depende das regras de contratação, formação de preços e mecanismos de liquidação. Nesse sentido, esta seção apresenta os principais elementos que estruturam o setor elétrico no Brasil, incluindo sua organização institucional, regras de comercialização, regimes de contratação e mecanismos de formação de preços e liquidação.

No contexto institucional, o sistema elétrico é organizado por entidades com funções complementares. O Ministério de Minas e Energia (MME) é responsável pela formulação de políticas públicas e diretrizes estratégicas do setor (MME, [s.d.]). A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) atua na regulação e fiscalização das atividades, garantindo o cumprimento das normas e contratos (ANEEL, [s.d.]). A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realiza o planejamento da expansão do sistema por meio de estudos de demanda e oferta (EPE, [s.d.]). A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é responsável pela contabilização e liquidação das transações de energia, enquanto o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) coordena a operação do sistema e o despacho das usinas, assegurando o equilíbrio entre geração e consumo (CCEE, [s.d.]; ONS, [s.d.]). Em conjunto, essas entidades estruturam a governança do setor e condicionam a dinâmica de receitas e riscos dos projetos de geração.

A comercialização de energia elétrica no Brasil é regida por um conjunto de normas que definem como a energia é comprada, vendida, medida, contabilizada e liquidada nos ambientes ACR e ACL. Essas regras são organizadas pela CCEE e aprovadas pela ANEEL, geralmente após consultas públicas, com o objetivo de garantir transparência e eficiência ao mercado (CCEE, 2025; ANEEL, 2025). Atualizadas periodicamente, incorporam ajustes associados à evolução do setor, como a integração de fontes renováveis. Para o ciclo vigente a partir de 2026, as regras foram formalizadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.146/2025.

Nesse contexto, a comercialização ocorre em dois ambientes. No ACR, a energia é contratada por meio de leilões públicos, nos quais geradores competem ofertando preços para contratos de longo prazo, garantindo previsibilidade de receita e segurança de suprimento. No ACL, consumidores livres e especiais negociam diretamente com geradores ou comercializadoras, definindo preços, volumes e condições contratuais, o que proporciona maior flexibilidade (BTG PACTUAL, 2024). Enquanto o ACR apresenta contratos padronizados e centralização da contratação, o ACL é descentralizado, baseado em contratos bilaterais registrados na CCEE. Em ambos os casos, as diferenças entre energia contratada e verificada são liquidadas no mercado, integrando os dois ambientes sob a mesma estrutura (BTG PACTUAL, 2024).

Nos últimos anos, observa-se a expansão do mercado livre, impulsionada pela busca por maior autonomia e flexibilidade contratual por parte dos consumidores, permitindo maior gestão estratégica dos custos de energia (CNI, 2020). Esse movimento reduz a base do ACR e impõe desafios às distribuidoras, como pressões tarifárias. Além disso, projetos no ACR enfrentam rigidez contratual e riscos operacionais, enquanto no ACL há maior exposição à volatilidade de preços em função da dinâmica do mercado de curto prazo, exigindo maior gestão de risco. Assim, cada ambiente apresenta vantagens e limitações, sendo a escolha dependente do perfil do projeto.

As diferenças entre energia contratada e efetivamente gerada são apuradas no Mercado de Curto Prazo (MCP), gerenciado pela CCEE. Esse processo mensal compara os volumes contratados com as medições reais, resultando em créditos ou débitos para os agentes (CCEE, 2025). A liquidação dessas diferenças ocorre ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculado com base em modelos que consideram condições de oferta, demanda e restrições operativas do sistema. O PLD reflete o custo marginal de atendimento e possui limites

mínimo e máximo definidos pela ANEEL, ajustados periodicamente conforme parâmetros econômicos como o IPCA (CCEE, 2025; ANEEL, 2025b).

2.3 Funcionamento dos leilões de energia

Os leilões de energia elétrica constituem o mecanismo de contratação no ACR, permitindo às distribuidoras assegurar antecipadamente o suprimento necessário ao atendimento de seus mercados e organizar a expansão da oferta de geração. A sistemática contempla diferentes modalidades, incluindo leilões de energia nova, voltados a empreendimentos em desenvolvimento, e leilões de energia existente, destinados a usinas já operacionais, como o A-1, no qual o fornecimento se inicia no ano subsequente ao certame para atender demandas imediatas, além de formatos complementares de ajuste, reserva e fontes alternativas. Dessa forma, os leilões promovem modicidade tarifária, segurança de suprimento e diversificação da matriz elétrica nacional (COPEL, 2021). Em 2019, aproximadamente 34% da capacidade contratada nos leilões de energia nova correspondeu a usinas eólicas, evidenciando a relevância desses certames para a expansão da fonte no país (EPE, 2020). Nesse contexto, esta seção concentra-se na análise mais aprofundada do funcionamento do modelo A-5, com início de suprimento cinco anos após a contratação, adotado como base para a modelagem econômico-financeira desenvolvida neste trabalho.

A formação de preços no Leilão A-5 ocorre por meio de um processo competitivo realizado em ambiente virtual. O certame estabelece um preço-teto, definido pelo MME, que funciona como limite máximo para as ofertas, devendo os empreendedores apresentar lances iguais ou inferiores a esse valor (BRASIL, 2022; CCEE, 2022). As propostas são classificadas em ordem crescente de tarifa, vencendo aquelas que ofertam os menores valores, sendo o deságio - redução percentual em relação ao teto - o principal indicador da competição entre os agentes e da eficiência do leilão (CCEE, 2022; EPE, 2020). Após a contratação, a receita é reajustada anualmente pelo IPCA, tanto para a Receita Fixa quanto para os preços de venda, preservando o valor real dos contratos ao longo do tempo e garantindo maior previsibilidade financeira aos empreendimentos (BRASIL, 2022).

No Leilão A-5, os contratos da fonte eólica são celebrados na modalidade por quantidade, com prazo de suprimento de 15 anos, exigindo a contratação mínima de 30% da energia habilitada do empreendimento (BRASIL, 2022). Nesse modelo, o gerador compromete-se a entregar o volume contratado, tendo a garantia física como limite máximo

de energia comercializável (EPE, 2018). Diferenças entre a geração efetiva e o montante contratado são liquidadas no MCP. A exposição financeira decorrente dessas variações é calculada com base no PLD, que remunera déficits ou excedentes em relação ao compromisso assumido (BRASIL, 2022).

Para participar do leilão, os agentes devem atender a requisitos de habilitação técnica, incluindo medições anemométricas locais por no mínimo 36 meses e regularidade do licenciamento ambiental (BRASIL, 2022; EPE, 2018), além da prestação de garantias financeiras, como a garantia de proposta (1% do investimento inicial declarado, correspondente ao CAPEX do projeto) e a garantia de fiel cumprimento (5%). Esses mecanismos visam mitigar o risco de não entrega da energia contratada. Em caso de abandono ou inexecução do empreendimento, aplicam-se penalidades com multas entre 5% e 10% do investimento estimado, além de encargos administrativos devidos à CCEE (ANEEL, 2025). Tais exigências elevam o custo do descumprimento contratual e configuram riscos financeiros relevantes a serem considerados na avaliação econômica do projeto.

No Leilão A-5 de 2022 observou-se elevada competição entre os empreendedores. Do total de 2.044 projetos cadastrados, 574 correspondiam à fonte eólica, evidenciando a forte participação dessa tecnologia na disputa. Entretanto, apenas três empreendimentos foram efetivamente contratados, somando 57,5 MW médios de garantia física, localizados predominantemente nos estados da Bahia e do Rio Grande do Norte. Os contratos foram firmados com lances entre R\$ 175,00/MWh e R\$ 178,00/MWh, resultando em preço médio de R\$ 176,28/MWh e deságio de 26,90% (CCEE, 2022). Esses resultados reforçam a consolidação do Nordeste como principal polo de expansão da geração eólica no país e indicam que a participação no ACR exige elevada competitividade técnica e financeira, o que justifica a adoção de estratégias complementares de comercialização e gestão de risco, como a exposição ao ACL.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

3.1 Modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD)

A avaliação tradicional de projetos de energia no Brasil é amplamente baseada no método de fluxo de caixa descontado (FCD), fundamentado na teoria do valor presente desenvolvida por Fisher (1930) e formalizada por Williams (1938). Esse método parte do princípio de que o valor de um ativo decorre dos fluxos de caixa que ele é capaz de gerar ao longo do tempo, sendo amplamente utilizado na análise de investimentos por relacionar valor à capacidade futura de geração de caixa (DAMODARAN, 2012)

O FCD consiste em projetar os fluxos de caixa futuros e descontá-los a valor presente por uma taxa que reflita o custo de oportunidade dos investidores, incorporando o risco do projeto. Essa lógica está alinhada à teoria financeira de risco e retorno, na qual investidores exigem maior retorno para maiores níveis de risco (SHARPE, 1964). Sua representação é dada pela Equação 1:

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

sendo FC_t os fluxos de caixa, r a taxa de desconto e n o horizonte de análise, cuja definição será aprofundada posteriormente neste trabalho.

A partir do FCD, obtém-se o Valor Presente Líquido (VPL), que corresponde à diferença entre o valor presente dos fluxos de caixa e o investimento inicial, conforme a Equação 2:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (2)$$

O VPL é um dos principais critérios de decisão, indicando criação de valor quando positivo, pois os retornos superam o custo de oportunidade do capital (SAMANEZ, 2010).

3.2 Custo de Capital Próprio - Modelo CAPM

A determinação do custo de capital constitui etapa fundamental na avaliação econômico-financeira de investimentos, pois representa a taxa mínima de retorno exigida pelos investidores para compensar o risco assumido. De acordo com Ross, Westerfield e Jaffe (2015), o custo de capital reflete o custo de oportunidade dos recursos aplicados em determinado projeto, servindo como taxa de desconto para a atualização dos fluxos de caixa

esperados. De forma complementar, Samanez (2010) ressalta que essa taxa deve incorporar tanto o valor do dinheiro no tempo quanto o risco do empreendimento, garantindo a adequada precificação das decisões de investimento.

Nesse contexto, modelos de precificação de ativos foram desenvolvidos para estimar o retorno requerido pelos investidores em função do risco sistemático. Dentre esses modelos, destaca-se o Capital Asset Pricing Model (CAPM), formalizado de forma mais conhecida por Sharpe (1964), que estabelece uma relação linear entre o retorno esperado de um ativo e sua exposição ao risco de mercado. O modelo fundamenta-se na premissa de que apenas o risco não diversificável, isto é, o risco sistemático, deve ser remunerado. Formalmente, o CAPM é expresso pela Equação 3:

$$E(R_i) = R_f + \beta_i(E(R_m) - R_f) \quad (3)$$

em que $E(R_i)$ representa o retorno esperado do ativo ou projeto; R_f corresponde à taxa livre de risco, isto é, o retorno associado a aplicações consideradas isentas de risco de crédito; $E(R_m)$ denota o retorno esperado da carteira de mercado; a diferença $[E(R_m) - R_f]$ constitui o prêmio de risco de mercado, refletindo a remuneração adicional exigida pelos investidores para assumir risco investindo na carteira de mercado; e β_i corresponde ao coeficiente beta do ativo, que mede sua sensibilidade às variações do mercado e, consequentemente, seu nível de risco sistemático.

A taxa livre de risco representa o retorno de um investimento considerado isento de inadimplência, sendo usualmente aproximada por títulos públicos de prazo compatível com o horizonte do projeto. Já o prêmio de mercado corresponde à remuneração adicional exigida pelos investidores para aplicar recursos em ativos arriscados em vez de ativos livres de risco (ROSS; WESTERFIELD; JAFFE, 2015).

O coeficiente beta, por sua vez, capta o risco sistemático do ativo, mensurando sua covariância com o mercado. Matematicamente, é dado pela Equação 4:

$$\beta_i = COV(R_i, R_m) \div VAR(R_m) \quad (4)$$

De acordo com Ross, Westerfield e Jaffe (2015), valores de beta superiores a 1 indicam maior volatilidade relativa ao mercado, enquanto valores inferiores a 1 sinalizam menor sensibilidade. Assim, ativos com beta elevado demandam maior retorno esperado, refletindo maior exposição ao risco macroeconômico.

Na aplicação do método CAPM a projetos de investimento, distingue-se o beta desalavancado, que reflete apenas o risco operacional dos ativos, do beta alavancado, que incorpora adicionalmente o risco financeiro decorrente do endividamento. Conforme Ross, Westerfield e Jaffe (2015), a alavancagem eleva a volatilidade dos retornos do capital próprio e, conseqüentemente, o valor do beta do capital próprio. Assim, betas de empresas comparáveis são usualmente desalavancados para isolar o risco do negócio e, em seguida, realavancados de acordo com a estrutura de capital do projeto. Essa relação pode ser expressa pela Equação 5:

$$\beta_{cp} = \beta_0[1 + (1 - t)\frac{D}{CP}] \quad (5)$$

em que β_0 representa o beta desalavancado ou beta dos ativos; β_{cp} corresponde ao beta alavancado ou beta do capital próprio; D/CP é a razão entre dívida e capital próprio, refletindo o grau de alavancagem financeira; e t denota a alíquota de imposto de renda corporativo, incorporada ao modelo em função do benefício fiscal do endividamento. Esse procedimento permite isolar o risco operacional do projeto e ajustá-lo à estrutura de financiamento adotada, resultando em uma estimativa mais consistente do risco sistemático a ser utilizado no cálculo do custo do capital próprio.

Embora amplamente utilizado em finanças corporativas para estimar o custo de capital próprio, o método do CAPM apresenta limitações empíricas. Estudos posteriores demonstram que outros fatores, além do risco de mercado, podem influenciar os retornos esperados. Fama e French (1997) evidenciam que variáveis relacionadas ao porte das empresas e ao índice *book-to-market* contribuem para explicar diferenças nos custos de capital entre setores, propondo modelos multifatoriais como extensão ao CAPM tradicional. Ainda assim, o CAPM permanece como referência básica para estimativas de custo de capital em projetos e empresas, em razão de sua simplicidade conceitual e ampla aceitação prática.

No presente trabalho, o CAPM é empregado para estimar o custo de capital próprio do projeto eólico, sob a ótica do acionista, considerando o risco sistemático associado ao setor renovável brasileiro. Essa taxa é utilizada como desconto dos fluxos de caixa livres ao acionista (*Free Cash Flow to Equity* – FCFE), permitindo avaliar a viabilidade econômica do investimento. Como a análise é conduzida em termos reais, expurgando os efeitos inflacionários dos fluxos de caixa, a taxa de desconto também é convertida para termos reais. Conforme Samanez (2010), a relação entre taxa aparente (nominal), taxa real e inflação é dada pela Equação 6:

$$(1 + i) = (1 + ir)(1 + I) \quad (6)$$

em que i corresponde à taxa nominal, ir à taxa real e I à taxa de inflação. Dessa forma, garante-se a consistência entre fluxos e taxa de desconto na avaliação do projeto.

3.3 Simulação de Monte Carlo

A avaliação econômico-financeira de projetos de investimento tradicionalmente baseia-se em análises determinísticas, que tendem a subestimar o risco de empreendimentos sujeitos a múltiplas fontes de incerteza, ao desconsiderar o efeito conjunto da variabilidade dos parâmetros de entrada (HERTZ, 1964). Nesse contexto, a Simulação de Monte Carlo (SMC) constitui um método numérico baseado em amostragem aleatória repetida, que permite incorporar explicitamente a incerteza das variáveis do modelo e obter distribuições de probabilidade para as variáveis de saída. Desenvolvido na década de 1940 e formalizado por Metropolis e Ulam (1949), o método teve sua aplicação à análise de investimentos consolidada a partir do trabalho seminal de Hertz (1964).

Conceitualmente, a SMC consiste em um procedimento de amostragem aleatória repetida que permite construir a distribuição de probabilidade de uma variável de resultado a partir das distribuições de probabilidade das variáveis de entrada do modelo. De acordo com Vose (2008) e Damodaran (2012), a aplicação do método segue um conjunto estruturado de etapas. Inicialmente, identificam-se as variáveis consideradas incertas no modelo, que exercem influência relevante sobre o resultado analisado. Em seguida, atribui-se a cada uma dessas variáveis uma distribuição de probabilidade, com base em dados históricos, *benchmarks* setoriais ou opinião de especialistas. Posteriormente, são geradas amostras aleatórias a partir das distribuições definidas, sendo utilizadas como parâmetros de entrada em cada iteração. Para cada conjunto de amostras, calcula-se o valor da variável de saída, repetindo-se o procedimento um grande número de vezes. Por fim, os resultados obtidos nas iterações são consolidados, permitindo a análise estatística da distribuição da variável de interesse, incluindo medidas de tendência central, dispersão, percentis e probabilidades associadas a determinados eventos.

Do ponto de vista matemático, a aplicação da SMC à estimativa do VPL de um projeto pode ser representada pela Equação 7, na qual N corresponde ao número total de iterações

realizadas e j indexa cada cenário simulado. (DAMODARAN, 2012; GLASSERMAN, 2004). Pela Equação 7 os cenários simulados são considerados equiprováveis.

$$E[VPL] = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N VPL_j \quad (7)$$

Além da estimativa do valor esperado, a simulação fornece a distribuição completa do VPL, permitindo o cálculo de medidas estatísticas adicionais, como desvio-padrão, mediana, percentis e a probabilidade de ocorrência de valores específicos, tais como a probabilidade de o VPL assumir valor maior ou igual a zero (GLASSERMAN, 2004).

Para a execução da simulação é necessário definir as distribuições de probabilidade associadas a cada variável de entrada. Entre as distribuições mais utilizadas em análises de risco de projetos encontram-se a normal, a lognormal, a uniforme e a triangular, cuja escolha depende das características da variável analisada e da disponibilidade de dados históricos (VOSE, 2008). A distribuição triangular, em particular, é amplamente empregada em estudos de viabilidade econômica de projetos por apresentar formulação simples e requerer apenas a definição de três parâmetros: o valor mínimo (a), o valor mais provável ou moda (m) e o valor máximo (b). Essa característica torna a distribuição triangular especialmente adequada a contextos nos quais não se dispõe de séries históricas suficientes para o ajuste de distribuições paramétricas mais complexas, sendo seus parâmetros frequentemente definidos a partir de *benchmarks* setoriais, valores de referência ou opinião de especialistas (VOSE, 2008).

3.4 Opções Reais

A avaliação de projetos de investimento por meio do FCD parte do pressuposto de que as decisões são tomadas de forma imediata e irreversível, não capturando o valor econômico associado à flexibilidade gerencial em ambientes de incerteza. Essa limitação motivou o desenvolvimento da Teoria das Opções Reais, que estende os conceitos das opções financeiras para a avaliação de investimentos reais, incorporando explicitamente a flexibilidade gerencial na tomada de decisão. Dixit e Pindyck (1994) formalizaram essa abordagem, demonstrando que a decisão de investir sob incerteza pode ser tratada como uma opção, cujo valor decorre da possibilidade de esperar por informações futuras, enquanto Trigeorgis (1996) expandiu essa estrutura, classificando as principais flexibilidades gerenciais e destacando aplicações em projetos intensivos em capital.

Apesar do ambiente contratual estável, projetos eólicos são caracterizados por elevados custos iniciais, irreversibilidade de investimento e incertezas relevantes, particularmente associadas ao CAPEX, cuja variação pode refletir dinâmica cambial, custos de aerogeradores e condições logísticas globais. Tradicionalmente, a viabilidade econômica desses empreendimentos é analisada via Fluxo de Caixa Descontado, que assume decisões de investimento imediatas e ignora a flexibilidade de aguardar informações adicionais antes da construção da usina. Contudo, como argumentado por Dixit e Pindyck (1994) e posteriormente aplicado no setor eólico brasileiro por Dalbem, Brandão e Gomes (2014), o valor gerencial associado à opção de adiar o investimento pode ser significativo em ambientes sujeitos a incerteza e irreversibilidade.

A modelagem estocástica associada às opções reais geralmente assume que a variável incerta segue um Movimento Geométrico Browniano (MGB), processo que, embora possa representar uma simplificação do comportamento real da variável, é amplamente utilizado na literatura de opções reais por sua tratabilidade analítica e compatibilidade com a discretização via árvores binomiais sob medida neutra ao risco (BRANDÃO; DYER; HAHN, 2005). Essa abordagem tem sido aplicada no setor de energia, onde os investimentos são irreversíveis e sujeitos a volatilidade tecnológica e regulatória. Abadie e Chamorro (2014) aplicam opções reais a projetos eólicos europeus e mostram que o valor da flexibilidade depende do regime de suporte governamental e da volatilidade dos custos. No contexto brasileiro, Dalbem, Brandão e Gomes (2014) analisam projetos eólicos em leilões A-5 e demonstram que a flexibilidade de adiar o investimento pode alterar a estratégia competitiva e o preço ofertado.

O comportamento estocástico do CAPEX pode ser representado pela equação diferencial estocástica apresentada na Equação 8:

$$dI = \mu I dt + \sigma I dW \quad (8)$$

em que I representa o CAPEX do empreendimento, μ corresponde à taxa de deriva (drift), σ é a volatilidade anual e W_t é um processo de Wiener padrão. A estrutura multiplicativa do MGB garante que o CAPEX permaneça estritamente positivo ao longo do tempo, propriedade desejável para variáveis de custo, e implica que seus log-retornos sejam normalmente distribuídos.

Para viabilizar a solução numérica, o processo contínuo é discretizado pelo modelo binomial de Cox, Ross e Rubinstein (1979), conforme a formulação aplicada por Brandão, Dyer e Hahn (2005) na avaliação de opções reais corporativas. A discretização resulta em

uma árvore binomial com intervalo Δt de um ano, na qual a variável modelada pode se mover para um valor superior ou inferior no período seguinte, de acordo com a Equação 9:

$$\begin{aligned} u &= e^{\alpha\sqrt{\Delta t}} \\ d &= e^{-\alpha\sqrt{\Delta t}} \end{aligned} \quad (9)$$

em que u representa o fator de alta e d o fator de baixa, verificando-se que $d=1/u$.

A avaliação da opção é conduzida sob a medida neutra ao risco, princípio derivado da teoria de não-arbitragem. Sob essa abordagem, o valor de qualquer ativo contingente pode ser obtido descontando seus payoffs esperados, calculados sob probabilidades neutras ao risco, pela taxa livre de risco, independentemente das preferências dos investidores (COX; ROSS; RUBINSTEIN, 1979). A probabilidade neutra ao risco p é definida pela Equação 10:

$$p = (1 + rf - d)/(u - d) \quad (10)$$

em que rf é a taxa livre de risco real. Essa probabilidade não reflete a probabilidade objetiva de alta da variável, mas sim a probabilidade que tornaria o processo consistente com o princípio de não-arbitragem, permitindo que o desconto seja realizado à taxa livre de risco dentro da árvore.

As opções reais podem ser classificadas como europeias ou americanas, conforme a flexibilidade de exercício disponível ao investidor. A opção europeia só pode ser exercida na data de vencimento, enquanto a americana pode ser exercida em qualquer momento até essa data (HULL, 2012). A opção de adiar a construção de um empreendimento é do tipo americana, pois o investidor pode decidir iniciar o projeto em qualquer período dentro do horizonte de análise, e não apenas em uma data predeterminada. Como demonstrado por Dixit e Pindyck (1994), a possibilidade de exercício antecipado agrega valor adicional à opção, uma vez que o investidor pode aproveitar condições favoráveis à medida que surgem, sem precisar aguardar o vencimento.

No presente trabalho, a Teoria das Opções Reais é empregada para quantificar o valor da flexibilidade de escolha do momento de construção e entrada em operação do parque eólico. O CAPEX é modelado como principal fonte de incerteza, seguindo um MGB discretizado por uma árvore binomial sob medida neutra ao risco. Os resultados são comparados ao VPL determinístico obtido pelo FCD, permitindo mensurar o valor adicional gerado pela flexibilidade gerencial nas condições do projeto analisado.

4 DESENVOLVIMENTO

4.1 Estimativa da produção de energia

A estimativa da produção de energia constitui etapa central na avaliação econômico-financeira de empreendimentos eólicos, uma vez que a receita do projeto está diretamente associada ao volume efetivamente gerado ao longo de sua vida útil. Nesta seção, parte-se da premissa da implantação de um parque eólico *onshore* com capacidade instalada de 56 MW, localizado no município de Serra do Mel, no estado do Rio Grande do Norte. Com base nessa configuração, realiza-se a estimativa da geração de energia elétrica para um horizonte de 25 anos, correspondente à vida útil econômica considerada para o projeto, bem como a determinação do fator de capacidade e da garantia física a ser adotada na modelagem contratual.

Para a estimativa mais precisa do potencial eólico de um empreendimento, a metodologia recomendada consiste na realização de medições anemométricas *in loco*, por meio da instalação de torres anemométricas no próprio local do projeto, durante período mínimo de um ano. Esse procedimento permite capturar com maior fidelidade as características do regime de ventos, incluindo velocidade média, distribuição estatística, sazonalidade e intensidade de rajadas, reduzindo incertezas associadas à variabilidade climática, conforme discutido na literatura técnica especializada (JAIN, 2016). Entretanto, no presente estudo, a indisponibilidade de dados primários obtidos por medição *onsite* exigiu a adoção de abordagem alternativa, baseada na utilização de séries históricas simuladas de geração e velocidade do vento para a região do empreendimento.

Para a obtenção dos dados necessários à estimativa da geração de energia, após análise das alternativas disponíveis, optou-se pela utilização da plataforma Renewables Ninja, ferramenta online amplamente empregada em estudos acadêmicos e análises preliminares de viabilidade de projetos renováveis. A plataforma baseia-se em modelos globais de reanálise meteorológica, combinando dados atmosféricos históricos e observações de satélite para simular a geração de energia em qualquer localidade do mundo. No caso da fonte eólica, os cálculos utilizam bases como o modelo climático global NASA MERRA-2, permitindo a reconstrução horária da produção de energia a partir de parâmetros técnicos do empreendimento. A ferramenta possibilita a geração de séries históricas horárias de energia e velocidade do vento para períodos previamente definidos, sendo, portanto, adequada para

análises de recurso eólico em estudos que não dispõem de medições locais próprias (RENEWABLES NINJA, 2026).

Para a execução da simulação, a ferramenta requer o preenchimento de dados de entrada (*inputs*) específicos do empreendimento. Entre os principais parâmetros solicitados estão: a localização exata do projeto, por meio das coordenadas geográficas (latitude e longitude); o período temporal de análise; a capacidade instalada do parque, em kW; a altura do cubo da turbina, em metros; e o modelo do aerogerador a ser considerado. Com base nessas informações, o sistema fornece como saída (*output*) uma série histórica horária contendo a energia estimada (em kW) e a velocidade do vento (em m/s) ao longo do período selecionado. A interface de preenchimento dos dados encontra-se ilustrada na Figura 1.

No presente estudo, definiu-se como localização do empreendimento as coordenadas geográficas (-5,1718; -37,1132), correspondentes à região do município de Serra do Mel, no Rio Grande do Norte. Considerou-se uma capacidade instalada total de 56.000 kW, equivalente a 56 MW e 5 anos de referência de série histórica. Como o projeto proposto não contempla a definição detalhada de modelo específico de turbina ou altura de instalação, buscou-se como referência um empreendimento já em operação na própria região. Assim, adotou-se como base o modelo Vestas V150-4.2 MW, com altura de cubo de 120 metros, configuração já implementada em parque eólico na Serra do Mel, conforme divulgado pela Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA, 2019). Esses parâmetros foram inseridos na plataforma conforme ilustrado na Figura 1, a partir dos quais se obteve a série histórica horária utilizada nas análises subsequentes.

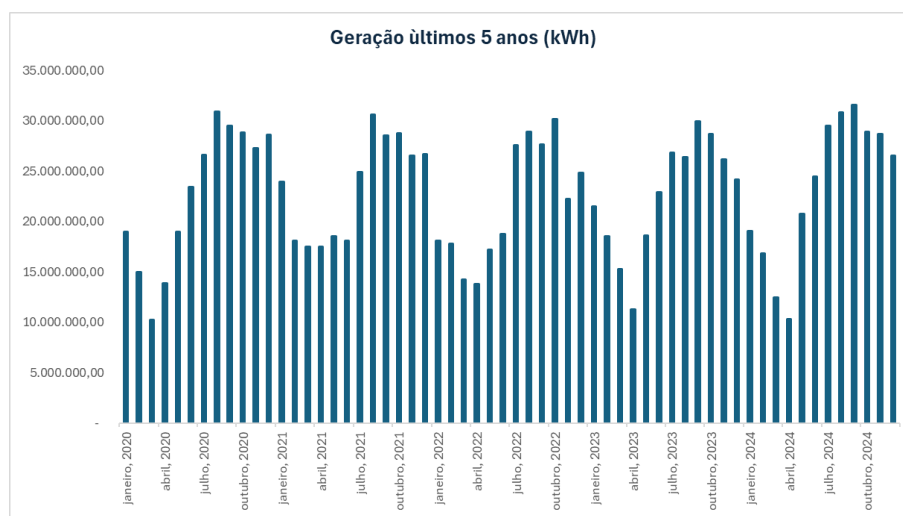
Figura 1 - Interface da ferramenta Renewables Ninja

A interface da ferramenta Renewables Ninja é exibida em um formato de aplicativo web. No topo, há uma barra de navegação com as opções 'Apontar' (selecionada) e 'País'. Abaixo, há um campo de busca 'Pesquisar por localização' com um botão 'Procurar' à direita. Os campos de entrada para as coordenadas geográficas são preenchidos com 'Lat -5,1718' e 'Lon -37,1132'. Abaixo disso, há uma seção com duas opções de energia: 'Energia solar fotovoltaica (FV)' e 'Energia eólica', ambas com ícones de setas para expandir/reduzir. A opção 'Energia eólica' está selecionada. Abaixo, há uma seção 'Conjunto de dados' com um menu suspenso selecionando 'MERRA-2 (global)'. Segue-se o campo 'Selecione um ano de dados' com um menu suspenso selecionando '2020'. Abaixo, há campos para 'Capacidade (kW)' com o valor '56000' e 'Altura do cubo (m)' com o valor '120'. Por fim, há um campo 'Modelo de turbina' com um menu suspenso selecionando 'Vestas V150 4200'.

Fonte: Renewables Ninja (2026)

Considerando que o horizonte de análise do projeto é de 25 anos, tornou-se necessário estabelecer uma metodologia de projeção da geração futura ao longo desse período. A partir da série histórica horária obtida por meio da plataforma Renewables Ninja para os anos de 2020 a 2024, os dados foram consolidados e agrupados em bases mensais, permitindo a identificação do comportamento médio de geração ao longo do tempo. Para a projeção dos 25 anos de operação do empreendimento, adotou-se a premissa de repetição do padrão histórico mensal observado neste período de cinco anos, replicando-o sequencialmente cinco vezes. Essa abordagem assume que o regime médio de ventos observado entre 2020 e 2024 é representativo do comportamento esperado no longo prazo, preservando a sazonalidade identificada nos dados históricos. O resultado dessa replicação é apresentado no Gráfico 1, no qual os valores de geração encontram-se expressos em kWh.

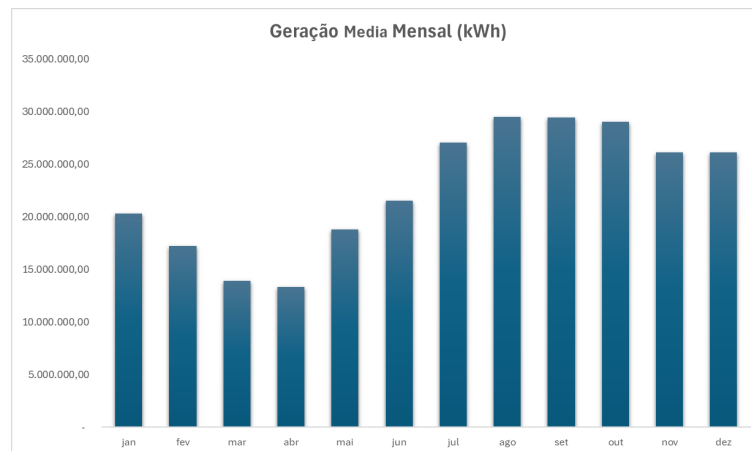
Gráfico 1 - Projeção de Geração dos próximos 25 anos



Fonte: elaboração própria com base em Renewables Ninja (2026)

Optou-se por estruturar a modelagem da geração em base mensal, visto que a apuração da receita do empreendimento será realizada mês a mês no fluxo de caixa do projeto. Além disso, a análise dos dados históricos evidenciou a presença de sazonalidade bem definida na geração, característica típica de projetos eólicos na região Nordeste, em função do regime anual de ventos. O Gráfico 2 apresenta a média mensal de geração estimada a partir dos cinco anos analisados, permitindo visualizar claramente os períodos de maior e menor produtividade ao longo do ano.

Gráfico 2 - Média de kWh mensal



Fonte: elaboração própria com base em Renewables Ninja (2026)

Com base nessa média mensal e na capacidade instalada do parque, de 56 MW, foi possível calcular os fatores de capacidade mensais, definidos como a razão entre a energia efetivamente gerada e a produção teórica máxima caso o parque operasse continuamente em plena carga durante todo o período, desconsiderando perdas operacionais e limitações físicas. O fator de capacidade constitui, portanto, um indicador da eficiência real de aproveitamento do recurso eólico disponível. A partir dos cálculos realizados, obteve-se um fator de capacidade médio anual de 55,55%, valor compatível com o elevado potencial eólico da região de Serra do Mel.

Para a definição da garantia física a ser considerada na modelagem contratual, adotou-se metodologia distinta, baseada na análise de empreendimentos reais em operação na mesma região. Foram selecionados seis projetos eólicos pertencentes à mesma empresa (Echoenergia) atuante em Serra do Mel, cujos dados públicos permitiram a verificação da relação entre capacidade instalada e garantia física homologada. A partir dessas informações, disponíveis em relatório corporativo divulgado pela companhia (SERRA DO MEL HOLDING S.A, 2025), calculou-se a razão média entre garantia física e capacidade instalada, resultando em aproximadamente 51%.

Observa-se que esse percentual é inferior ao fator de capacidade médio estimado para o projeto (55,55%). A garantia física de eólicas, no entanto, costuma ser calculada com base no P90 da produção anual da usina, ou seja, um valor teoricamente inferior à mediana e provavelmente inferior à média. Logo, por prudência e conservadorismo na modelagem econômico-financeira, optou-se por adotar o menor valor como garantia física do empreendimento, equivalente a aproximadamente 51% da capacidade instalada. Considerando

uma capacidade instalada de 56 MW, a geração máxima teórica anual é de 490.560 MWh, o que corresponde a uma média mensal de 40.880 MWh. Aplicando-se o percentual de garantia física adotado, obtém-se aproximadamente 20.850 MWh mensais, valor que servirá de base para a estruturação das receitas no modelo de fluxo de caixa.

Adicionalmente, a volatilidade da geração de energia, estimada em 9,73%, foi calculada a partir do coeficiente de variação mensal da produção ao longo da série histórica analisada, conforme a Equação 11:

$$CV_m = \sigma_m / \mu_m \quad (11)$$

em que σ_m representa o desvio padrão da geração do mês m e μ_m corresponde à média histórica de geração do respectivo mês. A volatilidade final foi obtida por meio da média aritmética dos coeficientes de variação mensais, permitindo capturar os efeitos de sazonalidade característicos da geração eólica. Esse parâmetro será utilizado nas análises de sensibilidade e risco do modelo.

4.2 Estimativa do Custo de Capital Próprio através do CAPM

Esta seção apresenta a estimativa da taxa de desconto do projeto sob a ótica do acionista, utilizando o CAPM em termos reais. Serão estimados os principais componentes do modelo, como a taxa livre de risco, o prêmio de mercado e o coeficiente beta, de modo a determinar o custo de capital próprio a ser utilizado na avaliação econômica do empreendimento eólico.

A estimativa da taxa livre de risco (r_f) foi realizada com base na taxa real do título público Tesouro IPCA+ (NTN-B), por se tratar de um instrumento indexado à inflação e, portanto, compatível com a modelagem do projeto em termos reais. Optou-se pelo título com vencimento em 2050, por apresentar prazo mais aderente ao horizonte de longo prazo do empreendimento eólico analisado. Para a obtenção da estimativa, foi utilizado o histórico oficial de preços e taxas disponibilizado pelo Tesouro Direto, considerando o período de fevereiro de 2025 - data em que o título passou a ser ofertado - até fevereiro de 2026. A partir dessa base de dados, calculou-se a média aritmética das taxas de compra do período, resultando em uma taxa livre de risco real de 7,03% ao ano (Tesouro Direto, 2026).

A estimativa do retorno esperado do mercado (R_m) e, consequentemente, do prêmio de risco de mercado (*Equity Risk Premium* - ERP), envolve maior complexidade

metodológica quando comparada à determinação da taxa livre de risco. Inicialmente, foi calculada a média histórica do retorno real anual do Índice Ibovespa no período de 1999 a 2025, utilizando dados oficiais da B3 para o índice (B3, 2026) e do Banco Central do Brasil para o IPCA (BCB, 2026). O retorno médio real obtido foi de 11,19% ao ano, o que, subtraída a taxa livre de risco real estimada anteriormente, resultou em um prêmio de risco de 4,16%. Contudo, observou-se elevada volatilidade da série histórica, com desvio padrão amostral de 37,96%, indicando significativa dispersão dos retornos e reduzindo a robustez estatística da estimativa baseada exclusivamente em médias passadas.

Conforme destaca Damodaran (2015), diferentes metodologias de estimação do prêmio de risco, como médias históricas, pesquisas com investidores e prêmios implícitos extraídos de preços correntes, podem produzir resultados substancialmente distintos. O autor demonstra que, mesmo para o mercado norte-americano, as estimativas podem variar significativamente conforme o método adotado. Em razão dessa heterogeneidade metodológica e da elevada volatilidade observada na série histórica brasileira, optou-se por adotar como referência principal o prêmio de risco implícito estimado por instituição especializada.

Assim, foi utilizado o ERP para o Brasil estimado pela FGV EESP, no valor de 8,43% em termos nominais para dezembro de 2025, conforme base pública disponibilizada pela instituição (FGV, [s.d.]). O procedimento descrito por Sanvicente (2017) baseia-se na extração do prêmio implícito a partir dos preços correntes das ações brasileiras, utilizando adaptação do modelo de crescimento de Gordon para estimar a taxa de desconto implícita nas empresas negociadas. O método contrasta com a abordagem tradicional de médias históricas e apresenta maior sensibilidade a mudanças no ambiente econômico e financeiro. Uma vez que o ERP corresponde à diferença entre o retorno do mercado e a taxa livre de risco, sua conversão para termos reais equivale a dividir o prêmio nominal pelo fator inflacionário I , conforme se obtém ao aplicar a Equação 6 individualmente a cada componente e calcular o diferencial resultante. Considerando o limite superior da meta de inflação vigente de 4,5% ao ano (BCB, 2026), o prêmio de risco implícito em termos reais resultou em aproximadamente 8,07%. Adicionalmente, foi considerado o prêmio estimado em análise da XP Investimentos, baseado na diferença entre o *earnings yield* do mercado acionário e a taxa real das NTN-Bs longas, resultando em valor médio de 6,2% (XP, 2025). Tanto o valor obtido via análise histórica quanto o valor estimado pela XP serão utilizados posteriormente em análises de sensibilidade

do modelo, enquanto o prêmio implícito da FGV será adotado como parâmetro base para o cálculo do custo de capital próprio do projeto.

Para a estimativa do coeficiente beta do projeto, adotaram-se como referência a Auren Energia (AURE3) e a Engie Brasil (EGIE3), empresas comparáveis com atuação relevante em geração renovável no Brasil. Seus betas alavancados, de 0,57 e 0,34, foram coletados na plataforma Status Invest em 18 de fevereiro de 2026, que os estima a partir da covariância entre os retornos das ações e o Ibovespa, sem detalhar publicamente a janela de estimação. Cada beta foi desalavancado pela estrutura de capital da respectiva empresa (Equação 5), considerando alíquota de imposto de renda de 34% (EPE, 2025) e razão dívida/capital próprio de 1,62 e 1,98, o que resultou em betas desalavancados de 0,28 e 0,15, cuja média, de 0,21, foi adotada como referência.

Em seguida, o beta desalavancado foi realavancado de acordo com a estrutura de capital projetada para o empreendimento discutida na seção 4.4 de financiamento (30% capital próprio e 70% dívida), e utilizando a Equação 5, resultando em beta alavancado de 0,537. Esse valor reflete o risco sistemático ajustado à estrutura financeira do projeto e indica perfil de risco moderado, compatível com ativos de geração renovável com contratos de longo prazo e exposição parcial ao mercado livre.

A partir desse beta e dos parâmetros estimados para taxa livre de risco e prêmio de risco de mercado, obteve-se custo de capital próprio real de 11,36% por meio da Equação 3. Esse resultado mostra-se consistente com referências institucionais do setor elétrico brasileiro. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 da EPE adota, em seus parâmetros de custo de capital, valor de aproximadamente 12% para projetos de geração de fontes diversas (EPE, 2025). Da mesma forma, a ANEEL (2024), por meio do Despacho nº 894/2024, fixou para o período de março de 2024 a fevereiro de 2025 remuneração real do capital próprio para os segmentos de Transmissão e Geração de 10,18% após impostos. Assim, o custo de capital estimado neste trabalho situa-se dentro da faixa observada nos parâmetros regulatórios e nos estudos oficiais de planejamento setorial, indicando consistência metodológica e plausibilidade econômica da taxa adotada.

4.3 Estimativa do Investimento Inicial (CAPEX)

Esta seção apresenta a premissa de investimento inicial do projeto eólico, definindo as hipóteses relativas ao prazo de construção, ao custo unitário de implantação e à incorporação

de contingências. O CAPEX (*Capital Expenditure*) será estimado com base em *benchmarks* setoriais e consolidado como investimento total inicial do empreendimento a partir do custo por MW instalado. Não será elaborado um orçamento detalhado por item, uma vez que o projeto se encontra em fase de viabilidade econômico-financeira, sem a elaboração de projeto executivo ou engenharia detalhada.

O prazo de construção adotado para o empreendimento eólico é de 24 meses, sendo o desembolso distribuído de forma linear entre o primeiro e segundo ano. Embora estudos setoriais indiquem tendência de redução no tempo médio de implantação de projetos eólicos no Brasil, situando-se em torno de 16 meses nos leilões A-5 (EPE, 2018; EPE, 2020), optou-se por premissa mais conservadora, alinhada aos parâmetros utilizados no Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 (EPE, 2025) e à literatura especializada sobre avaliação de projetos de geração renovável (BATISTA et al., 2018; DALBEM; BRANDÃO; GOMES, 2014), de modo a mitigar o risco de subestimação do período pré-operacional na modelagem econômico-financeira do projeto.

A estimativa do CAPEX do empreendimento foi realizada a partir da comparação de três fontes distintas. Foram utilizados os investimentos declarados pelos projetos vencedores no Leilão de Energia Nova A-5 de 2022, disponibilizados pela CCEE, que refletem os valores informados pelos empreendedores para habilitação nos certames. Adicionalmente, foram considerados os parâmetros de custo utilizados pela EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia 2035, publicado em 2025 com data base de dezembro de 2024, que apresenta estimativas oficiais de planejamento para projetos eólicos no Brasil. Por fim, utilizou-se a estimativa de custo de investimento apresentada no relatório *Renewable Power Generation Costs in 2024*, publicado pela IRENA em 2025, que compila dados observados de custos de projetos eólicos e apresenta estimativas para diferentes mercados, incluindo o Brasil. A utilização conjunta dessas fontes permite obter uma estimativa de CAPEX/MW baseada tanto em dados observados de projetos reais, quanto em parâmetros oficiais de planejamento e *benchmarks* internacionais do setor (CCEE, 2022; EPE, 2025; IRENA, 2025).

Embora o custo de implantação de projetos eólicos tenha apresentado redução significativa nas últimas décadas, estudos recentes indicam que essa tendência sofreu reversão parcial nos anos mais recentes. Segundo a IRENA (2025), entre 2010 e 2024 os custos totais instalados diminuíram cerca de 45% nos Estados Unidos e 58% no Brasil, refletindo os ganhos tecnológicos e o amadurecimento da cadeia produtiva doméstica. Entretanto, em base anual, ambos os países registraram elevação de custos a partir de 2022, associada

principalmente à inflação global, restrições nas cadeias de suprimento e mudanças no ambiente de investimento energético (IRENA, 2025).

Diante disso, para garantir comparabilidade entre as diferentes fontes, os valores foram padronizados para preços reais de 2026. Para os dados da EPE foi aplicada a inflação acumulada de 4,26% desde a data base de dezembro de 2024, enquanto os dados do Leilão A-5 foram atualizados pela inflação acumulada de 14,34% desde outubro de 2022, com base na série do IPCA disponibilizada pelo Banco Central do Brasil (BCB, 2026). No caso dos dados da IRENA, originalmente apresentados em dólares, realizou-se adicionalmente a conversão cambial utilizando a cotação média de venda do dólar em 2024 (R\$ 5,39/US\$), obtida a partir do Banco Central (BCB, 2026), e posteriormente atualizado pela inflação acumulada de 4,26% para padronização à base de 2026.

Antes da consolidação dos valores, procedeu-se à análise crítica das premissas e do escopo de cada fonte. Os dados da CCEE correspondem aos investimentos declarados pelos empreendedores vencedores do Leilão A-5 para fins de habilitação técnica e financeira no certame, refletindo, portanto, custos de projetos reais contratados no nordeste e no RN. Os parâmetros da EPE representam estimativas oficiais de planejamento nacional, contemplando equipamentos, obras civis, conexão à rede e custos ambientais, mas excluindo explicitamente os juros durante a construção (JDC). Ambas as fontes são, portanto, comparáveis entre si em escopo e contexto, apresentando convergência significativa em torno de R\$6.200,00 por KW instalado, o que reforça a robustez dessas estimativas para o contexto brasileiro.

O valor estimado pela IRENA, por sua vez, apresenta divergência relevante em relação às demais fontes, situando-se aproximadamente 19% acima da média de CCEE e EPE. Essa diferença é explicada, em grande medida, pela diferença de escopo: o relatório da IRENA adota como métrica o custo total instalado (total installed cost), que inclui custos de financiamento fixos não contemplados nas demais fontes. Em razão dessa diferença metodológica de escopo, o valor da IRENA foi mantido na tabela como referência de contexto internacional e também para as posteriores análises de sensibilidade, mas foi excluído do cálculo da média adotada como CAPEX base do projeto, de modo a preservar a comparabilidade entre as estimativas utilizadas.

Os resultados finais das estimativas, já padronizados para valores reais de 2026, bem como os intervalos de variação reportados por cada fonte, que serão utilizados nas análises de sensibilidade do modelo, são apresentados na Tabela 1. A média das estimativas da CCEE e da EPE foi adotada como referência para o CAPEX base do projeto.

Tabela 1 – Estimativas de CAPEX para projetos eólicos *onshore* no Brasil (R\$/MW instalado, valores reais de 2026)

Fonte	Ano Referência	CAPEX Médio (R\$/MW) - Corrigido para 2026	Limite Inferior (R\$/MW)	Limite Superior (R\$/MW)	Escopo Incluído
InfoLeilão A-5 (CCEE)	2022 (Outubro)	R\$ 6.187.581	R\$ 4.598.702	R\$ 6.632.023	Investimentos declarados pelos vencedores do leilão A-5 para habilitação da potência no certame.
EPE - PDE 2035	Data base: Dez/24	R\$ 6.177.405	R\$ 4.170.400	R\$ 8.340.800	Equipamentos, obras civis, conexão e meio ambiente. Não inclui juros durante a construção (JDC).
IRENA (2025)	2024	R\$ 7.347.583	R\$ 5.706.042	R\$ 9.152.154	Custo total instalado, incluindo custos de financiamento fixos. Excluído da média — referência de contexto internacional
Média (CCEE e EPE)		R\$ 6.182.493	-	-	

Fonte: elaboração própria com base em CCEE (2022), EPE (2025) e IRENA (2025).

A partir do CAPEX médio de referência de R\$6.182.493 por MW instalado, obtido pela média das estimativas da CCEE e da EPE, e considerando a capacidade instalada do empreendimento de 56 MW, o CAPEX base total do projeto foi estimado em R\$ 346.219.613. Esse valor representa o investimento direto necessário para a implantação do parque eólico e servirá de base para o modelo de fluxo de caixa.

4.4 Financiamento

Nesta seção são apresentadas as premissas de financiamento adotadas na modelagem econômico-financeira do projeto. Serão descritos o funcionamento geral do processo de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), a estrutura de capital considerada no modelo, a metodologia de composição da taxa de juros aplicada ao financiamento, bem como as premissas de prazo de carência, amortização da dívida e sistema de pagamento utilizado.

O processo de financiamento do BNDES envolve diversas etapas de avaliação e aprovação, conduzidas por diferentes equipes técnicas e instâncias decisórias da instituição. No caso de operações de apoio direto, o fluxo geral compreende cinco etapas principais: habilitação, solicitação de apoio financeiro, análise, contratação e acompanhamento do projeto. Na fase de habilitação é realizada a avaliação cadastral do cliente e de seu grupo econômico, incluindo análise de risco de crédito. Em seguida ocorre a etapa de solicitação de apoio financeiro, na qual o cliente apresenta formalmente o pedido de financiamento ao banco. Posteriormente, o BNDES realiza a análise técnica e econômica do projeto, avaliando aspectos como viabilidade financeira, garantias, licenciamento ambiental e regularidade

fiscal. Após aprovação pelas instâncias competentes, é realizada a contratação do financiamento e, por fim, inicia-se a fase de acompanhamento, na qual o banco monitora a execução física e financeira do empreendimento e libera os recursos conforme o avanço do projeto (BNDES, [s.d.]).

Além disso, o BNDES possui papel historicamente relevante no financiamento de projetos de geração de energia e infraestrutura no Brasil. Em 2025, o banco aprovou aproximadamente R\$ 21,2 bilhões em operações relacionadas ao Objetivo de Desenvolvimento Sustentável 7 (Energia Limpa e Acessível), dos quais cerca de R\$ 16 bilhões corresponderam às aprovações voltadas ao setor de energia dentro da taxonomia de economia verde do banco (BNDES, 2026). Dessa forma, as condições oferecidas pelo programa BNDES Finem foram adotadas como referência para a modelagem do financiamento neste trabalho, por representarem parâmetros amplamente utilizados em projetos de geração de energia de grande porte no país.

Para a definição da estrutura de capital utilizada na modelagem do projeto, considerou-se inicialmente o parâmetro adotado pela EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia 2035, que utiliza como referência uma estrutura de financiamento composta por 40% de capital próprio e 60% de capital de terceiros para projetos de geração de energia (EPE, 2025). Entretanto, considerando que o empreendimento analisado apresenta exposição ao ACR, caracterizado por contratos de longo prazo e maior previsibilidade de receitas, adotou-se neste estudo uma estrutura de capital com maior participação de recursos de terceiros. Assim, foi considerada uma composição de 70% de capital de terceiros e 30% de capital próprio, percentual ainda inferior ao limite máximo de financiamento estabelecido pelo BNDES Finem para projetos de geração de energia, que pode atingir até 80% do valor total do investimento (BNDES, [s.d.]).

A taxa de juros das operações do BNDES é composta por diferentes componentes que refletem o custo de captação do banco e o risco associado à operação. De acordo com o BNDES, nas operações indiretas a taxa final é formada pela multiplicação do fator de custo financeiro, do fator taxa do BNDES, que inclui a remuneração básica do banco e a taxa de intermediação financeira, e do fator taxa do agente financeiro responsável pela intermediação da operação. Já nas operações diretas, a taxa de juros é composta apenas pelo custo financeiro e pela taxa do BNDES, que incorpora a remuneração da instituição e o risco de crédito associado ao financiamento (BNDES, [s.d.]). O custo financeiro pode ser determinado por diferentes indexadores, sendo a Taxa de Longo Prazo (TLP) um dos principais referenciais

utilizados nas operações de financiamento de longo prazo. A Equação 12 representa a fórmula para cálculo da taxa em operações diretas.

$$\text{Taxa de Juros} = (1 + TLP) * (1 + \text{Taxa do BNDES}) \quad (12)$$

A TLP é composta por duas parcelas: uma parcela de atualização monetária associada à inflação medida pelo IPCA e uma parcela fixa de juros reais definida periodicamente pelo Banco Central do Brasil. Como o modelo econômico deste trabalho foi construído em termos reais, utilizou-se apenas a parcela fixa da TLP como referência para o custo financeiro do financiamento. Para estimar esse valor, foi calculada a média da parcela fixa mensal da TLP no período de março de 2025 a março de 2026, conforme histórico disponibilizado pelo BNDES, resultando em um valor aproximado de 7,7% ao ano em termos reais (BNDES, [s.d.]).

Para a estimativa do *spread* total (taxa BNDES) aplicado ao financiamento, foi realizada consulta à base pública de operações financiadas pelo BNDES, filtrando apenas projetos de geração eólica contratados entre os anos de 2020 e 2025 com valor superior a R\$ 40 milhões, correspondente ao valor mínimo para operações dessa natureza. A partir dessa amostra foi calculada a média das taxas observadas nas operações comparáveis, resultando em um *spread* médio aproximado de 2,27% ao ano (BNDES, [s.d.]). Considerando que a remuneração básica do BNDES para projetos de geração de energia parte de aproximadamente 1,5% ao ano, pode-se inferir que o componente associado ao risco de crédito do empreendimento corresponde a cerca de 0,76% ao ano. Com isso, obtemos uma taxa de juros final de 10,145% ao ano.

Em relação aos prazos do financiamento, o BNDES estabelece que o prazo máximo de amortização para projetos de geração de energia pode alcançar até 24 anos, sendo definido em função da capacidade de pagamento do empreendimento e do perfil de risco da operação (BNDES, [s.d.]). O período de carência pode se estender até seis meses após o início da operação comercial, período durante o qual os juros são capitalizados. Para o presente estudo adotou-se um período de carência de 24 meses, correspondente ao prazo de construção do parque eólico, valor também próximo à média de aproximadamente 23,6 meses observada na base de operações analisada. Após o término da carência, a amortização da dívida foi modelada com prazo de 20 anos, valor próximo à média de 20,4 anos observada na amostra de financiamentos consultada.

O método utilizado para calcular a amortização da dívida foi o Sistema de Amortização Constante (SAC), sistema amplamente utilizado em operações de financiamento de longo prazo no BNDES. Nesse sistema, o valor da amortização do principal permanece constante ao longo do período de pagamento, enquanto os encargos financeiros diminuem progressivamente à medida que o saldo devedor é reduzido (BNDES, [s.d.]). A tabela de amortização da dívida foi utilizada na modelagem financeira do projeto.

4.5 Estimativa de Receita

Esta seção apresenta a metodologia adotada para a estimativa das receitas do projeto eólico ao longo de seu horizonte de operação. Inicialmente, discute-se a formação da receita de empreendimentos de geração de energia elétrica, considerando o preço de venda da energia, o volume contratado e o balanço entre energia contratada e efetivamente gerada. Em seguida, define-se a quantidade de energia contratada com base na garantia física estimada na seção anterior e são apresentados os procedimentos utilizados para a projeção do PLD, bem como sua volatilidade. Por fim, é apresentada a formulação utilizada para o cálculo das receitas no modelo econômico-financeiro do projeto.

A receita de empreendimentos de geração de energia elétrica no Brasil, como parques eólicos, é obtida por meio da comercialização da energia produzida. Essa comercialização pode ocorrer nos dois ambientes contratuais existentes no setor elétrico brasileiro, ACR e ACL, conforme apresentado no Capítulo 2. Em ambos os casos, a receita básica do empreendimento é determinada pela multiplicação do preço de venda da energia pela quantidade de energia comercializada no período analisado. Para a construção do fluxo de caixa do projeto desenvolvido neste estudo, adotou-se uma periodicidade mensal de avaliação das receitas.

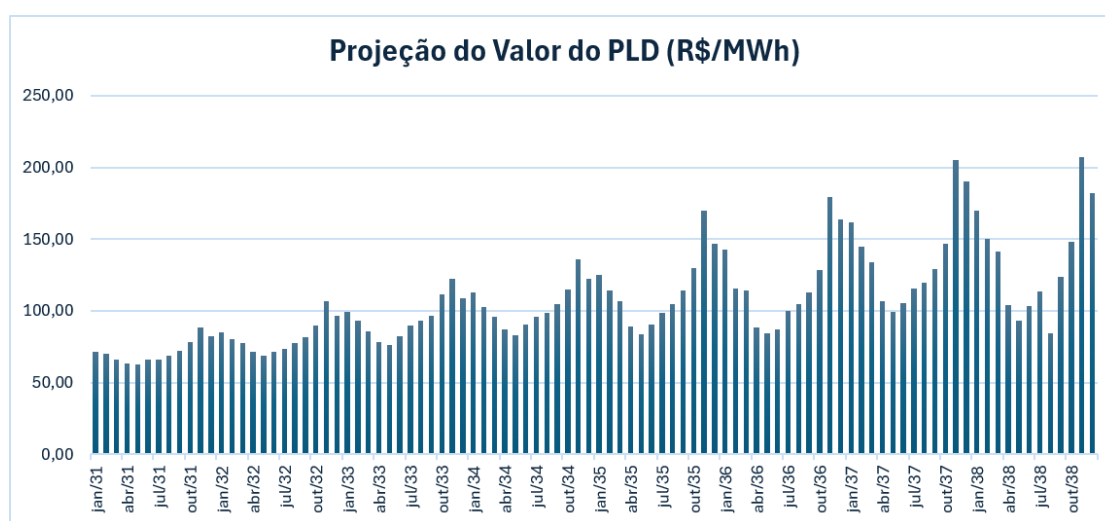
Entretanto, a receita efetiva do empreendimento não depende apenas da energia contratada e do preço de venda estabelecido nos contratos. Conforme discutido anteriormente, o balanço energético entre a Energia Contratada (EC) e a Energia Verificada (EV), correspondente à energia efetivamente gerada pela usina, também exerce influência relevante sobre o resultado econômico do projeto.

Para o presente estudo, adotou-se a premissa de que a Energia Contratada corresponde à garantia física definida na seção 4.1, equivalente a 20.850 MWh mensais. Dessa forma, nos meses em que a Energia Verificada for inferior a esse valor, o déficit de geração deverá ser

adquirido no Mercado de Curto Prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças. Por outro lado, sempre que a geração superar esse volume contratado, o excedente também será liquidado no MCP ao PLD.

De forma a incorporar a compra e venda de energia no MCP, utilizou-se o modelo NEWAVE, oficialmente utilizado no Brasil para estudos de planejamento e operação do sistema elétrico (MACEIRA et al., 2018). A partir desse modelo foram obtidos 2.000 cenários de PLDs mensais para o subsistema Nordeste, simulados com base na plataforma de dados do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034, elaborado pela EPE. A base de dados do PDE 2034 possui horizonte de 2024 a 2038; como o projeto considerado neste estudo inicia sua operação em 2031, utilizaram-se as médias mensais dos 2.000 cenários simulados para construir uma série mensal de preços no período de 2031 a 2038, conforme apresentado no Gráfico 3. Entretanto, considerando que o horizonte de análise do projeto se estende até 2055, os anos subsequentes foram obtidos por meio da replicação do padrão observado em 2038, último ano disponível na base de dados utilizada.

Gráfico 3 - Projeção do valor de PLD (2031-2038)



Fonte: elaboração própria

Com base na mesma projeção, foi possível analisar o comportamento da volatilidade do PLD ao longo do horizonte projetado. Cabe destacar que, embora o horizonte do presente projeto se estenda até 2055, optou-se por restringir o cálculo da volatilidade ao período de 2031 a 2038, único intervalo para o qual o PDE 2034 apresenta projeções mensais. A inclusão dos anos subsequentes, obtidos por replicação do padrão de 2038, distorce artificialmente os indicadores, subestimando o coeficiente de variação real da série. Conforme apresentado na Tabela 2, que sintetiza a variação interanual do PLD entre 2031 e 2038, observa-se uma

tendência de crescimento da volatilidade ao longo do período, com o Coeficiente de Variação (CV) mensal passando de 11,2% em 2031 para 28,2% em 2038. Com base nessa análise, apurou-se uma volatilidade média do PLD de 19,4% para o período considerado, valor que será utilizado posteriormente como parâmetro nas análises de sensibilidade do modelo.

Tabela 2 – Volatilidade mensal do PLD por ano

SEÇÃO B — Volatilidade por Ano (variação interanual)						
Ano	Média Anual	Desvio Padrão Mensal	CV Mensal (%)	Min Mensal	Máx Mensal	Amplitude
2031	R\$ 71,33	R\$ 7,98	11,2%	R\$ 62,90	R\$ 88,60	R\$ 25,70
2032	R\$ 81,73	R\$ 11,25	13,8%	R\$ 69,04	R\$ 106,72	R\$ 37,68
2033	R\$ 94,73	R\$ 14,00	14,8%	R\$ 76,38	R\$ 122,59	R\$ 46,21
2034	R\$ 103,64	R\$ 15,52	15,0%	R\$ 82,76	R\$ 136,17	R\$ 53,41
2035	R\$ 114,44	R\$ 25,37	22,2%	R\$ 83,95	R\$ 169,83	R\$ 85,88
2036	R\$ 118,50	R\$ 30,34	25,6%	R\$ 84,47	R\$ 179,33	R\$ 94,86
2037	R\$ 138,18	R\$ 33,56	24,3%	R\$ 98,94	R\$ 204,92	R\$ 105,98
2038	R\$ 135,13	R\$ 38,05	28,2%	R\$ 84,56	R\$ 207,14	R\$ 122,58
Média 2031–38	R\$ 107,21	R\$ 22,01	19,4%	R\$ 80,38	R\$ 151,91	R\$ 71,54

Fonte: elaboração própria

A partir das premissas apresentadas, foi possível estabelecer uma formulação para o cálculo da receita do projeto que contempla tanto a situação de compra de energia no MCP, quando a geração mensal é inferior à Energia Contratada, quanto o cenário de venda de excedentes quando a geração supera esse volume. Dessa forma, a Equação 13 foi utilizada para estimar a receita do empreendimento. Nessa expressão, PL representa o preço de venda da energia contratada, EC corresponde à Energia Contratada, EV à Energia Verificada e PLD ao Preço de Liquidação das Diferenças.

$$Receita = EC * PL + (EV - EC) * PLD \quad (13)$$

4.6 OPEX e Encargos Setoriais

Esta seção apresenta as premissas adotadas para a estimativa dos custos de operação e manutenção (O&M) do empreendimento eólico, bem como dos principais encargos setoriais associados à operação do projeto. O OPEX (*Operational Expenditure*) foi estimado com base em *benchmarks* setoriais amplamente utilizados em estudos de planejamento energético e avaliação econômica de projetos de geração. A partir dessas referências, os custos operacionais foram consolidados em termos de custo anual por MW instalado, permitindo a determinação do OPEX total do empreendimento ao longo do horizonte de análise.

Para o presente estudo, os custos de operação e manutenção do empreendimento foram estimados a partir de referências consolidadas do setor elétrico. A estimativa foi construída com base em duas fontes principais: os parâmetros utilizados pela EPE no Plano Decenal de

Expansão de Energia 2035 e o relatório *Renewable Power Generation Costs in 2024*, publicado pela IRENA, que reúne dados observados de custos operacionais de projetos eólicos em diferentes mercados. A partir das referências utilizadas, procedeu-se à estimativa dos custos de operação e manutenção considerados no presente estudo. Segundo a IRENA (2025), o custo médio de O&M para projetos eólicos *onshore* no Brasil é estimado em aproximadamente 20 USD/kW.ano. Após a conversão cambial para reais e a atualização monetária pela inflação acumulada até 2026, esse valor corresponde a aproximadamente 112,5 R\$/kW.ano. Já o Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 apresenta estimativa de custo de O&M de 110 R\$/kW.ano, com data base de 2024. Aplicando-se a atualização monetária pela inflação acumulada até 2026, obtém-se um valor aproximado de 115 R\$/kW.ano. Os procedimentos de conversão cambial e atualização inflacionária seguiram a mesma metodologia e utilizaram os mesmos parâmetros adotados na seção de estimativa de CAPEX, de modo a garantir consistência na padronização dos valores para preços reais de 2026.

Antes da consolidação dos valores, realizou-se uma análise das premissas e do escopo dos custos considerados por cada fonte. No caso da IRENA, o indicador utilizado corresponde ao chamado *all-in* OPEX, que representa uma métrica abrangente de despesas operacionais do empreendimento. Essa estimativa inclui custos fixos e variáveis de operação e manutenção, seguros operacionais, gestão de ativos, arrendamento de áreas utilizadas pelo empreendimento e despesas gerais e administrativas. O Plano Decenal, por sua vez, não apresenta a decomposição detalhada desses custos, descrevendo-os de forma agregada como gastos fixos e variáveis associados à operação e manutenção das usinas. Ainda assim, ambos os parâmetros apresentam escopo conceitual semelhante e excluem encargos externos à usina, como tarifas de transmissão e outros encargos setoriais, que são tratados separadamente. Essa compatibilidade metodológica reforça a comparabilidade entre as duas estimativas utilizadas (EPE, 2025; IRENA, 2025).

Considerando a elevada similaridade entre os valores estimados pelas duas fontes, bem como a proximidade entre os componentes de custo considerados em cada metodologia, optou-se por adotar uma premissa conservadora para a modelagem econômico-financeira do projeto. Dessa forma, foi utilizado como referência o maior valor estimado entre as fontes analisadas, correspondente a 115 R\$/kW.ano. Como o custo de operação e manutenção utilizado nas duas referências já contempla as principais despesas operacionais do

empreendimento, incluindo seguros, arrendamento de áreas e custos administrativos, o valor de O&M foi considerado equivalente ao OPEX total do projeto neste estudo.

A partir do custo de referência de 115 R\$/kW.ano e considerando a capacidade instalada do empreendimento de 56 MW, o OPEX anual do projeto foi estimado em aproximadamente R\$ 6.440.000 por ano. Esse valor representa o custo operacional recorrente necessário para a operação do parque eólico e será incorporado ao modelo de fluxo de caixa desenvolvido na análise econômico-financeira do empreendimento.

Em complemento aos custos operacionais apresentados anteriormente, consideram-se também os principais encargos setoriais incidentes sobre o empreendimento, com destaque para a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE).

A TUST é cobrada com base no Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), que corresponde à potência máxima contratada para injeção de energia na rede. Para fins de simplificação, assume-se que o MUST é equivalente à potência instalada da usina. Conforme a Lei nº 9.427/1996, usinas eólicas com potência instalada inferior a 300 MW fazem jus a descontos nas tarifas de uso, sendo os percentuais de 50%, 80% ou 100% definidos pela regulação. Para o presente estudo, adotou-se o desconto de 50%, considerado como caso de referência por refletir a política padrão de incentivo às fontes renováveis no Brasil (BRASIL, 1996). De acordo com a EPE, valores típicos de TUST para o estado do Rio Grande do Norte situam-se em torno de 7,94 R\$/kW.mês. Aplicando-se o desconto de 50%, obtém-se um valor de 3,97 R\$/kW.mês, que, para a capacidade instalada de 56 MW, resulta em um custo mensal de aproximadamente R\$ 222.320 (EPE, 2021).

A TFSEE corresponde à taxa destinada ao custeio das atividades regulatórias da ANEEL, sendo calculada como 0,4% do benefício econômico anual auferido pelos agentes do setor elétrico, conforme estabelecido no Submódulo 5.5 do PRORET (ANEEL, 2026). Para o presente estudo, foi adotado o Benefício Econômico Típico Unitário Anual (BETU) de R\$ 1.120,08/kW para o ano de 2026 (ANEEL, 2026). A aplicação da alíquota resulta em um valor de aproximadamente 4,48 R\$/kW.ano, que, quando convertido para base mensal e aplicado à capacidade instalada do projeto, corresponde a cerca de R\$ 20.908,16 por mês.

Ademais, vale destacar a necessidade de capital de giro do empreendimento. O capital de giro origina-se da defasagem temporal (descasamento) entre os desembolsos operacionais e o efetivo recebimento das receitas (SAMANEZ, 2010). Em projetos de usinas eólicas *onshore* essa exigência é significativamente mitigada pela ausência de necessidade de estoques de

combustível, pela simplicidade da estrutura operacional e pela alta previsibilidade e segurança da parcela da receita contratada no ACR. Diante dessas características, a necessidade de capital de giro foi estimada como o montante equivalente a um mês de despesas operacionais totais, incluindo OPEX e os encargos setoriais. Esse valor é suficiente para cobrir os custos iniciais de operação até o primeiro ingresso de receita. Ressalta-se que, na estruturação do fluxo de caixa para análise econômica, esse investimento deve ser tratado como um desembolso recuperável ao término da vida útil do empreendimento, retornando integralmente como uma entrada de caixa no último período da projeção.

4.7 Impostos e Depreciação

Esta seção apresenta as premissas tributárias e contábeis consideradas na modelagem financeira do projeto. Inicialmente, é discutido o regime tributário adotado para o empreendimento e os principais tributos incidentes sobre a receita e sobre o lucro das empresas no Brasil. Em seguida, são apresentados os incentivos fiscais aplicáveis ao projeto, bem como a metodologia e as hipóteses adotadas para estimar a taxa de depreciação do empreendimento a partir da composição do CAPEX.

No Brasil, o Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas (IRPJ) pode ser apurado por diferentes regimes de tributação, sendo os mais comuns o Lucro Real e o Lucro Presumido. No regime de Lucro Real, a base de cálculo incide sobre o lucro líquido contábil ajustado, permitindo a dedução de despesas operacionais, encargos financeiros e depreciação (BRASIL, 2018). Já no Lucro Presumido, a base tributável é estimada pela aplicação de percentuais fixos sobre a receita bruta, sendo sua adoção limitada a empresas com receita bruta anual inferior a R\$78 milhões (BRASIL, 2018). Embora o Lucro Presumido seja mais comum entre parques eólicos de porte similar e frequentemente resulte em menor carga tributária, o presente estudo analisa ambos os regimes, dado que o empreendimento está localizado no Rio Grande do Norte, área de atuação da SUDENE, cujos incentivos fiscais são exclusivamente acessíveis a contribuintes enquadrados no Lucro Real (SUDENE, 2025).

As contribuições para o Programa de Integração Social (PIS/Pasep) e para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são contribuições sociais federais que incidem sobre a receita ou o faturamento das pessoas jurídicas. No regime não cumulativo aplicável às empresas tributadas pelo Lucro Real, a base de cálculo dessas contribuições corresponde à totalidade das receitas auferidas pela empresa no período de apuração,

independentemente de sua classificação contábil. Nesse regime, as alíquotas gerais aplicáveis são de 1,65% para o PIS/Pasep e 7,6% para a COFINS, totalizando 9,25%, sendo apuradas mensalmente sobre a receita da pessoa jurídica. Em contrapartida, as pessoas jurídicas tributadas com base no Lucro Presumido enquadram-se, via de regra, no regime de apuração cumulativa. Nesse sistema, as alíquotas aplicáveis sob a receita bruta são de 0,65% para o PIS/Pasep e 3,0% para a COFINS, resultando em uma carga total de 3,65%(BRASIL, 2015).

Entre os tributos federais incidentes sobre o resultado das empresas no Brasil destacam-se o IRPJ e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL). O IRPJ incide sobre o lucro tributável das empresas à alíquota básica de 15%, acrescida de um adicional de 10% sobre a parcela do lucro que exceder R\$ 20.000 mensais, conforme estabelecido pelo Regulamento do Imposto de Renda (BRASIL, 2018). A CSLL, por sua vez, foi instituída pela Lei nº 7.689/1988 com o objetivo de financiar a seguridade social e incide à alíquota de 9% sobre o lucro ajustado (BRASIL, 1988). Dessa forma, na ausência de incentivos fiscais, a carga tributária total incidente sobre o lucro das empresas corresponde, em termos gerais, a 34%, resultante da soma das alíquotas de IRPJ (25%, considerando o adicional) e CSLL (9%). No regime do Lucro Presumido, a apuração do IRPJ e da CSLL ocorre de forma simplificada, com base em percentuais de presunção aplicados sobre a receita bruta, independentemente do lucro efetivamente apurado. Para atividades de geração de energia elétrica, aplica-se o percentual de presunção de 8% sobre a receita bruta para o IRPJ e de 12% para a CSLL (ARAÚJO, 2026).

No caso de empreendimentos localizados na área de atuação da SUDENE, como no estado do Rio Grande do Norte, podem ser concedidos incentivos fiscais destinados a estimular investimentos produtivos na região. Entre esses incentivos destaca-se a redução de 75% do IRPJ sobre o lucro da exploração, benefício que pode ser concedido por até dez anos, desde que o projeto seja aprovado pela autarquia (SUDENE, 2025). Como esse incentivo aplica-se exclusivamente ao IRPJ, a alíquota efetiva desse imposto reduz-se de 25% para 6,25%, enquanto a CSLL permanece em 9%, resultando em uma carga tributária total aproximada de 15,25% durante o período de vigência do benefício fiscal. Adicionalmente, a legislação tributária brasileira permite a compensação de prejuízos fiscais apurados em períodos anteriores, limitada a 30% do lucro tributável de cada período de apuração, sem prazo máximo para utilização desses créditos fiscais (BRASIL, 2018).

A depreciação corresponde à alocação contábil do desgaste econômico dos ativos ao longo do tempo. Embora não represente uma saída efetiva de caixa, a depreciação reduz o

lucro tributável da empresa, gerando economia de impostos e aumentando o fluxo de caixa do projeto. Esse benefício fiscal é conhecido na literatura de finanças como escudo fiscal da depreciação (DAMODARAN, 2002).

Para estimar a taxa de depreciação do empreendimento, foi calculada uma média ponderada das taxas de depreciação associadas aos principais componentes do CAPEX. Os pesos utilizados correspondem à participação de cada componente no investimento total, com base na estrutura típica de custos de projetos eólicos *onshore* apresentada pela International Energy Agency (IEA, 2021), enquanto as taxas de depreciação foram definidas a partir da tabela de depreciação fiscal da legislação tributária brasileira (BRASIL, 2017). Optou-se, por decisão metodológica, por atribuir a totalidade do CAPEX a uma base depreciable ou amortizável. Os custos de frete, por constituírem gasto diretamente atribuível à aquisição dos equipamentos e, portanto, parte de seu custo de imobilização, foram rateados proporcionalmente ao peso dos componentes físicos do parque (nacelle, torre, fundação e sistema elétrico), passando a integrar sua base de depreciação. Já os custos classificados como "Outros", que incluem atividades de desenvolvimento, gestão e estruturação do projeto, foram tratados como ativos intangíveis e amortizados ao longo da vida útil econômica do empreendimento, assumida neste estudo como 25 anos (4% ao ano). A Tabela 3 apresenta a participação de cada componente no CAPEX, as taxas consideradas e a taxa média ponderada de depreciação estimada para o projeto, de 7,87% ao ano.

Tabela 3 – Composição do CAPEX e taxas de depreciação utilizadas no modelo

Componente	% Capex por componenete	Taxa Depreciação
Nacelle	54,9%	10%
Torre	15,1%	4%
Fundação	5,4%	4%
Elétrico	9,7%	10%
Outros	15,0%	4%
Média Ponderada		7,87%

Fonte: elaboração própria com base em IEA (2021) e Brasil (2017)

4.8 Montagem do modelo de fluxo de caixa

O modelo de fluxo de caixa foi desenvolvido no *software* Excel com o objetivo de integrar as premissas técnicas, operacionais e financeiras apresentadas nas seções anteriores, permitindo a avaliação da viabilidade econômico-financeira do empreendimento eólico. A análise é conduzida sob a ótica do acionista, por meio da modelagem do fluxo de caixa livre

ao capital próprio, sendo considerados explicitamente os efeitos do financiamento, incluindo o pagamento de juros e a amortização da dívida. Inicialmente, o modelo é estruturado para a determinação do preço-sombra da energia (preços de venda da energia que fazem o VPL igual a zero), definido como o preço mínimo de venda capaz de tornar o VPL do projeto igual a zero.

A estrutura temporal do projeto considera o início do período de construção em 2029, com duração de dois anos, seguido pelo início da operação comercial em 2031. O horizonte total de análise é de 25 anos de operação, em linha com as premissas previamente estabelecidas no trabalho. O modelo foi estruturado de forma modular em diferentes abas no Excel, visando garantir maior transparência e organização dos cálculos. A estrutura contempla uma aba principal de fluxo de caixa consolidado, na qual são integradas todas as informações necessárias à avaliação do projeto, e abas auxiliares utilizadas para organizar dados específicos. Essas abas auxiliares têm como principal função facilitar a modelagem, uma vez que concentram tabelas extensas com dados mensais ao longo de diversos anos, como séries de geração de energia e preços (PLD), cálculo da depreciação e cronograma de financiamento. Os valores dessas tabelas são incorporados à aba principal por meio de fórmulas, garantindo consistência e automatização dos cálculos.

A lógica do fluxo de caixa consolidado baseia-se na projeção das receitas operacionais a partir do volume de energia comercializado, sendo este determinado com base na garantia física do empreendimento. A partir da receita bruta, são deduzidos os tributos incidentes sobre o faturamento, como PIS e COFINS, obtendo-se a receita líquida. Em seguida, são considerados os custos operacionais e encargos setoriais. Após a dedução da depreciação e das despesas financeiras, obtém-se o lucro antes dos impostos (LAIR). A linha de impostos, composta por IRPJ e CSLL, incide de forma distinta conforme o regime tributário adotado: no caso do lucro real, incide sobre o LAIR, enquanto no lucro presumido incide sobre uma parcela da receita bruta, conforme discutido na seção 4.7. O lucro líquido é então ajustado pela adição da depreciação e pela dedução dos investimentos e fluxos financeiros, incluindo amortizações da dívida e variações de capital de giro, resultando no fluxo de caixa livre ao acionista. A estrutura do fluxo de caixa consolidado pode ser visualizada na Figura 2. O fluxo de caixa detalhado, com os resultados numéricos consolidados ao longo do horizonte de análise, é apresentado na seção 5.3, após a definição do regime tributário adotado e da estratégia de comercialização entre ACR e ACL.

Figura 2 – Estrutura do fluxo de caixa consolidado do modelo

TCC Leo & Daniel		VPL (jan29)	2043									
			jun-43 173	jul-43 174	ago-43 175	set-43 176	out-43 177	nov-43 178	dez-43 179	jan-44 180	fev-44 181	
FCD												
(=) RECEITA BRUTA	R\$	409.645.509	4.395.857	5.379.375	5.297.432	5.458.020	5.989.849	4.906.733	5.334.550	4.719.639	4.267.365	
(-) PIS/COFINS	R\$	(14.952.661)	(160.449)	(196.347)	(193.356)	(199.218)	(218.629)	(179.096)	(194.711)	(172.267)	(155.759)	
(=) RECEITA LÍQUIDA	R\$	394.693.448	4.235.409	5.183.028	5.104.076	5.258.802	5.771.219	4.727.637	5.139.839	4.547.372	4.111.606	
(-) OPEX Fixo	R\$	(45.189.610)	(536.667)	(536.667)	(536.667)	(536.667)	(536.667)	(536.667)	(536.667)	(536.667)	(536.667)	
(-) TUST	R\$	(18.720.287)	(222.320)	(222.320)	(222.320)	(222.320)	(222.320)	(222.320)	(222.320)	(222.320)	(222.320)	
(-) Taxa Aneel	R\$	(1.760.556)	(20.908)	(20.908)	(20.908)	(20.908)	(20.908)	(20.908)	(20.908)	(20.908)	(20.908)	
(-) Depreciação	R\$	(152.886.300)	(2.271.610)	(2.271.610)	(2.271.610)	(934.939)	-	-	-	-	-	
(-) Juros	R\$	(114.970.246)	(816.281)	(807.311)	(798.341)	(789.371)	(780.401)	(771.430)	(762.460)	(753.490)	(744.520)	
(=) LAIR	R\$	61.166.449	367.623	1.324.213	1.254.320	2.754.598	4.210.924	3.176.312	3.597.484	3.013.987	2.587.191	
(-) Imposto IR+CSLL	R\$	(12.448.673)	(133.392)	(163.685)	(161.161)	(166.107)	(182.487)	(149.127)	(162.304)	(134.365)	(129.435)	
(=) LUCRO LÍQUIDO	R\$	48.717.776	234.231	1.160.528	1.093.070	2.588.491	4.028.436	3.027.185	3.435.180	2.870.622	2.457.757	
(-) Investimento	R\$	(312.900.108)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Depreciação	R\$	152.886.300	2.271.610	2.271.610	2.271.610	934.939	-	-	-	-	-	
Emprestimo	R\$	219.030.075	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(-) Amortização	R\$	(88.576.756)	(1.109.505)	(1.109.505)	(1.109.505)	(1.109.505)	(1.109.505)	(1.109.505)	(1.109.505)	(1.109.505)	(1.109.505)	
Capital de Giro	R\$	(591.482)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(=) Fluxo de Caixa Livre	R\$	18.565.806	1.396.336	2.322.633	2.255.175	2.413.925	2.918.932	1.917.680	2.325.675	1.761.117	1.348.252	
Fator de Desconto			0,21	0,21	0,21	0,21	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	
Valor Presente FC	R\$	18.565.806	296.013	487.985	469.583	498.152	596.991	388.710	467.202	350.631	266.031	

5 ANÁLISES E RESULTADOS

5.1 Comparativo entre regimes tributários

A escolha do regime tributário constitui variável relevante na modelagem econômico-financeira de projetos de geração de energia, uma vez que impacta diretamente a carga fiscal incidente sobre o empreendimento e, conseqüentemente, o preço mínimo de viabilidade econômica. Nesse sentido, foram estimados os preços-sombra do projeto com base nos regimes tributários apresentados na seção 4.7, obtendo-se, respectivamente, R\$230,31/MWh e R\$211,06/MWh.

A diferença de R\$19,25/MWh entre os regimes é explicada por dois fatores principais. O primeiro refere-se à tributação do PIS e COFINS. No Lucro Real, as alíquotas de PIS/COFINS no regime não cumulativo totalizam 9,25% sobre a receita bruta, ao passo que no Lucro Presumido, regime cumulativo, essa carga reduz-se a 3,65%. Considerando a receita bruta anual projetada do empreendimento, situada entre R\$60 e R\$75 milhões, essa diferença representa uma economia tributária da ordem de R\$3,35 a R\$4,2 milhões por ano em favor do Lucro Presumido.

O segundo fator diz respeito ao aproveitamento do incentivo fiscal da SUDENE, disponível exclusivamente a contribuintes enquadrados no Lucro Real. Embora a redução de 75% do IRPJ sobre o lucro da exploração represente benefício relevante em tese, sua efetividade depende da existência de lucro tributável positivo no período de vigência do incentivo. Sob a ótica do preço-sombra estimado no Lucro Real, o LAIR do empreendimento somente se torna positivo de forma consistente a partir de 2037, em decorrência do elevado volume de depreciação fiscal e encargos financeiros nos anos iniciais de operação. Como o benefício da SUDENE tem vigência máxima de dez anos a partir da aprovação do projeto, e a operação comercial inicia-se em 2031, apenas os quatro anos finais do período de incentivo geram efetiva economia fiscal, limitando substancialmente o impacto do benefício no fluxo de caixa do projeto.

No Lucro Presumido, por sua vez, a base de cálculo do IRPJ e da CSLL corresponde a percentuais fixos de presunção aplicados sobre a receita bruta, 8% e 12%, respectivamente, independentemente do resultado contábil apurado. Embora esse mecanismo implique pagamento de tributos mesmo em períodos de prejuízo contábil, as bases reduzidas resultam em carga tributária sobre o lucro inferior à observada no Lucro Real nos anos em que o LAIR

é positivo. Esse comportamento é consistente com a prática predominante do setor, em que na maioria das fontes renováveis o regime considerado é o Lucro Presumido (EPE, 2025). A adoção desse regime pelo presente empreendimento é também viabilizada pelo fato de a receita bruta anual projetada permanecer abaixo do limite legal de R\$78 milhões ao longo de todo o horizonte de análise.

Diante do exposto, o Lucro Presumido mostrou-se o regime tributário mais vantajoso para o empreendimento nas condições modeladas, resultando em preço-sombra inferior em aproximadamente 8,35% em relação ao Lucro Real. Dessa forma, todas as análises subsequentes são conduzidas com base no regime de Lucro Presumido.

5.2 Estratégia de comercialização ACR/ACL

A definição da estratégia de comercialização constitui decisão relevante na estruturação econômico-financeira de empreendimentos eólicos, uma vez que o mix entre energia contratada no ACR e energia negociada no ACL determina o perfil de risco e retorno do projeto. Conforme apresentado na seção 2.3, os contratos celebrados no Leilão A-5 na modalidade por quantidade exigem a contratação mínima de 30% da energia habilitada do empreendimento no ACR, com prazo de suprimento de quinze anos (BRASIL, 2022). O restante da garantia física pode ser comercializado no ACL, onde preços e condições são definidos por meio de contratos bilaterais.

Para a estimativa do preço de venda da energia no ACL, utilizou-se o histórico de preços da Curva *Forward* ACL disponibilizado pela plataforma DCide, considerando o índice Incentivada 50% Longo Prazo (A+1 até A+4), que corresponde a contratos de energia incentivada com desconto de 50% na TUST e horizonte de entrega compatível com o perfil do projeto (DCIDE, 2026). Esse índice foi considerado o mais adequado por refletir as características contratuais aplicáveis ao empreendimento analisado, uma vez que projetos eólicos enquadram-se na categoria de energia incentivada e normalmente realizam comercialização por meio de contratos bilaterais de médio e longo prazo no ACL. A partir da série histórica compreendida entre março de 2025 e março de 2026, calculou-se um preço médio de R\$ 228,49/MWh, valor que foi adotado como referência para a parcela de energia comercializada no ACL no modelo de fluxo de caixa. Para a estimativa da volatilidade do preço no ACL, calculou-se o coeficiente de variação da série, resultando em 8,51%. Ressalta-se que a janela de dados utilizada é relativamente curta, o que constitui limitação

metodológica a ser considerada na interpretação dos resultados, uma vez que pode não capturar adequadamente a variabilidade de longo prazo dos preços no mercado livre.

Para o preço de venda da energia contratada no ACR, adotou-se como referência o preço médio da fonte eólica no Leilão A-5 de 2022, de R\$ 176,28/MWh (CCEE, 2022), atualizado pelo IPCA acumulado entre outubro de 2022 e dezembro de 2025, resultando em aproximadamente R\$ 204,86/MWh (BCB, 2026). Esse valor é inferior ao preço estimado para o ACL, o que, sob as condições de mercado observadas, favorece a maximização da exposição ao mercado livre.

A avaliação do impacto do mix de comercialização sobre o perfil risco-retorno do projeto foi conduzida com base na teoria moderna de portfólio. O risco da carteira de receitas foi mensurado por meio da variância de uma carteira composta por dois ativos, a parcela contratada no ACR e a parcela exposta ao ACL, cuja expressão geral é dada pela Equação 14 (BODIE; KANE; MARCUS, 2021):

$$\sigma^2 C = X^2 A \cdot \sigma^2 A + X^2 B \cdot \sigma^2 B + 2 \cdot XA \cdot XB \cdot \sigma_{AB} \quad (14)$$

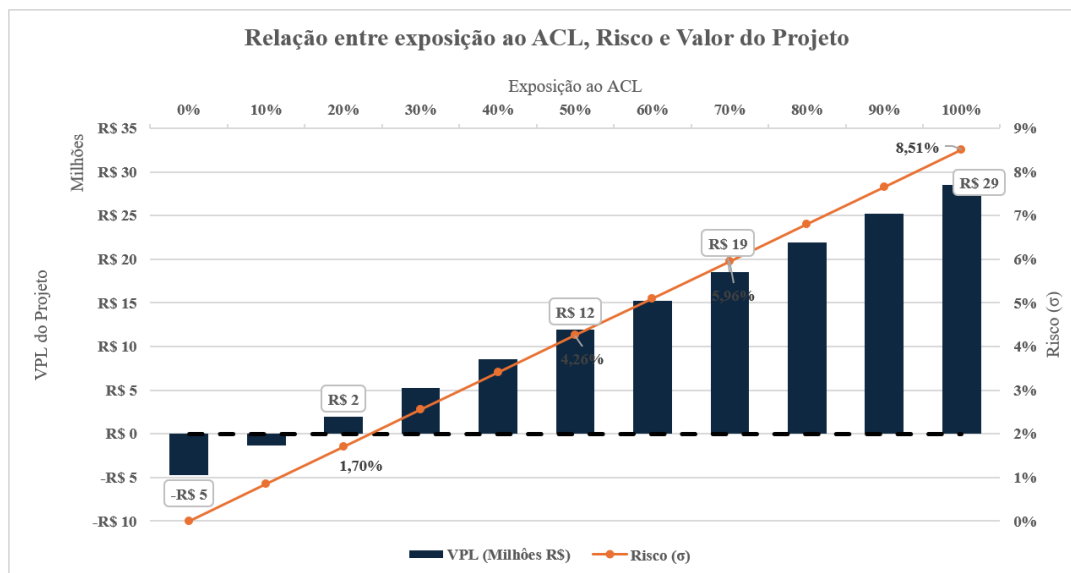
em que XA e XB representam os percentuais alocados em cada ativo, $\sigma^2 A$ e $\sigma^2 B$ suas respectivas variâncias e σ_{AB} a covariância entre eles. Como o ACR é caracterizado por contratos de longo prazo com preço fixo reajustado pelo IPCA, sua variância é considerada nula ($\sigma^2 ACR = 0$). Com isso, o termo referente ao ACR e o termo de covariância se anulam, e o risco da carteira passa a depender exclusivamente da participação e da volatilidade do ACL, conforme a Equação 15:

$$\sigma C = XACL \cdot \sigma_{ACL} \quad (15)$$

Dessa forma, o risco da carteira cresce linearmente com a exposição ao mercado livre, variando de 0%, cenário em que quando toda a energia é contratada no ACR, até 8,51%, quando 100% da garantia física é exposta ao ACL. Vale ressaltar que esse portfólio híbrido de comercialização só é avaliado nos primeiros 15 anos de projeto, respeitando o limite de concessão do leilão. Os últimos 10 anos são modelados inteiramente no ACL. Apesar de ser considerado o fechamento de um contrato no ACL, com horizonte de 1 a 3 anos de duração, ou seja, sem risco de mercado relevante durante este período, o risco aqui considerado se refere àquele associado aos momentos de renovação do contrato. Por exemplo, isto ocorrerá 15 vezes caso o contrato firmado seja do tipo A+1.

A análise foi conduzida variando o percentual de exposição ao ACL de 0% a 100% em intervalos de 10 pontos percentuais, mantendo os demais parâmetros do modelo constantes. Os resultados são apresentados no Gráfico 4, que relaciona o VPL do projeto e o risco da carteira em função do percentual alocado ao mercado livre.

Gráfico 4 – Relação entre exposição ao ACL, risco e valor do projeto



Fonte: elaboração própria

Os resultados evidenciam que o VPL cresce linearmente com a exposição ao ACL, reflexo direto do diferencial de preço entre os dois ambientes de comercialização. O projeto apresenta VPL negativo para exposições ao ACL inferiores a aproximadamente 14%, tornando-se economicamente viável a partir desse patamar. No extremo de 100% de exposição ao ACL, o VPL atinge R\$28,5 milhões, ao passo que o risco da carteira alcança seu valor máximo de 8,51%. Cabe destacar, contudo, que o VPL apresentado considera o preço do ACL como fixo no valor esperado, não incorporando sua variabilidade estocástica, limitação que será endereçada na simulação de Monte Carlo apresentada na seção 5.5.

Do ponto de vista da estratégia de comercialização, a análise indica que a maximização da exposição ao ACL é a decisão que melhor equilibra retorno e risco nas condições modeladas, dado que o incremento de risco associado a cada ponto percentual adicional no mercado livre é proporcionalmente pequeno frente ao ganho de VPL obtido. Esse comportamento é consistente com a prática observada no setor, em que parcela significativa dos empreendedores têm optado por contratar apenas o mínimo exigido no ACR (EPE, 2020), aproveitando a previsibilidade e a facilidade de acesso a financiamentos proporcionadas pelo contrato regulado, ao mesmo tempo em que maximiza a receita por meio da exposição ao

mercado livre e permite maior flexibilidade conforme a evolução do mercado. Assim, adota-se para as análises subsequentes a estratégia de 70% de exposição ao ACL e 30% contratado no ACR, percentual mínimo exigido para participação no leilão regulado. Os resultados consolidados dessa estratégia são apresentados na seção 5.3.

5.3 Resultados do caso base

Esta seção apresenta os resultados consolidados do modelo de fluxo de caixa para o caso base, definido a partir das escolhas realizadas nas seções anteriores: regime de Lucro Presumido e estratégia de comercialização com 70% da garantia física alocada no ACL e 30% no ACR, considerando os preços estimados na seção 5.2. São apresentados o Demonstrativo de Fluxo de Caixa anual consolidado ao longo do horizonte de análise e os principais indicadores de viabilidade econômico-financeira do empreendimento.

Como o modelo foi estruturado em base mensal, tornou-se necessário estabelecer uma metodologia de consolidação para a apresentação dos resultados em base anual. Para cada ano do horizonte de análise, os fluxos de caixa mensais foram trazidos a valor presente para o início do respectivo ano, utilizando a mesma taxa de desconto mensal empregada no modelo. Essa abordagem preserva a consistência com o desconto realizado no modelo original e evita distorções decorrentes da simples soma de fluxos nominais de períodos distintos. Os resultados consolidados são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 - Demonstrativo de Fluxo de Caixa consolidado

DFC		VP	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
(=) RECEITA BRUTA	RS	409.645.509	-	-	54.393.787	55.257.269	54.050.581	55.030.416	56.436.238	55.654.444
(-) PIS/COFINS	RS	(14.952.061)	-	-	(1.985.373)	(2.016.890)	(1.972.846)	(2.008.610)	(2.059.923)	(2.031.387)
(=) RECEITA LÍQUIDA	RS	394.693.448	-	-	52.408.413	53.240.378	52.077.735	53.021.806	54.376.316	53.623.057
(-) OPEX Fixo	RS	(45.189.610)	-	-	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)
(-) TUST	RS	(18.720.287)	-	-	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)
(-) Taxa Aneel	RS	(1.760.556)	-	-	(238.939)	(238.939)	(238.939)	(238.939)	(238.939)	(238.939)
(-) Depreciação	RS	(152.886.300)	-	-	(25.960.044)	(25.960.044)	(25.960.044)	(25.960.044)	(25.960.044)	(25.960.044)
(-) Juros	RS	(114.970.246)	-	-	(24.049.757)	(22.819.626)	(21.589.496)	(20.359.365)	(19.129.234)	(17.899.103)
(=) LAIR	RS	61.166.449	-	-	(6.514.056)	(4.451.961)	(4.384.473)	(2.210.271)	374.369	851.242
(-) Imposto IR+CSLL	RS	(12.448.673)	-	-	(1.652.473)	(1.679.068)	(1.641.902)	(1.672.081)	(1.715.380)	(1.691.301)
(=) LUCRO LÍQUIDO	RS	48.717.776	-	-	(8.166.529)	(6.131.028)	(6.026.375)	(3.882.352)	(1.341.011)	(840.059)
(-) Investimento	RS	(312.900.108)	(164.858.800)	(164.858.800)	-	-	-	-	-	-
Depreciação	RS	152.886.300	-	-	25.960.044	25.960.044	25.960.044	25.960.044	25.960.044	25.960.044
Empréstimo	RS	219.030.075	115.401.160	115.401.160	-	-	-	-	-	-
(-) Amortização	RS	(88.576.756)	-	-	(12.679.463)	(12.679.463)	(12.679.463)	(12.679.463)	(12.679.463)	(12.679.463)
Capital de Giro	RS	(591.482)	-	(706.644)	-	-	-	-	-	-
(=) Fluxo de Caixa Livre	RS	18.565.806	(49.457.640)	(50.164.284)	5.114.052	7.149.552	7.254.206	9.398.228	11.939.570	12.440.521

DFC	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
(=) RECEITA BRUTA	57.172.336	53.991.256	55.499.130	56.427.116	55.447.268	56.791.595	53.991.256	55.499.130	56.427.116	57.136.299
(-) PIS/COFINS	(2.086.790)	(1.970.681)	(2.025.718)	(2.059.590)	(2.023.825)	(2.072.893)	(1.970.681)	(2.025.718)	(2.059.590)	(2.085.475)
(=) RECEITA LÍQUIDA	55.085.546	52.020.576	53.473.412	54.367.526	53.423.443	54.718.702	52.020.576	53.473.412	54.367.526	55.050.824
(-) OPEX Fixo	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)
(-) TUST	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)
(-) Taxa Aneel	(238.939)	(238.939)	(238.939)	(238.939)	(238.939)	(238.939)	(238.939)	(238.939)	(238.939)	(238.939)
(-) Depreciação	(25.960.044)	(25.960.044)	(25.960.044)	(25.960.044)	(25.960.044)	(25.960.044)	(18.485.359)	-	-	-
(-) Juros	(16.668.972)	(15.438.842)	(14.208.711)	(12.978.580)	(11.748.449)	(10.518.318)	(9.288.188)	(8.058.057)	(6.827.926)	(5.597.795)
(=) LAIR	3.543.861	1.709.022	4.391.989	6.516.234	6.802.281	9.327.671	15.334.361	36.502.687	38.626.932	40.540.361
(-) Imposto IR+CSLL	(1.738.052)	(1.640.075)	(1.686.517)	(1.715.099)	(1.684.920)	(1.726.325)	(1.640.075)	(1.686.517)	(1.715.099)	(1.736.942)
(=) LUCRO LÍQUIDO	1.805.809	68.947	2.705.472	4.801.135	5.117.361	7.601.346	13.694.286	34.816.170	36.911.833	38.803.419
(-) Investimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação	25.960.044	25.960.044	25.960.044	25.960.044	25.960.044	25.960.044	18.485.359	-	-	-
Empréstimo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Amortização	(12.679.463)	(12.679.463)	(12.679.463)	(12.679.463)	(12.679.463)	(12.679.463)	(12.679.463)	(12.679.463)	(12.679.463)	(12.679.463)
Capital de Giro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Fluxo de Caixa Livre	15.086.390	13.349.528	15.986.052	18.081.715	18.397.942	20.881.927	19.500.182	22.136.706	24.232.369	26.123.956

DFC	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
(=) RECEITA BRUTA	58.480.627	55.680.288	57.188.162	58.116.147	57.136.299	58.480.627	55.680.288	57.188.162	58.116.147
(-) PIS/COFINS	(2.134.543)	(2.032.331)	(2.087.368)	(2.121.239)	(2.085.475)	(2.134.543)	(2.032.331)	(2.087.368)	(2.121.239)
(=) RECEITA LÍQUIDA	56.346.084	53.647.957	55.100.794	55.994.908	55.050.824	56.346.084	53.647.957	55.100.794	55.994.908
(-) OPEX Fixo	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)	(6.133.048)
(-) TUST	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)	(2.540.682)
(-) Taxa Aneel	(238.939)	(238.939)	(238.939)	(238.939)	(238.939)	(238.939)	(238.939)	(238.939)	(238.939)
(-) Depreciação	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Juros	(4.367.664)	(3.137.534)	(1.907.403)	(677.272)	-	-	-	-	-
(=) LAIR	43.065.751	41.597.755	44.280.723	46.404.968	46.138.156	47.433.416	44.735.289	46.188.126	47.082.240
(-) Imposto IR+CSLL	(1.778.347)	(1.692.097)	(1.738.539)	(1.767.121)	(1.736.942)	(1.778.347)	(1.692.097)	(1.738.539)	(1.767.121)
(=) LUCRO LÍQUIDO	41.287.404	39.905.659	42.542.183	44.637.846	44.401.214	45.655.068	43.043.192	44.449.586	45.315.118
(-) Investimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Empréstimo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Amortização	(12.679.463)	(12.679.463)	(12.679.463)	(12.679.463)	-	-	-	-	-
Capital de Giro	-	-	-	-	-	-	-	-	706.644
(=) Fluxo de Caixa Livre	28.607.941	27.226.195	29.862.720	31.958.383	44.401.214	45.655.068	43.043.192	44.449.586	46.021.763

Fonte: elaboração própria

Durante o período de construção, compreendido entre 2029 e 2030, o fluxo de caixa é marcado pelos desembolsos de capital próprio necessários à implantação do empreendimento, parcialmente compensados pela entrada do financiamento do BNDES. A operação comercial tem início em janeiro de 2031, momento a partir do qual o projeto passa a gerar receitas. Nos primeiros anos de operação, o fluxo de caixa livre ao acionista, embora positivo, é ainda relativamente modesto em razão dos elevados encargos financeiros decorrentes do serviço da dívida e da carga de depreciação, que comprimem o lucro líquido contábil do período.

A partir da consolidação do modelo, obteve-se o VPL de R\$ 18,6 milhões, Taxa Interna de Retorno de 13,03% ao ano e *payback* de 21,67 anos a partir do início da construção, com o projeto atingindo o ponto de equilíbrio acumulado em agosto de 2050. A TIR supera o custo de capital próprio estimado de 11,36% ao ano, indicando que o empreendimento gera retorno superior ao mínimo exigido pelos acionistas e, portanto, cria valor nas condições modeladas. O *spread* de 1,67 ponto percentual entre a TIR e o custo de capital, embora positivo, evidencia uma margem de segurança moderada, o que reforça a importância das análises de sensibilidade e simulação de risco apresentadas nas seções subsequentes. O *payback* prolongado, por sua vez, é característico de empreendimentos de

infraestrutura de energia com elevada intensidade de capital e horizonte de retorno de longo prazo, sendo compatível com o perfil de projetos similares no setor eólico brasileiro.

5.4 Análise de sensibilidade

Esta seção apresenta a análise de sensibilidade do modelo econômico-financeiro do projeto, com o objetivo de avaliar o impacto de variações nas principais premissas sobre o VPL. A análise permite identificar quais variáveis exercem maior influência sobre a viabilidade do empreendimento, contribuindo para a compreensão dos riscos associados ao projeto. Para isso, foi considerado como caso base o cenário previamente definido no modelo, com o regime do Lucro Presumido, no qual 70% da energia é comercializada no ACL e 30% no ACR. A análise é apresentada por meio de um gráfico tornado, que evidencia a variação do VPL em função das oscilações individuais das variáveis selecionadas.

Para a realização da análise de sensibilidade, foram selecionadas cinco variáveis consideradas críticas para o desempenho do projeto: CAPEX, preço de venda no ACL, geração de energia, custo de capital próprio e PLD, conforme apresentado na Tabela 6. Os limites de variação do CAPEX foram definidos com base nos valores mínimo e máximo identificados nas fontes utilizadas na estimativa de investimento, conforme discutido na seção 4.3. O preço de venda no ACL foi variado de acordo com a volatilidade estimada de 8,51% (seção 5.2), enquanto a geração de energia foi ajustada com base na volatilidade de 9,73% (seção 4.1). Parte dos cenários adversos de geração considerados na análise pode estar associada ao *curtailment*, conforme discutido na seção 2.1, uma vez que restrições operacionais ou limitações de escoamento podem reduzir a energia efetivamente entregue pelo empreendimento. Para a taxa de desconto, o limite superior foi obtido a partir da utilização do beta da Auren, enquanto o limite inferior considerou o ERP estimado pela XP. Por fim, o PLD foi variado conforme a volatilidade de 19,4%, estimada na seção 4.5. A partir dessas variações, foi possível calcular os diferentes cenários de VPL associados a cada variável.

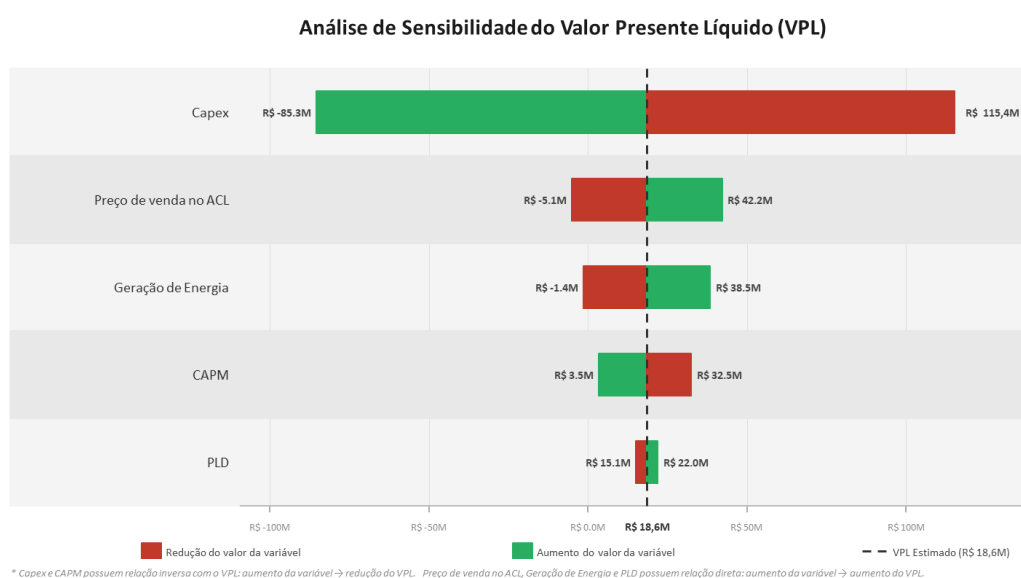
Tabela 6 – Limite de Variações das Variáveis

Limites de Variação das Variáveis			
Variável	Limite Inferior	Estimativa	Limite Superior
Capex	R\$ 233.542.400	R\$ 346.219.613	R\$ 467.084.800
Preço de venda no ACL	R\$ 209,05/MWh	R\$ 228,49/MWh	R\$ 247,93/MWh
Geração de Energia	-9,73%	Base do modelo	9,73%
CAPM	10,36%	11,36%	12,68%
PLD	-19,40%	Base do modelo	19,40%

Fonte: elaboração própria

A análise dos resultados, apresentada no Gráfico 5, permite identificar o impacto individual de cada variável sobre o VPL do projeto. Observa-se que o CAPEX é, de forma significativa, a variável de maior influência, com o VPL variando entre aproximadamente R\$ -85,3 milhões e R\$ 115,4 milhões, evidenciando alta sensibilidade do projeto ao investimento inicial. Essa amplitude elevada também está associada à variação dos valores de limite do CAPEX entre diferentes fontes utilizadas como referência. Em seguida, destacam-se o preço de venda no ACL e a geração de energia, que também exercem impacto relevante sobre o VPL e, em cenários mais adversos, podem levar o projeto a apresentar VPL negativo, indicando destruição de valor econômico e retorno inferior ao custo de capital investido. Vale destacar que a taxa de desconto apresenta relação inversa com o VPL, assim como o CAPEX, de modo que aumentos nessas variáveis resultam em redução do valor do projeto. Por outro lado, o preço de venda no ACL, a geração de energia e o PLD possuem relação direta com o VPL. No gráfico tornado, as barras em vermelho representam a redução do valor das variáveis, enquanto as barras em verde indicam aumentos, permitindo visualizar de forma clara a magnitude e direção dos impactos. De modo geral, os resultados indicam que o projeto é especialmente sensível a variáveis operacionais e de investimento, reforçando a importância de uma adequada gestão de custos e estratégias de comercialização de energia.

Gráfico 5 – Impacto das Variáveis no VPL – Análise de Sensibilidade (Gráfico Tornado)



Fonte: elaboração própria

5.5 Simulação de Monte Carlo

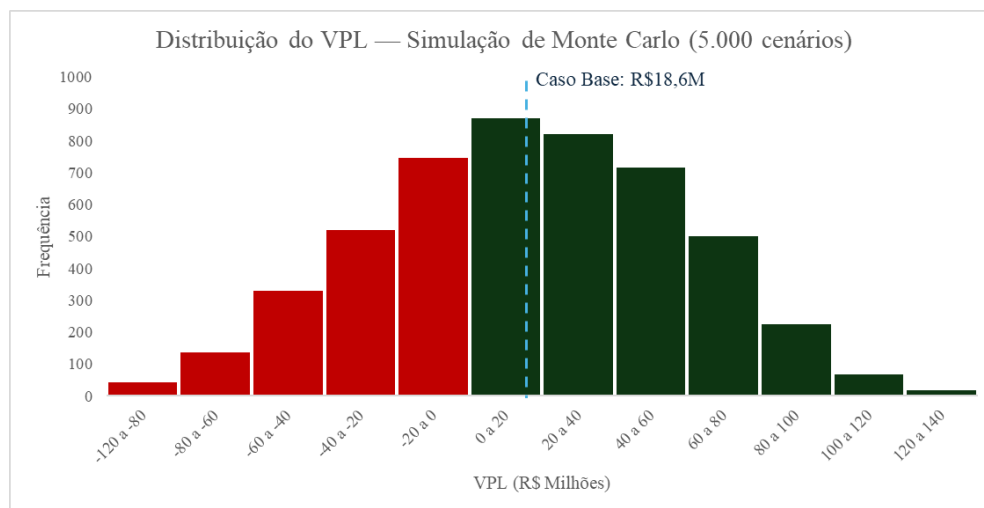
A análise de sensibilidade apresentada na seção anterior permite avaliar o impacto isolado de cada variável sobre o VPL do projeto, mas não captura os efeitos da variação simultânea entre elas nem fornece uma estimativa probabilística dos resultados. A simulação de Monte Carlo supre essa limitação ao gerar um grande número de cenários combinando variações simultâneas das principais variáveis do modelo, permitindo estimar a distribuição do VPL e quantificar o risco do empreendimento de forma mais abrangente.

Para a realização da simulação, utilizou-se o suplemento DADM_UT (HAMMOND, 2025), desenvolvido originalmente por Christian Albright e Wayne Winston, da Kelley School of Business da Universidade de Indiana, e posteriormente editado e atualizado pelo Professor Robert Hammond, da McCombs School of Business da Universidade do Texas em Austin (HAMMOND, 2025). As quatro variáveis submetidas à simulação foram o CAPEX, o preço de venda no ACL, a geração de energia e o PLD, utilizando em todos os casos a distribuição triangular. Essa distribuição foi escolhida por ser adequada a situações em que se conhecem os valores mínimo, máximo e mais provável de uma variável, mas não se dispõe de dados históricos suficientes para o ajuste de uma distribuição mais complexa, além de não fazer parte do escopo deste trabalho o estudo e levantamento de distribuições de probabilidades para as variáveis mencionadas. O valor mais provável foi definido como o valor do caso base e os limites inferior e superior como os mesmos intervalos adotados na análise de sensibilidade, conforme apresentado na Tabela 6. O custo de capital próprio foi mantido fixo em seu valor de referência, uma vez que sua variação alteraria simultaneamente a taxa de desconto e o valor presente de todos os fluxos, comprometendo a comparabilidade entre os cenários simulados. Foram realizadas 5.000 iterações, número considerado suficiente para a convergência da distribuição simulada.

Os resultados da simulação são apresentados no Gráfico 6, que exibe o histograma do VPL obtido ao longo dos 5.000 cenários, com barras em vermelho representando cenários de VPL negativo e barras em verde escuro representando cenários de VPL positivo. A linha tracejada indica o valor do caso base de R\$18,6 milhões. A simulação resultou em VPL médio de R\$16,1 milhões e mediana de R\$17,2 milhões, ambos próximos ao valor do caso base, indicando que este representa adequadamente o cenário central. O desvio-padrão obtido foi de R\$42,4 milhões, refletindo a elevada dispersão dos resultados em torno da média. A probabilidade de VPL maior ou igual a zero foi de 64,4%, o que significa que em

aproximadamente dois terços dos cenários simulados o projeto apresenta viabilidade econômica.

Gráfico 6 - Distribuição do VPL - Simulação de Monte Carlo (5.000 cenários)



Fonte: elaboração própria com base em simulação realizada no DADM_UT (HAMMOND, 2025)

A análise dos resultados evidencia que, embora o projeto seja viável no caso base e na maioria dos cenários simulados, o risco não é desprezível: em 35,6% das iterações o VPL resultou negativo, indicando destruição de valor. O elevado desvio-padrão reflete a dominância do CAPEX como principal fonte de impacto, conforme já sinalizado pela análise de sensibilidade. A assimetria da distribuição é reforçada pelos percentis extremos: no 5º percentil o VPL atinge -R\$ 55,0 milhões, ao passo que no 95º percentil alcança R\$ 83,7 milhões, evidenciando que os cenários adversos concentram perdas mais severas do que os cenários favoráveis concentram ganhos em relação ao caso base.

5.6 Análise por Opções Reais

Esta seção quantifica o valor da flexibilidade gerencial associada ao projeto por meio da análise de opções reais, complementando as métricas de viabilidade apresentadas nas seções anteriores. O FCD e a Simulação de Monte Carlo, embora permitam mensurar o risco do empreendimento, tratam as decisões de investimento como irrevogáveis e não capturam o valor econômico da capacidade de o gestor adaptar suas escolhas à medida que novas informações se tornam disponíveis. A modelagem desenvolvida nesta seção adota como referência metodológica o *framework* proposto por Dalbem, Brandão e Gomes (2014), que aplicaram a teoria de opções reais ao mesmo contexto regulatório brasileiro: empreendimentos eólicos participantes do Leilão A-5, nos quais a janela de cinco anos entre a contratação e o início do suprimento, combinada ao prazo de construção de dois anos, confere

ao investidor vencedor a flexibilidade de escolha do momento de construção por até três anos após o certame. Adicionalmente, incorpora-se a possibilidade de abandono do projeto no último período de decisão, com custo equivalente à penalidade de inexecução assumida no modelo.

A precificação da opção do momento de construção e operação pelo modelo binomial sob medida neutra ao risco requer a especificação de um parâmetro de volatilidade anual (σ) para o CAPEX, que parametriza os fatores de subida e descida da árvore de decisão. A estimação desse parâmetro tomou como base a série histórica do custo total instalado da energia eólica *onshore* no Brasil, divulgada pela IRENA (2025) no relatório *Renewable Power Generation Costs in 2024*.

A janela selecionada para o cálculo compreende as variações anuais do CAPEX entre 2019 e 2024. Esse recorte captura a fase de desaceleração da curva de aprendizado e a subsequente estabilização dos custos, evitando contaminar a estimativa com os anos iniciais de queda estrutural acentuada, trajetória dirigida por ganhos tecnológicos irreversíveis que, por construção, não se reproduzem no horizonte prospectivo de exercício da opção. A IRENA (2025) sustenta esse recorte ao classificar o Brasil, ao lado da China, como mercado maduro da eólica *onshore*, observando que o período recente passou a ser marcado por estabilidade de preços em vez de reduções contínuas, com as flutuações remanescentes do CAPEX associadas à inflação, a custos de *commodities* e a pressões na cadeia de suprimentos. Aplicando-se o desvio-padrão das variações logarítmicas anuais do custo instalado por MW entre anos consecutivos da série restrita a essa janela, obtém-se $\sigma = 13,68\%$ a.a., valor adotado como parâmetro σ na construção da árvore binomial apresentada nesta seção.

O modelo de FCD desenvolvido na seção 4.8 foi estruturado com início da construção em 2029 e operação comercial em 2031, configuração que corresponde ao caso base e cujo resultado do VPL de R\$18,6 milhões serve de referência para a quantificação do valor da opção. Para incorporar a incerteza do CAPEX à modelagem binomial, o VPL foi reexpresso como função linear desse investimento, separando os componentes do fluxo de caixa entre aqueles proporcionais ao CAPEX e aqueles independentes de seu valor. Pertencem ao primeiro grupo o desembolso total de investimento, os juros e a amortização do financiamento, e o ingresso do empréstimo. Ao segundo, as receitas operacionais, os custos fixos de O&M, os encargos setoriais, os tributos sobre o faturamento e o capital de giro. A depreciação, embora proporcional ao CAPEX, é excluída da decomposição por ser irrelevante para o fluxo de caixa sob o regime de Lucro Presumido, uma vez que neste regime os tributos

incidem sobre a receita bruta, não sobre o lucro contábil, tornando nulo seu efeito líquido no modelo. Esse procedimento, cujos fatores multiplicativos em relação ao CAPEX são apresentados na Tabela 7, resulta na Equação 16:

$$VPL = V_{fixo} + \alpha \cdot CAPEX \quad (16)$$

em que $V_{fixo} = R\$315.982.840$, representa o valor presente dos fluxos independentes do CAPEX, descontados pelo custo de capital próprio do projeto ($k=11,36\%$ a.a.), e $\alpha = -0,85904$ é o coeficiente que captura o efeito líquido de uma variação unitária do CAPEX sobre o VPL, composto pelo balanço entre o custo do investimento e do serviço da dívida e o benefício do ingresso do financiamento, conforme detalhado na Tabela 7. Assim, sua realização permanece condicionada à decisão de construir o empreendimento. A expressão foi validada para múltiplos cenários de CAPEX, confirmando a consistência da decomposição ao longo do intervalo de variação considerado na análise.

Tabela 7 – Proporção do valor presente de cada componente CAPEX-dependente em relação ao CAPEX

	VP / CAPEX
VP Juros	-33,21%
VP Investimento	-90,38%
VP Empréstimo	63,26%
VP Amortização	-25,58%
α (a)	-85,90%

Fonte: elaboração própria

O FCD foi estruturado com construção iniciada em 2029 e operação comercial a partir de 2031, data de início do contrato de 15 anos no ACR. Nos dez anos restantes do horizonte de análise, após o encerramento do contrato regulado, o empreendimento opera integralmente no ACL. Para os nós de decisão anteriores a t_3 , o início da operação precederia 2031, gerando anos de operação exclusivamente no ACL antes do início do fornecimento contratado, período em que a receita seria integralmente determinada pelo preço do mercado livre, sem a parcela fixa do ACR. A modelagem correta exigiria, portanto, distinguir os fluxos pré e pós operação no ACR para cada nó de decisão. Para preservar a consistência com o caso base e a simplicidade do modelo, optou-se por tratar todos os anos de operação como se já iniciassem sob o regime misto 70/30 e nos últimos 10 anos seguisse exclusivamente no ACL, independentemente do nó de decisão, equivalente a supor que a operação híbrida prevista para 2031 é simplesmente antecipada para o ano de entrada em operação do projeto, sem distinguir os anos pré-contrato como um período exclusivamente ACL. Essa aproximação é sustentada

pela proximidade entre as receitas médias dos dois regimes, em que os anos sob o regime misto geram receita bruta média de R\$53,45 milhões anuais, enquanto os anos no regime exclusivamente ACL geram R\$55,23 milhões, diferença de aproximadamente 3,3%, que se supôs não comprometer materialmente os resultados da análise.

A incerteza do CAPEX é modelada por meio de um MGB, processo adequado para variáveis estritamente positivas e consistente com a abordagem binomial sob medida neutra ao risco adotada neste trabalho (DALBEM; BRANDÃO; GOMES, 2014). Nessa abordagem, os fatores de subida e descida capturam exclusivamente a volatilidade da variável, enquanto o *drift* equivalente à taxa livre de risco é incorporado pelas probabilidades neutras ao risco. Como nenhuma tendência determinística de crescimento real do CAPEX foi identificada no período de referência, esse *drift* implícito nas probabilidades introduziria um crescimento artificial no valor esperado da variável ao longo da árvore. Para isso, o CAPEX inicial da árvore (Capex0) foi descontado três períodos pela taxa livre de risco (*rf*) de 7,03% a.a., e os valores em cada nó são reajustados por *rf* conforme a Equação 17, de modo que cada nó reflita exclusivamente a volatilidade da variável, sem o componente de crescimento sistemático ao ritmo de *rf* que não foi observado empiricamente na série histórica do custo de implantação. Como consequência, no nó base, sem movimentos de subida ou descida, o CAPEX que entra na fórmula do VPL coincide com o valor utilizado no FCD.

A partir da decomposição apresentada e do ajuste do Capex0, o VPL do projeto em cada nó da árvore é dado pela Equação 17:

$$VPL_{i,j} = \frac{V_{fixo} + \alpha \cdot CapexT_{i,j} \cdot (1+rf)^{3-i}}{(1+rf)^i}$$

$$CapexT_{i,j} = Capex0 \cdot u^j \cdot d^{(i-j)}$$
(17)

em que *i* representa o período de decisão (*i*=0,1,2,3), *j* o número de movimentos de subida acumulados até o nó ($0 \leq j \leq i$) e $CapexT_{i,j}$ o CAPEX observado naquele nó. Os fatores *u* e *d*, derivados de σ conforme a Equação 9, assumem os valores *u*=1,1466 e *d*=0,8721. O termo $CapexT_{i,j} \cdot (1 + rf)^{(3-i)}$ recompõe o reajuste descrito anteriormente, neutralizando o *drift* de *rf* a cada nó. O desconto por $(1 + rf)^i$ no denominador reflete que, na medida neutra ao risco, a rolagem da árvore é conduzida à taxa livre de risco. No último período de decisão (*i*=3), além da opção de construir, o investidor pode abandonar o projeto, incorrendo em custo equivalente a 7,5% do CAPEX declarado, percentual situado no ponto

médio da faixa de penalidade de 5% a 10% prevista no edital do leilão, conforme detalhado na seção 2.3. Ressalta-se que o V_{fixo} não representa um fluxo certo independente da decisão de investimento, mas sim o componente fixo do payoff de exercício do projeto.

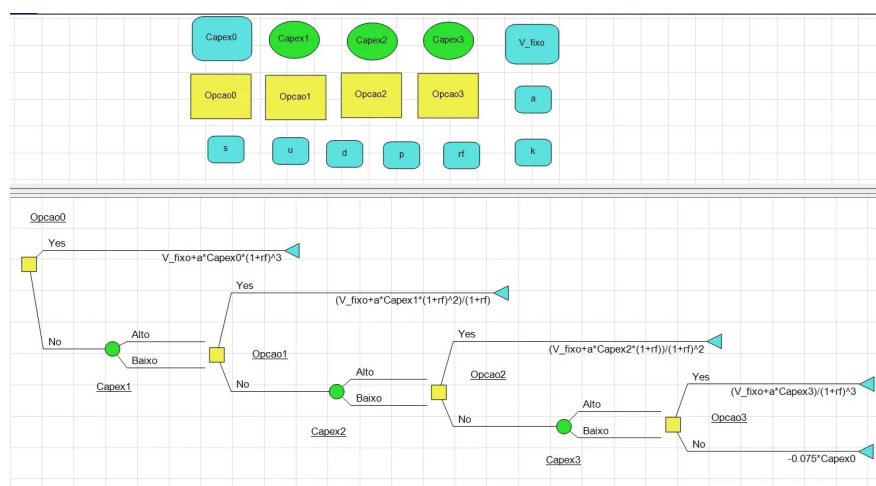
A probabilidade neutra ao risco p , derivada conforme a Equação 10, assume o valor $p=0,722$. Esse parâmetro não representa a probabilidade real de ocorrência do movimento de subida do CAPEX, mas uma probabilidade sintética calibrada de modo a permitir que o valor esperado dos fluxos futuros seja descontado à taxa livre de risco, eliminando a necessidade de estimar um prêmio de risco específico para a variável. O modelo foi implementado no *software* DPL (Decision Programming Language), que calcula, por retropropagação, o valor ótimo da opção em cada nó, comparando o valor de investir imediatamente com o valor esperado de adiar a decisão por mais um período. A opção é tratada como americana, uma vez que o investidor pode exercê-la em qualquer um dos quatro períodos de decisão. Os parâmetros consolidados do modelo são apresentados na Tabela 8, e a estrutura da árvore de decisão implementada no DPL é ilustrada na Figura 3. Na Figura 3, os quadrados amarelos representam os nós de decisão, os círculos verdes representam os nós de incerteza discreta, nos quais o CAPEX evolui para o estado Alto, pelo fator u , ou Baixo, pelo fator d , de acordo com a probabilidade p , e os triângulos azuis representam os nós terminais, exibindo o payoff correspondente a cada ramo. As expressões inscritas sobre os ramos de investimento correspondem à Equação 17 aplicada a cada período i . O painel superior agrupa as variáveis e parâmetros do modelo.

Tabela 8 – Parâmetros do modelo de opções reais

Parâmetro	Símbolo	Valor
Volatilidade do CAPEX	σ (s)	13,68% a.a.
Fator de subida	u	1,1466
Fator de descida	d	0,8721
Probabilidade neutra ao risco	p	0,7219
Taxa livre de risco	r_f	7,03% a.a.
Custo de capital próprio (CAPM)	k	11,36% a.a.
CAPEX total	$Capex$	346219613
CAPEX inicial da árvore	$Capex_0$	282327664
Componente fixo do VPL	V_{fixo}	315982840
Coefficiente CAPEX	α (a)	-0,85904
Custo de abandono	—	7,5% do CAPEX declarado

Fonte: elaboração própria

Figura 3 - Estrutura da árvore de decisão do modelo de opções reais implementada no DPL



Fonte: elaboração própria

Como resultado dessa modelagem, o valor expandido do projeto atinge R\$25,5 milhões, gerando valor adicional de R\$6,9 milhões em relação ao VPL do FCD. O preço-sombra recua de R\$211,06/MWh para R\$206,82/MWh, redução de 2,01% que indica a possibilidade de lances mais competitivos no leilão sem comprometer a viabilidade econômica do empreendimento. Os valores são consolidados na Tabela 9.

Tabela 9 – Resultados do modelo de opções reais com abandono

	FCD base	Com Opções Reais	Δ absoluto	$\Delta\%$
Valor do projeto	R\$ 18.565.806	R\$ 25.501.110	R\$ 6.935.304	37,36%
Preço-sombra	R\$ 211,06/MWh	R\$ 206,82/MWh	-R\$ 4,24/MWh	-2,01%

Fonte: elaboração própria

Para empresas já consolidadas no setor, o abandono tende a ser inviável na prática: além das penalidades contratuais, envolveria potenciais sanções regulatórias, impacto reputacional e deterioração de relações institucionais com agentes do setor elétrico, tornando o custo efetivo do abandono substancialmente superior ao modelado. Para esse perfil de investidor, modelou-se uma versão sem a possibilidade de abandono em t3. Nesse caso, a árvore de decisão indicou que a alternativa de diferir a decisão no primeiro período apresentaria valor de R\$18,22 milhões, inferior ao VPL do caso base, de R\$18,6 milhões. Portanto, esse valor não representa o resultado ótimo da opção, mas apenas o payoff associado à estratégia de diferimento. Como o investidor possui a possibilidade de exercer imediatamente e manter o cronograma-base, a decisão ótima é não diferir o investimento. Assim, o valor expandido do projeto sem abandono permanece igual ao VPL do FCD, e a flexibilidade de timing, isoladamente, não agrega valor adicional nas condições modeladas. Esse comportamento decorre da assimetria imposta pelo CAPEX sem a proteção do abandono, em que o risco de alta do custo de implantação neutraliza os potenciais ganhos de uma trajetória de queda, tornando o diferimento pouco atrativo. Cabe destacar ainda que a

simplificação do regime de comercialização apresentada nesta seção tende a subestimar levemente o valor da alternativa de diferimento, uma vez que os anos de operação anteriores ao início do contrato ACR gerariam receitas integralmente no ACL, superiores às projetadas pelo regime misto. Por fim, o modelo não captura ganhos de aprendizado decorrentes da espera do momento ideal de construção nem a volatilidade do preço no ACL, variáveis incorporadas por Dalbem, Brandão e Gomes (2014) em sua formulação quadrinomial, que poderiam gerar valor incremental adicional, ainda que de magnitude inferior ao da opção de abandono.

Em linhas gerais, os resultados obtidos são semelhantes com os de Dalbem, Brandão e Gomes (2014), ainda que o presente trabalho adote uma modelagem um pouco distinta em relação ao artigo-base. Em ambos os casos, observa-se que a flexibilidade de escolha do momento de investimento, quando analisada sem a possibilidade de abandono, apresenta valor limitado para o investidor. Por outro lado, a incorporação da opção de abandono aumenta de forma relevante o valor expandido do projeto e pode gerar vantagem competitiva no leilão. De forma mais ampla, a análise evidencia que as opções intrínsecas ao projeto, frequentemente desconsideradas em avaliações tradicionais baseadas exclusivamente no FCD, podem agregar valor adicional ao empreendimento. Esse efeito é particularmente relevante na perspectiva de novos entrantes no setor, para quem a possibilidade de abandono representa uma proteção real contra cenários desfavoráveis de investimento, ampliando o valor percebido do projeto e a margem competitiva no processo de licitação.

6 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo avaliar a viabilidade econômico-financeira, sob a ótica do acionista, de um parque eólico *onshore* de 56 MW localizado na Serra do Mel (RN). A partir da modelagem de um fluxo de caixa descontado, em termos reais, complementada por análises de sensibilidade, simulação de risco e teoria das opções reais, concluiu-se que o empreendimento é economicamente viável nas condições modeladas, apresentando VPL positivo e TIR superior ao custo de capital próprio. Além disso, o preço-sombra obtido no cenário base foi de R\$ 211,06/MWh, valor consideravelmente inferior ao preço de referência estimado para a energia comercializada no ACL, de R\$ 228,49/MWh, reforçando a atratividade econômica de investimentos eólicos no Nordeste brasileiro, especialmente em regiões de elevado potencial de geração como Rio Grande do Norte. O retorno excedente, contudo, revelou-se modesto, configurando uma margem de segurança moderada que justificou o aprofundamento da análise de risco conduzida ao longo do Capítulo 5.

No que se refere ao regime tributário, o Lucro Presumido mostrou-se mais vantajoso do que o Lucro Real, mesmo diante da possibilidade de aproveitamento do incentivo fiscal da SUDENE, restrito a contribuintes enquadrados no Lucro Real. Essa superioridade decorre, em grande medida, da limitada efetividade do incentivo no caso analisado, uma vez que o lucro tributável do empreendimento somente se torna consistentemente positivo nos anos finais do período de vigência do benefício, em razão do elevado volume de depreciação e dos encargos financeiros dos primeiros anos de operação. Aliada às bases reduzidas de presunção e à menor carga de PIS/COFINS, essa característica tornou o Lucro Presumido o regime de menor preço-sombra, opção que se mostra ainda consistente com a prática predominante do setor, no qual a maioria dos empreendimentos de fontes renováveis adota esse mesmo regime.

Quanto à estratégia de comercialização, a maximização da exposição ao ACL, respeitada a contratação mínima no ACR exigida pelo leilão, apresentou-se como a alternativa que melhor equilibra risco e retorno. Essa configuração combina a previsibilidade de receitas e o acesso a condições favoráveis de financiamento proporcionadas pelo contrato regulado com o maior potencial de receita do mercado livre. Tal estratégia reflete o comportamento perceptível nos leilões recentes, nos quais parcela significativa dos empreendedores tem optado por contratar apenas o percentual mínimo no ACR, mantendo o restante da garantia física disponível para negociação no mercado livre.

A análise de risco evidenciou que o desempenho do projeto é especialmente sensível ao investimento inicial. A análise de sensibilidade apontou o CAPEX como a variável de maior influência sobre o VPL, seguido pela exposição ao preço de venda no ACL e pela geração de energia, esta última sujeita a riscos operacionais como o *curtailment*, fenômeno de restrição da geração já recorrente na região Nordeste. A simulação de Monte Carlo, por sua vez, confirmou a relevância do CAPEX como variável de maior impacto, indicando que, embora o projeto seja viável na maioria dos cenários, o risco não é desprezível, com a distribuição de resultados apresentando assimetria levemente favorável e cenários adversos concentrando perdas mais severas.

Ademais, a aplicação da teoria das opções reais permitiu quantificar o valor da flexibilidade gerencial não capturado pela abordagem tradicional. Verificou-se que a incorporação da flexibilidade de escolha do momento de construção e entrada em operação, com possibilidade de abandono, gera valor adicional relevante e reduz o preço-sombra do empreendimento, ampliando a competitividade do investidor no leilão. Tal ganho, entretanto, é particularmente significativo para novos entrantes, dado que, para empresas já consolidadas, o abandono tende a ser inviável na prática em virtude de penalidades contratuais, sanções regulatórias e impactos reputacionais. Ressalta-se, ainda, que simplificações adotadas na modelagem, como o tratamento uniforme do regime de comercialização ao longo da árvore de decisão e a consideração do CAPEX como única fonte de incerteza, impõem limitações à magnitude do valor estimado.

De modo geral, o trabalho contribui ao integrar, em um caso real, técnicas de avaliação tradicional e análise de risco com a modelagem por opções reais, oferecendo uma metodologia replicável para a avaliação de projetos eólicos no contexto dos leilões regulados e de portfólios híbridos de comercialização. Como desdobramentos futuros, recomenda-se aprofundar a modelagem do *curtailment* e do seu efeito sobre geração e receita, avaliando o aproveitamento da energia excedente por meio de armazenamento ou cargas flexíveis; incorporar os custos de descomissionamento ao fim da vida útil do empreendimento; detalhar a decomposição do CAPEX, hoje baseada em *benchmarks* setoriais; e investigar, sob a ótica das opções reais, a oportunidade de conversão do projeto em um empreendimento híbrido eólico-solar.

BIBLIOGRAFIA

ABADIE, L. M.; CHAMORRO, J. M. **Valuation of wind energy projects: a real options approach**. *Energies*, v. 7, p. 3218–3255, 2014.

ABEEÓLICA – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Boletim anual de geração eólica 2025**. São Paulo, 2025. Disponível em: https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2025/05/424_ABEEOLICA_BOLETIM-ANUAL-DIGITAL-2025_PT_FINAL.pdf. Acesso em: 6 fev. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br>. Acesso em: 4 fev. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **ANEEL define tarifas de energia de otimização, serviços ancilares e PLD para 2026**. Brasília, 2025b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/aneel-define-tarifas-de-energia-de-otimizacao-de-servicos-ancilares-e-pld-para-2026>. Acesso em: 5 fev. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Despacho nº 11/2026: definição do Benefício Econômico Típico Unitário Anual (BETU)**. Brasília: ANEEL, 2026. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2026011ti.pdf>. Acesso em: 17 mar. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Despacho nº 894, de 21 de março de 2024. Decide: I – Fixar, conforme anexos, a atualização dos valores das taxas regulatórias de remuneração do capital para os segmentos de distribuição, transmissão e geração**. Brasília, 2024. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/aneel/despacho-n-894-2024-decide-i-fixar-conforme-anexos-a-atualizacao-dos-valores-das-taxas-regulatorias-de-remuneracao-do-capital-para-os-segment-2024-04-23-versao-consolidada?origin=instituicao>. Acesso em: 18 fev. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Edital do Leilão nº 3/2025-ANEEL (LEN A-5)**. Brasília, DF, 2025. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/30248903/SEI_0158208_Edital_de_Leilao_3_2025_LEN_A-5_1.pdf/d3f5a887-8872-c1d9-2e5f-3601ce8585ed. Acesso em: 8 fev. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1.146, de 9 de dezembro de 2025**. Diário Oficial da União: Brasília, DF, 2025a. Disponível em:

<https://in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.146-de-9-de-dezembro-de-2025-%2A-676810403>. Acesso em: 4 fev. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)**. Disponível em:

https://dadosabertos.aneel.gov.br/pt_BR/dataset/tfsee. Acesso em: 17 mar. 2026.

ARAÚJO, Ericka. **Geradores de energia: qual regime tributário pesa mais no bolso?** Canal Solar, 6 fev. 2026. Disponível em:

<https://canalsolar.com.br/geradores-energia-regime-tributario/>. Acesso em: 5 abr. 2026.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEÓLICA). **Vestas ergue a primeira turbina V150-4.2 MW do Brasil**. 2019. Disponível em:

<https://abeeolica.org.br/vestas-ergue-a-primeira-turbina-v150-4-2mw-do-brasil/>. Acesso em: 18 fev. 2026.

B3 – BRASIL, BOLSA, BALCÃO. **Índice Ibovespa: estatísticas históricas**. Disponível em:

https://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/indices/indices-amplos/indice-ibovespa-ibovespa-estatisticas-historicas.htm. Acesso em: 18 fev. 2026.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). **SGS – Sistema Gerenciador de Séries Temporais**. Brasília, 2026. Disponível em:

<https://www3.bcb.gov.br/sgspub/consultarvalores/consultarValoresSeries.do?method=consultarValores>. Acesso em: 3 mar. 2026.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). **Sistema de metas para a inflação: histórico**.

Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicometas>. Acesso em: 18 fev. 2026.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Calculadora do Cidadão: correção pelo IPCA (10/2022-12/2025)**. Brasília: Banco Central do Brasil, 2025. Disponível em:

<https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADAOPublico/corrigirPorIndice.do?method=corrigirPorIndice>. Acesso em: 12 abr. 2026.

BANCO DO NORDESTE DO BRASIL (BNB). **Panorama da geração eólica no Nordeste brasileiro**. 2025. Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/revista/cse/article/view/3318>. Acesso em: 6 fev. 2026.

BATISTA, Fabio Rodrigo Siqueira et al. **Análise da viabilidade econômica e da comercialização de energia de empreendimentos eólicos desenvolvidos no Brasil utilizando a teoria das opções reais**. In: L SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL (SBPO), 2018, Rio de Janeiro. Anais [...]. Rio de Janeiro: CEPEL/PUC-Rio, 2018.

BNDES. **BNDES Finem – Geração de Energia**. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-energia>. Acesso em: 8 mar. 2026.

BNDES. **Consulta a operações do BNDES**. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/consulta-operacoes-bndes/consulta-a-operacoes-bndes>. Acesso em: 8 mar. 2026.

BNDES. **Etapas do financiamento**. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/etapas>. Acesso em: 8 mar. 2026.

BNDES. **Histórico da parcela fixa da TL**. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/historico-da-parcela-fixa-da-tlp>. Acesso em: 8 mar. 2026.

BNDES. **Prazos e periodicidade de pagamento**. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/prazos-periodicidade-pagamento>. Acesso em: 8 mar. 2026.

BNDES. **Relatório Anual Integrado 2025**. Rio de Janeiro, 2026. Disponível em: https://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/b55d269d-198c-45a5-a942-47ec84a62969/BNDES_RA2025-DIGITAL-FINAL.pdf?MOD=AJPERES&CVID=pVPSFDT. Acesso em: 8 mar. 2026.

BNDES. **Taxa de juros**. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/taxa-de-juros>. Acesso em: 8 mar. 2026.

BODIE, Z.; KANE, A.; MARCUS, A. J. **Investments**. 12. ed. Nova York: McGraw-Hill Education, 2021.

BRANDÃO, Luiz Eduardo Teixeira; DYER, James S.; HAHN, Warren J. **Using binomial decision trees to solve real-option valuation problems**. *Decision Analysis*, v. 2, n. 2, p. 69–88, 2005.

BRASIL. Decreto nº 9.580, de 22 de novembro de 2018. **Regulamenta a tributação, fiscalização, arrecadação e administração do Imposto sobre a Renda e Proventos de Qualquer Natureza. Regulamento do Imposto de Renda (RIR/2018)**. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/decreto/d9580.htm . Acesso em: 14 mar. 2026.

BRASIL. Lei nº 7.689, de 15 de dezembro de 1988. **Institui a Contribuição Social sobre o Lucro das Pessoas Jurídicas**. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/17689.htm . Acesso em: 14 mar. 2026.

BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427cons.htm . Acesso em: 17 mar. 2026.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria Normativa nº 41/GM/MME, de 10 de março de 2022. Estabelece diretrizes para os Leilões de Energia Nova A-5 e A-6 de 2022**. Brasília, DF, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-normativa-n-41-gm-mme-2022.pdf/view> . Acesso em: 8 fev. 2026.

BRASIL. Secretaria da Receita Federal do Brasil. **Instrução Normativa RFB nº 1.700, de 14 de março de 2017. Anexo III: Taxas anuais de depreciação**. Disponível em: <https://www.normaslegais.com.br/legislacao/anexoIII-in-rfb-1700-2017.htm> . Acesso em: 15 mar. 2026.

BRASIL. Secretaria da Receita Federal do Brasil. **Perguntas e Respostas: Pessoa Jurídica 2015: capítulo XXII: contribuição para o PIS-Pasep e Cofins incidentes sobre a receita ou o faturamento**. Brasília, DF: RFB, 2015. Disponível em: <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/assuntos/orientacao-tributaria/declaracoes-e-demonstr>

[atos/ecf/pegruntas-e-respostas-pessoa-juridica-2015/capitulo-xxii-contribuicao-para-o-pis-pasep-e-cofins-incidentes-sobre-a-receita-ou-o-faturamento.pdf](https://atos.ecf/pegruntas-e-respostas-pessoa-juridica-2015/capitulo-xxii-contribuicao-para-o-pis-pasep-e-cofins-incidentes-sobre-a-receita-ou-o-faturamento.pdf) . Acesso em: 15 mar. 2026.

BTG PACTUAL. **ACR e ACL: diferenças entre o mercado regulado e o mercado livre de energia**. 2024a. Disponível em: <https://content.btgpactual.com/blog/energia/acr-e-acl>. Acesso em: 5 fev. 2026.

BTG PACTUAL. **O que é o mercado livre de energia: entenda como funciona**. 2024b. Disponível em: <https://content.btgpactual.com/blog/energia/o-que-e-o-mercado-livre-de-energia-entenda>. Acesso em: 5 fev. 2026.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br>. Acesso em: 4 fev. 2026.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Conceitos de preços – PLD**. São Paulo, 2025b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos>. Acesso em: 5 fev. 2026.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Contabilização e liquidação**. São Paulo, 2025a. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/contabilizacao>. Acesso em: 5 fev. 2026.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Informativo do Leilão de Energia Nova A-5 – Resultado para fonte eólica**. São Paulo, 2022. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919432/InfoLeilao_035_37_LEN_A-5.pdf/addf663d-0dc4-11af-4df4-59a7a7fdb777. Acesso em: 4 fev. 2026.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Leilões de energia**. São Paulo, 2026. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/leilao-mercado> . Acesso em: 5 fev. 2026.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Publicação das Regras de Comercialização – versão jan./2026**. São Paulo, 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/-/co-publicacao-das-regras-de-comercializacao-versao-jan-2026>. Acesso em: 4 fev. 2026.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). **As vantagens do mercado livre e a migração dos consumidores.** Brasília, 2020. Disponível em: https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/18/02/1802f85d-10e8-48db-af4e-b0fb58ba9915/id_240294_as_vantagens_do_mercado_livre_e_a_migracao_dos_consumidores_v_2.pdf. Acesso em: 5 fev. 2026.

COPEL MERCADO LIVRE. **Leilões de energia: conheça modalidades e funcionalidades da contratação de energia elétrica.** Curitiba, 2 jun. 2021. Disponível em: <https://copelmercadolivre.com/leiloes-de-energia-conheca-modalidades-e-funcionalidades-da-contratacao-de-energia-eletrica/> . Acesso em: 08 fev. 2026.

COX, John C.; ROSS, Stephen A.; RUBINSTEIN, Mark. **Option pricing: a simplified approach.** Journal of Financial Economics, v. 7, n. 3, p. 229–263, 1979.

DALBEM, Marta Corrêa; BRANDÃO, Luiz Eduardo Teixeira; GOMES, Leonardo Lima. **Can the regulated market help foster a free market for wind energy in Brazil?** Energy Policy, v. 66, p. 303-311, mar. 2014.

DAMODARAN, Aswath. **Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications** – The 2015 Edition. New York: Stern School of Business, 2015.

DAMODARAN, Aswath. **From earnings to cash flows.** In: DAMODARAN, Aswath. Investment Valuation: tools and techniques for determining the value of any asset. 2. ed. New York: John Wiley & Sons, 2002. cap. 10, p. 1-32. Disponível em: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pdfiles/valn2ed/ch10.pdf> . Acesso em: 13 mar. 2026.

DAMODARAN, Aswath. **Investment valuation:** tools and techniques for determining the value of any asset. 3. ed. New York: John Wiley & Sons, 2012.

DCIDE. **Curva Forward ACL (R\$/MWh).** 2026. Disponível em: <https://denegia.com.br/dashboard> . Acesso em: 21 mar. 2026.

DIXIT, Avinash K.; PINDYCK, Robert S. **Investment under uncertainty.** Princeton: Princeton University Press, 1994.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Cálculos da TUST – Análise de Sensibilidade.** Rio de Janeiro: EPE, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/>

[publicacao-560/EPE-DEE-NT-014-2021-rev0_05fev21_\(C%C3%A1lculos%20da%20TUST%20-%20sensibilidade\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-560/EPE-DEE-NT-014-2021-rev0_05fev21_(C%C3%A1lculos%20da%20TUST%20-%20sensibilidade).pdf). Acesso em: 17 mar. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Empresa de Pesquisa Energética**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt>. Acesso em: 4 fev. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Leilões eólicos no Brasil: evolução e resultados**. Nota Técnica EPE-DEE-NT-041/2018-r0. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-394/NT_EPE-DEE-NT-041_2018-r0.pdf . Acesso em: 4 jan. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2034**. Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034> . Acesso em: 5 fev. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2035**. Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-783/topico-419/PDE%202035.pdf> . Acesso em: 9 fev. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2035: Caderno Parâmetros de Custos (revisão 10.11.25)**. Brasília: EPE, 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-894/PDE%202035_Caderno%20Par%C3%A2metros%20de%20Custos_rev10.11.25.pdf . Acesso em: 18 fev. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Projetos eólicos nos leilões de energia: estratégias de contratação e participação no mercado livre**. Nota Técnica EPE-DEE-NT-017/2020. Brasília: EPE, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-468/NT_EPE-DEE-NT-017-2020-r0.pdf. Acesso em: 06 fev. 2026.

FAMA, Eugene F.; FRENCH, Kenneth R. **Industry costs of equity**. Journal of Financial Economics, v. 43, n. 2, p. 153-193, 1997.

FISHER, I. **The Theory of Interest**. New York: Macmillan, 1930.

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS (FGV). Centro de Estudos em Finanças (CEQEF). **Banco de dados – Equity Risk Premium (Brasil)**. Disponível em: <https://ceqef.fgv.br/banco-de-dados> . Acesso em: 18 fev. 2026.

GLASSERMAN, Paul. **Monte Carlo methods in financial engineering**. New York: Springer, 2004.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC). **Global wind report 2025**. Bruxelas, 2025. Disponível em: <https://26973329.fs1.hubspotusercontent-eu1.net/hubfs/26973329/2.%20Reports/Global%20Wind%20Report/GWEC%20Global%20Wind%20Report%202025.pdf> . Acesso em: 6 fev. 2026.

HAMMOND, Robert. **DADM_UT (v3.3, 2025.1)**. McCombs School of Business, University of Texas at Austin, 2025. Disponível em: https://github.com/TexDS/DADM_UT/blob/main/DADM%20Guide.pdf . Acesso em: 18 abr. 2026.

HERTZ, David B. Risk analysis in capital investment. **Harvard Business Review**, Boston, v. 42, n. 1, p. 95-106, jan./fev. 1964.

HULL, John C. **Options, futures, and other derivatives**. 8. ed. Upper Saddle River: Pearson Prentice Hall, 2012.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Onshore wind investment cost structure by component and by commodity breakdown**. Paris: IEA, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/onshore-wind-investment-cost-structure-by-component-and-by-commodity-breakdown-3> . Acesso em: 15 mar. 2026.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable power generation costs in 2024**. Abu Dhabi, 2025. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPG_C_in_2024_2025.pdf . Acesso em: 6 fev. 2026.

JAIN, Pramod. **Wind energy engineering**. 2. ed. New York: McGraw-Hill Education, 2016.

MACEIRA, M. E. P. et al. **Twenty years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in Brazil: main features and improvements on the NEWAVE model.** In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE - PSCC, 20., 2018, Dublin. Anais... Dublin: PSCC, 2018.

METROPOLIS, Nicholas; ULAM, Stanislaw. The Monte Carlo method. **Journal of the American Statistical Association**, Washington, v. 44, n. 247, p. 335-341, set. 1949.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Marco legal das eólicas offshore.** Brasília, DF, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/brasil-lider-mundial-na-transicao-energetica/transicao-energetica/marco-legal-das-eolicas-offshore> . Acesso em: 5 fev. 2026.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Ministério de Minas e Energia.** Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br>. Acesso em: 4 fev. 2026.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Operador Nacional do Sistema Elétrico.** Disponível em: <https://www.ons.org.br>. Acesso em: 4 fev. 2026.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Relatório Anual ONS 2024.** Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Relat%C3%B3rio%20Anual%20ONS%202024.pdf>. Acesso em: 9 fev. 2026.

RENEWABLES.NINJA. **Renewables.ninja: renewable energy simulation tool.** 2026. Disponível em: <https://www.renewables.ninja/>. Acesso em: 17 fev. 2026.

ROSS, Stephen A.; WESTERFIELD, Randolph W.; JAFFE, Jeffrey. **Administração financeira corporativa.** 10. ed. Porto Alegre: AMGH, 2015.

SAMANEZ, Carlos Patrício. **Matemática financeira: aplicações à análise de investimentos.** 5. ed. São Paulo: Pearson, 2010.

SANVICENTE, Antonio Zoratto. **Estimativas do Equity Risk Premium para o mercado brasileiro de capitais.** FGV EESP, 2017.

SERRA DO MEL HOLDING S.A. **Demonstrações financeiras individuais e consolidadas em 31 de dezembro de 2024.** 2025. Disponível em:

https://echoenergia.com.br/wp-content/uploads/2025/03/RDP0068_2025-FOR-3511-Serra-do-Mel-Holding-e-Consolidado-31.12.24.pdf. Acesso em: 18 fev. 2026.

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

STATUS INVEST. **Auren Energia (AURE3): indicadores e informações da ação**. Disponível em: <https://statusinvest.com.br/acoes/aure3> . Acesso em: 18 fev. 2026.

SUDENE. **Manual de Instruções dos Incentivos Fiscais Administrados pela SUDENE**. Recife: Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/sudene/pt-br/assuntos/incentivos-fiscais/arquivos/20250102manualif.pdf> . Acesso em: 14 mar. 2026.

TESOURO DIRETO. **Histórico de preços e taxas dos títulos públicos**. Brasília: Secretaria do Tesouro Nacional, 2026. Disponível em: <https://www.tesourodireto.com.br/produtos/dados-sobre-titulos/historico-de-precos-e-taxas>. Acesso em: 15 fev. 2026.

TRIGEORGIS, Lenos. **Real options: managerial flexibility and strategy in resource allocation**. Cambridge: MIT Press, 1996.

VOSE, David. **Risk analysis: a quantitative guide**. 3. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2008.

WILLIAMS, J. B. **The Theory of Investment Value**. Cambridge: Harvard University Press, 1938.

XP INVESTIMENTOS. **Pontos de atenção em relação ao rali recente de Brasil**. 2025. Disponível em: <https://conteudos.xpi.com.br/colunas/sunday-xpresso/pontos-de-atencao-em-relacao-ao-rali-recente-de-brasil/> . Acesso em: 18 fev. 2026.