

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

ALLYSON CORREIA MOTA DOS SANTOS

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE
EMPREENDIMENTOS EÓLICOS UTILIZANDO FINANCIAMENTO
DE LONGO PRAZO**

São Carlos
2020

ALLYSON CORREIA MOTA DOS SANTOS

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE
EMPREENDIMENTOS EÓLICOS UTILIZANDO
FINANCIAMENTO DE LONGO PRAZO**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Eletrônica, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Prof. Associada Daisy Aparecida do Nascimento Rebelatto

São Carlos

2020

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

SS237a Santos, Allyson Correia Mota dos
Análise da viabilidade econômico-financeira de
empreendimentos eólicos utilizando financiamento de
longo prazo / Allyson Correia Mota dos Santos;
orientadora Daisy Aparecida do Nascimento Rebelatto.
São Carlos, 2020.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Eletrônica) -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2020.

1. Energia renovável. 2. Empreendimentos eólicos.
3. Financiamento de longo prazo. 4. Viabilidade
econômico-financeira. I. Título.

Eduardo Graziosi Silva - CRB - 8/8907

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Allyson Correia Mota dos Santos

Título: "Análise da viabilidade econômico-financeira de empreendimentos eólicos utilizando financiamento de longo prazo"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 27/11/2020,
com NOTA 10,0 (dg), pela Comissão Julgadora:

Profa. Associada Daisy Aparecida do Nascimento Rebelatto -
Orientadora SEP/EESC/USP

Mestre Guilherme Augusto Roiz - Doutorando SEP/EESC/USP

Mestre Jordão Natal de Oliveira Júnior - Doutorando
SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP;
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

DEDICATÓRIA

*Aos meus pais Lourival e Tereza e aos meus
irmãos Anderson e Adriam.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, os meus pais, *Lourival* e *Tereza* e a meus irmãos *Anderson* e *Adriam*, por todo o amor e por todos os sacrifícios que fizeram para que eu pudesse me formar, além do suporte durante todo esse período na faculdade.

Aos meus irmãos da *República Toca da Raposa*, agradeço imensamente pelo lar, pelas amizades e apoio durante todo meu período em São Carlos, sem vocês, sem dúvidas esses não teriam sido os melhores anos da minha vida.

Aos meus *professores*, à *Escola de Engenharia de São Carlos* e a todos os seus colaboradores, agradeço os ensinamentos, o suporte e oportunidade de estudo.

Agradeço também a minha orientadora *Daisy* pelo tempo empreendido, conselhos, assim como pela paciência que teve para me guiar na elaboração deste trabalho.

Por fim, agradeço ao amigo *Ricardo Gomes*, por todo o aprendizado em finanças, modelagem e projetos de infraestrutura, e também pela enorme colaboração no desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

SANTOS, Allyson Correia Mota dos. **Análise da viabilidade econômico-financeira de empreendimentos eólicos utilizando financiamento de longo prazo.** 2020. 68f. Trabalho de Conclusão de Curso [Engenharia Elétrica]. Escola de Engenharia de São Carlos. Universidade de São Paulo, São Carlos, 2020.

O investimento em geração de energia advinda de fontes renováveis tem ganhado destaque no mundo, devido a crescente necessidade de diversificação das matrizes energéticas. Neste contexto, o governo brasileiro criou os leilões de energia elétrica, com o objetivo de regulamentar o setor e trazer incentivos à geração de energia renovável, atendendo assim à crescente demanda interna de energia e diversificando a matriz energética do país. Os leilões foram estruturados de modo a garantir a livre concorrência entre os agentes do setor de energia e trazer mais investimentos para o setor. Junto a isso, o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) tem papel preponderante no fomento do investimento na infraestrutura energética do país. O objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade econômico-financeira, do ponto de vista do acionista, para a instalação de um empreendimento eólico no Nordeste do Brasil, utilizando um financiamento de longo prazo por meio da linha de crédito BNDES Finem. Para isso, o presente trabalho buscou descrever a crescente participação das energias renováveis no Brasil, a sistemática dos leilões de energia, bem como as formas de financiamentos para projetos de infraestrutura em energia renovável. Além disso, detalhou quais são as premissas necessárias para garantir o sucesso na implementação de empreendimentos como o que está sendo estudado. Adicionalmente, as análises de Índice de Cobertura de Serviço da Dívida (ICSD), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL) acarretaram o principal resultado deste trabalho, comprovar que é viável financeiramente investir na implementação de um parque eólico, de acordo com as condições descritas no trabalho.

Palavras-chave: Energia Renovável; Empreendimentos Eólicos; Financiamento de Longo Prazo; Viabilidade Econômico-Financeira.

ABSTRACT

SANTOS, Allyson Correia Mota dos. **Analysis of the economic and financial viability of wind projects using long-term financing.** 2020. 68f. Course Conclusion Paper [Electrical Engineering]. São Carlos School of Engineering. University of São Paulo, São Carlos, 2020.

Investment in energy generation from renewable sources has gained prominence in the world, due to the growing need for diversification of energy sources. In this context, the Brazilian government created electric energy auctions, with the objective of regulating the sector and bringing incentives to the generation of renewable energy, while also meeting the growing internal demand for energy and diversifying the country's energy matrix. The auctions were structured in order to provide free competition within the energy segment agents and to bring more investments to the sector. In addition, the National Bank for Economic and Social Development (BNDES) has a leading role in promoting investment in the country's energy infrastructure. The objective of this paper is to analyze the economic and financial viability, from the shareholder's point of view, for the installation of a wind farm in Northeastern region of Brazil, making use of long-term financing through the BNDES Finem credit line. For this purpose, the present work sought to describe the growing participation of renewable energies in Brazil, the systematic of the Brazilian energy auctions, as well as the forms of financing for renewable energy infrastructure projects. In addition, this work detailed what are the assumptions necessary to ensure the successful implementation of projects such as the one being studied in here. Additionally, the analysis of the Debt Service Coverage Ratio (DSCR), Internal Rate of Return (IRR) and Net Present Value (NPV) lead to the main result of this paper, demonstrate that it is financially viable to invest in the implementation of a wind farm, according to the conditions described in the work.

Keywords: Renewable energy; Wind Projects; Long-Term Financing; Economic-Financial Viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Distribuição de Fontes de Energia Elétrica no Brasil	16
Figura 2. Governança dos Leilões de Energia.....	24
Figura 3. Evolução do Desembolso do BNDES nos últimos anos.....	31
Figura 4. Taxa de Juros de Financiamento para Operação Direta.....	33
Figura 5. Taxa de Juros de Financiamento para Intermédio de Operação	34
Figura 6. Faixa de Tolerância na apuração de comercialização de energia	47
Figura 7. Índice de cobertura do serviço da dívida	53
Figura 8. Fluxo de caixa para o acionista	54
Figura 9. Análise de sensibilidade para a TIR Real, variando o fator de capacidade no P90	56
Figura 10. Análise de sensibilidade para a VPL Real, variando o fator de capacidade no P90	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Comparação do Desembolso do BNDES: Infraestrutura e Energia Elétrica....	32
Tabela 2. Fator de Capacidade do Parque Eólico	39
Tabela 3. Projeções Econômicas de Longo Prazo	42
Tabela 4. Receita Bruta Projetada para o Empreendimento por meio da Comercialização via Leilão de Energia	48
Tabela 5. Receita Bruta Projetada para o Empreendimento por meio de Comercialização via Ambiente Livre	48
Tabela 6. Alíquotas efetivas para PIS, COFINS, IRPJ e CSLL	52
Tabela 7. TIR e VPL do Acionista, em milhares de reais	55

LISTA DE SIGLAS

EPE – Empresa de Pesquisa Energética	15
MME – Ministério de Minas e Energia	15
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas	16
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social	17
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.....	17
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	17
INCT – Clima – Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia para Mudanças Climáticas .	20
ACL – Ambiente de Contratação Livre.....	20
ACR – Ambiente de Contratação Regulada	23
CCEAL – Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre	23
PLD – Preço de Liquidação das Diferenças	23
SIN – Sistema Interligado Nacional	23
TUST – Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão	25
PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas.....	25
CGHs – Centrais de Geração Hidrelétrica.....	25
LEN – Leilão de Energia Nova	26
CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado	27
EIA – Relatório de Impacto Ambiental	28
RIMA – Relatório de Impacto Ambiental	28
MW – Megawatt.....	28
MWh – Megawatt hora.....	28
TLP – Taxa de Limpeza Pública	33
VPL – Valor Presente Líquido	35
TIR – Taxa Interna de Retorno.....	36
ICSD – Índice de Cobertura do Serviço da Dívida	36
MWm – Megawatt médio.....	39
GWh – Gigawatt hora.....	41
CAPEX – <i>Capital Expenditure</i>	42
SELIC – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia	42
IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo	43
SPE – Sociedade de Propósito Específico	44
SEBRAE – Serviço Brasileiro de Apoio à Micro e Pequenas Empresas	44

EBITDA – <i>Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization</i>	47
OPEX – <i>Operational Expenditure</i>	48
TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica.....	52
PIS – Programa de Integração Social	53
COFINS – Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social.....	53
IRPJ – Imposto de Renda de Pessoa Jurídica	53
CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.....	53

SUMÁRIO

Introdução.....	15
1. Brasil: Cenário da Energia Renovável, com Ênfase em Energia Eólica	18
1.1. Visão Geral da Implementação de Parques Eólicos no Brasil	19
1.2. Vantagens Econômicas da Criação de Parques Eólicos	20
1.3. A Energia Eólica no Brasil: Vantagens para o Ambiente	21
1.4. Investimento Necessário para a Construção de um Parque Eólico	21
2. Leilões de Energia	23
2.1. Tipos de Leilões de Energia	24
2.2. Leilões de Energia Nova	26
3. Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).....	30
3.1. Finalidade do BNDES	30
3.2. Financiamento de Longo Prazo através da Linha de Crédito BNDES Finem	33
4. Análise Financeira e Modelagem	35
4.1. Valor Presente Líquido (VPL)	35
4.2. Taxa Interna de Retorno (TIR).....	36
4.3. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD).....	36
5. Estudo de Caso – Caetité D	38
5.1. Premissas Gerais.....	38
5.1.1. Potencial Eólico	38
5.1.2. <i>CAPEX</i>	40
5.1.3. Riscos Envoltos	41
5.1.4. Desenvolvimento do Parque Eólico	41
5.1.5. Premissas Macroeconômicas	41
5.2. <i>Project Finance</i>	42
5.2.1. Financiamento via BNDES	43
5.2.2. Garantia BNDES	44
5.3. Receita	46
5.3.1. Receita Bruta Gerada.....	47
5.4. Custos (<i>OPEX</i>)	49
5.4.1. O&M.....	49
5.4.2. Despesas Gerais e Administrativas.....	49

5.4.3. Seguro.....	50
5.4.4. Despesas com Arrendamentos de Terras.....	50
5.4.5. Encargos	50
5.4.6. Impostos	51
6. Resultados.....	53
6.1. Análise do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida	53
6.2. Fluxo de Caixa.....	54
6.3. Análise da TIR e VPL	55
6.4. Análise de Sensibilidade.....	56
7. Conclusão	58
Referência Bibliográfica.....	60
Anexo 1 - Demonstração de Resultado do Exercício (DRE)	63
Anexo 2 - Demonstração de Fluxo de Caixa (DFC)	65
Anexo 3 – Balanço Patrimonial.....	67

Introdução

Hoje em dia, a matriz energética mundial ainda é dependente de fontes de energia que apresentam finitude de recursos, também conhecidas como energias não renováveis. Atualmente, mais de 80% da matriz energética mundial é composta por combustíveis não renováveis (MME/EPE, 2019), sendo a maior parte proveniente dos combustíveis fósseis, como o petróleo, carvão mineral e o gás natural. Porém, frente a finitude de recursos desse tipo e ao impacto ambiental negativo que a larga utilização de combustíveis fósseis traz para o mundo, a diversificação da matriz energética dentro dos países está crescendo a cada dia.

A diversificação pode trazer uma posição privilegiada para os países que nela investem, uma vez que garante uma menor dependência da oferta de combustíveis fósseis no mundo, bem como pode incentivar o investimento em novas tecnologias que se mostram mais eficazes e lucrativas.

Neste contexto, a utilização de fontes de energias renováveis está se expandindo pelo mundo, e já é uma realidade para muitos países. Essas fontes de energia se caracterizam principalmente por uma oferta de recursos inesgotável, já que eles se regeneram espontaneamente ou por meio da intervenção humana.

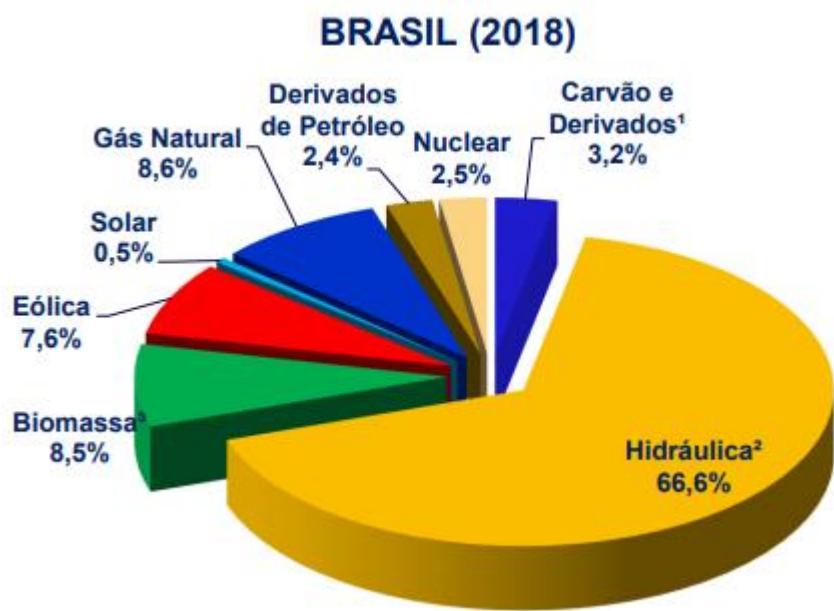
Além da infinidade dos recursos, um outro aspecto extremamente positivo das fontes de energias renováveis, quando comparadas às não renováveis, é o baixo impacto ambiental. O uso descontrolado de combustíveis fósseis foi o principal fator para a ampliação exponencial da liberação de CO₂ na atmosfera, e consequentemente do aumento do efeito do aquecimento global. As fontes de energias renováveis não geram, ou geram poucos resíduos, o que garante um impacto ambiental muito baixo. Hoje, já foram desenvolvidas inúmeras fontes de geração de energia por meio de fontes renováveis, como a biomassa da cana, a hidráulica, geotérmica, solar e principalmente a fonte que é objetivo deste trabalho, a energia eólica.

No Brasil, a participação das energias renováveis é extremamente alta quando comparada com o resto do mundo. Aqui, 45,3% da energia gerada em 2018 veio de fontes renováveis, um número superior aos 43,0% de 2017, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (MME/EPE, 2019), o que comprova que a diversificação da matriz energética é uma realidade crescente no nosso país.

Quando se observa a participação de energias renováveis na geração de energia elétrica, o número fica ainda maior. Segundo o Balanço Energético Nacional 2019 (MME/EPE, 2019),

83,3% da energia gerada pela matriz elétrica brasileira em 2018 é proveniente de fontes renováveis. Como é possível analisar no gráfico a seguir, as fontes de energias renováveis utilizadas no Brasil são principalmente a Energia Hidráulica e a Biomassa de Cana, representantes de 66,6% e 8,5% da matriz elétrica brasileira em 2018, respectivamente.

Figura 1 – Distribuição de Fontes de Energia Elétrica no Brasil



Fonte: MME/EPE (2019)

Na última década, no Brasil, houve um crescimento acentuado de outras fontes de energias renováveis, e uma delas é a energia eólica. O crescimento da participação da fonte de energia eólica no Brasil se iniciou com o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas), iniciativa do governo federal que tem como objetivo aumentar a participação de fontes de energia renováveis na produção de energia elétrica. No período de 2007 até 2018, o montante total de potência instalada para geração de energia elétrica por meio de fontes eólicas cresceu de 0,2 GW para aproximadamente 15 GW (ANEEL, 2019).

No entanto, o PROINFA não foi o maior responsável pelo exponencial crescimento das fontes de geração de energia eólica na matriz elétrica brasileira. A criação dos Leilões de

Comercialização de Energia Nova, criados pelo Governo Federal, foram os principais responsáveis por esse grande crescimento.

Esses leilões, que tem como objetivo atender ao aumento da demanda de energia, permitem a concorrência entre os agentes do setor pela demanda de menor preço, ou seja, os agentes que oferecem a menor tarifa para o consumidor final acabam vencendo a negociação. Quem ganha, neste caso, tem o direito de produzir e comercializar energia por intermédio de uma usina que ainda será construída. A CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) é responsável por esses leilões de energia, sendo a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) a responsável por controlar a CCEE.

Entre 2009 e 2018, foram contemplados nos leilões de comercialização de energia elétrica, promovidos pela CCEE, quinhentos e onze parques de geração de energia eólica. Como já citado acima, o potencial instalado de geração de energia elétrica por meio de fontes eólicas cresceu mais de 73 vezes (ANEEL, 2019).

O exponencial crescimento da participação de fontes de energia eólica na matriz elétrica brasileira, casada com o aumento do incentivo do governo e a necessidade de diversificação e renovação da matriz elétrica brasileira fez com que o número de investimento nesses projetos aumentasse.

Dessa maneira, este trabalho tem como objetivo **analisar a viabilidade de implementação de um projeto eólico na Região Nordeste por meio de financiamento de longo prazo pelo BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Social e Econômico)**.

No ano de 2019, ocorreu um Leilão de Energia Nova no formato de leilão A-6, no qual as usinas têm o limite de seis anos para entrar em operação comercial. É justamente esse leilão que será analisada neste trabalho. Busca-se definir, ao longo do trabalho, os valores necessários de investimento inicial para tornar viável a implementação do projeto eólico do leilão citado, bem como a expectativa de pagamento do financiamento e o retorno para os acionistas do negócio.

Para validar a viabilidade do empreendimento, utilizou-se ferramentas de análise de investimentos, tais como Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR).

SEÇÃO 1 - BRASIL: CENÁRIO DA ENERGIA RENOVÁVEL, COM ÊNFASE EM ENERGIA EÓLICA

Assim como no mundo, a transformação da matriz energética brasileira, visando a maior participação de energias renováveis, é uma realidade. A Oferta Interna de Energia no Brasil, a partir de 2009, sempre teve mais de 40% de participação de fontes de energia renováveis (MME/EPE, 2019), o que posiciona o país como uma das potências mundiais quando o assunto é a geração de energia limpa. Ao analisar mais especificamente para a matriz elétrica nacional, é possível notar que, hoje em dia, menos de 20% da energia elétrica gerada no país provém de fontes não renováveis (MME/EPE 2019). Apesar de já ter uma matriz elétrica com grande participação de energias renováveis, desde a assinatura do acordo de Paris, em 2015, o Brasil se comprometeu a aumentar ainda mais a participação de fontes de energias renováveis. Para isso, o governo vem lançando iniciativas e se utilizando amplamente dos Leilões de Energia Elétrica, a qual será amplamente comentada neste estudo, para que esse objetivo seja alcançado.

Com o país se mobilizando para garantir que a matriz elétrica se diversifique, é esperado um crescimento expressivo da participação das energias limpas quando comparado com os anos anteriores. Esse crescimento vai ser acompanhado pelo aumento da importância de fontes de energia pouco utilizadas até então, como é o caso das energias eólica e a solar.

O cenário de consumo de energia elétrica no Brasil, atualmente, já é extremamente positivo. Segundo o Balanço Energético Nacional 2019 (MME/EPE, 2019), 83,3% da energia elétrica gerada no Brasil vem de fontes renováveis, uma participação muito alta quando comparamos com outros países do mundo, e principalmente na comparação com outros países em desenvolvimento. Porém, é possível perceber no gráfico da Figura 1 que as usinas hidrelétricas são as maiores responsáveis pela grande participação das fontes de energia renováveis na oferta de energia interna no Brasil, já que representam 66,6% do total da oferta interna de energia elétrica.

Também é possível observar no gráfico da Figura 1 que a participação de derivados de petróleo, carvão e gás natural ainda possuem uma participação relevante na geração de energia elétrica. Contudo, pelo Acordo de Paris, do qual o Brasil é signatário, e pelo esforço global para redução da emissão de CO₂, a tendência é que, nos próximos anos, essas fontes de energia sejam substituídas gradativamente pelas fontes de energia limpa.

Além da energia gerada pelas hidrelétricas, que sempre teve um papel importante na matriz energética brasileira, outras fontes de energia vêm ganhando relevância, como a energia eólica e a solar, por exemplo. A energia gerada pela biomassa ou bagaço de cana também tem uma participação significativa na geração de energia elétrica no Brasil (MME/EPE, 2019), porém, não apresenta a mesma capacidade de expansão do que as duas supracitadas.

Desde 2015, a oferta interna de energia solar já aumentou quase 60 vezes, o que mostra um grande investimento do país na ampliação dessa fonte de energia limpa, por meio da criação de parques de energia solar que são capazes de transformar a energia do sol em energia elétrica.

Do mesmo modo, quando falamos em energia eólica, a oferta interna cresceu quase 73 vezes desde 2006, fator que faz dela uma fonte promissora e com um potencial enorme de crescimento em nosso país. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 (BRASIL, 2019) a ideia é aumentar o potencial instalado de energia eólica de aproximadamente 15GW para 39,5GW.

Isso se torna possível porque no Brasil, diversas regiões, como a Região Sul e, principalmente a Região Nordeste, mostram ser uma ótima localização para a implementação de parques de geração de energia devido a características dos ventos que possuem.

1.1. Visão Geral da Implementação de Parques Eólicos no Brasil

Como discutido, a diversificação da matriz elétrica nacional trouxe relevância para os projetos de implementação de fontes de energia eólica. A implementação de novos parques eólicos no país se dá principalmente na Região Nordeste, o que é explicado pelas características essenciais dos ventos no litoral nordestino, que são bastante intensos, unidirecionais, constantes, sem rajadas e conseguem manter-se em velocidades superiores a oito metros por segundo em 80% do tempo (MME/EPE, 2019).

As usinas eólicas se caracterizam por gerar a energia elétrica por intermédio dos ventos. Nessas usinas, grandes rotores ligados a pás e sustentados por uma torre são instalados em locais estratégicos em relação à quantidade e velocidade dos ventos. O giro da pá, causada pelos ventos, é a energia motriz para que os rotores transformem a energia cinética dos ventos em energia mecânica, que posteriormente é transformada em energia elétrica (MELO, 2012). A Região Nordeste do Brasil tem uma posição privilegiada para a implementação de usinas eólicas, graças a grande quantidade e a velocidade dos ventos, e por isso vem recebendo

investimento massivo nesse setor, principalmente nos estados do Ceará, Pernambuco e do Rio Grande do Norte.

De acordo com estimativa do Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia para Mudanças Climáticas (INCT-Clima), considerando as novas tecnologias e a utilização de torres que posicionam rotores a mais de 100 metros de altura, o potencial eólico viável do brasil pode chegar a 522 GW de potência. Hoje, temos 53 parques eólicos instalados no país, segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica, 2017), totalizando aproximadamente 15 GW de potência.

1.2. Vantagens Econômicas da Criação de Parques Eólicos

Além de garantir a diversificação da matriz de energia elétrica brasileira, a implementação de novos projetos eólicos impulsiona também o desenvolvimento social e econômico da região em que são inseridos, por meio da geração de empregos e renda para as populações locais, e da geração de investimento em zonas desfavorecidas.

O grande esforço do governo brasileiro para ampliação dos parques de energia eólica, somados aos inúmeros leilões que foram realizados nos últimos anos para a ampliação do potencial eólico instalado vai garantir que, dentro dos próximos anos, novos parques sejam construídos na Região Nordeste. Essa é a região que, como comentado, tem o posicionamento geográfico mais privilegiado para a criação de parques eólicos, e esse fator está sendo responsáveis por uma crescente taxa de geração de empregos na construção de parques eólicos naquela região, o que vem contribuindo diretamente para o desenvolvimento da mesma.

Além da geração de empregos, renda, e de investimento, os parques eólicos têm outras vantagens. Uma delas é que os seus terrenos são compatíveis com outros usos. Assim, além da geração da energia elétrica, o terreno dos parques eólicos pode ser utilizado para outras finalidades, como a agricultura e a criação de gado, aumentando o aproveitamento da terra.

Outras vantagens econômicas que podem ser citadas são: a pouca necessidade de manutenção dos parques eólicos após a sua implementação, o que caracteriza esses parques como uma ótima fonte de investimento a longo prazo; a redução da emissão de CO₂ garante um acúmulo de poupança, graças a menor necessidade de compra de direitos de emissão de CO₂ por cumprir Protocolo de Quioto, além da diminuição de penalizações por não cumprir.

1.3. A Energia Eólica no Brasil: Vantagens para o Ambiente

Como visto no decorrer deste texto, a geração de energia elétrica por meio de parques de energia eólica vem ganhando espaço na matriz brasileira. Existem inúmeros motivos para essa expansão, que levam em consideração principalmente as vantagens ao meio ambiente e também as vantagens econômicas, já detalhadas em partes anteriores do texto.

Sua principal vantagem ambiental reside no fato de se tratar de uma energia renovável, uma vez que o recurso necessário para a produção da energia eólica (o vento) não se esgota e não polui o meio ambiente. Apesar de enfrentar variações sazonáveis, que são comuns em todo o planeta, existe uma constância que é observada e estudada há muito tempo.

Além disso, não existe a produção de resíduos que poluem o meio ambiente, o que caracteriza a energia eólica como uma fonte de energia limpa. Tais virtudes se mostram cada vez mais necessárias, visto que o aquecimento global vem ganhando grandes proporções, como consequência da grande emissão de gases poluentes na atmosfera, fato que tem tomado a agenda de muitos países visando a redução das emissões de dióxido de carbono (CO₂), um dos maiores vilões quando o assunto é aquecimento global. Como já citado, o Brasil foi um dos países que se comprometeu em reduzir suas emissões de gases de efeito estufa, e um dos pilares da estratégia brasileira para atingir a meta estipulada é ampliar a participação de fontes de energias limpas, como a energia eólica, em sua matriz energética.

Em suma, a energia eólica traz consigo uma certeza de recursos infinitos, garantindo que não será necessário encontrar outra solução de produção de energia no futuro, além de garantir que vamos produzir energia de uma maneira que não prejudique o ambiente a nossa volta.

1.4. Investimento Necessário para a Construção de um Parque Eólico

O investimento inicial necessário para a construção de um parque de energia eólica é alto, pelo motivo de que os geradores utilizados para a geração da energia eólica terem um grande valor agregado, devido a tecnologia empregada. Porém, apesar do alto investimento inicial, os custos de manutenção das turbinas de geração elétrica não são tão elevados.

Dessa maneira, a criação de um parque de energia eólica requer um investimento inicial considerável, que, contudo, pode gerar um grande retorno após alguns anos de operação. Isso acontece porque após a completa implementação do parque e o início da geração de energia elétrica, os custos fixos são baixos, fazendo com que o empreendimento possua uma boa margem e o investimento se pague com o passar dos anos.

Adicionalmente, devido aos grandes incentivos federais visando a diversificação da matriz energética através da implementação dos leilões de energia, investir em geração de energia de fontes renováveis está se tornando cada vez mais atrativo do ponto de vista econômico, acarretando enorme crescimento do investimento para o setor. Para garantir esse crescimento, o governo busca trazer segurança para o alto investimento que é feito pelos empreendedores dispostos a construir e gerenciar parques eólicos por meio das definições de regras e procedimentos dos leilões que sustentem essa premissa.

Os leilões proporcionam aos investidores um contrato de fornecimento de longo prazo, garantindo que a energia gerada será vendida a um preço pré-estipulado, fazendo com que o empreendimento não fique suscetível a possíveis ciclos de baixa para o preço de energia. Tal dinâmica gera um conforto para quem investe em relação ao provisionamento de geração de receita, fazendo com que a rentabilidade do investimento seja menos complexa de avaliar, estimulando mais empresas a participarem dos leilões e investirem em energia renovável.

Além da garantia do investimento, o governo também criou diversos programas com o objetivo de financiar e apoiar o desenvolvimento dessa infraestrutura, como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, e, principalmente, a linha de crédito Finem do BNDES.

Visto isso, a partir de agora será possível entender de forma mais detalhada outros dois aspectos que serão importantes para a construção desse projeto: o objetivo e o funcionamento dos leilões de energia no Brasil; e a dinâmica de um financiamento feito por meio do BNDES para a construção de um parque de energia eólica.

SEÇÃO 2 - LEILÕES DE ENERGIA

Toda a comercialização de energia elétrica no Brasil é realizada em duas diferentes áreas do mercado: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Apesar de terem características diferentes, a comercialização realizada nos dois ambientes citados é controlada pela CCEE.

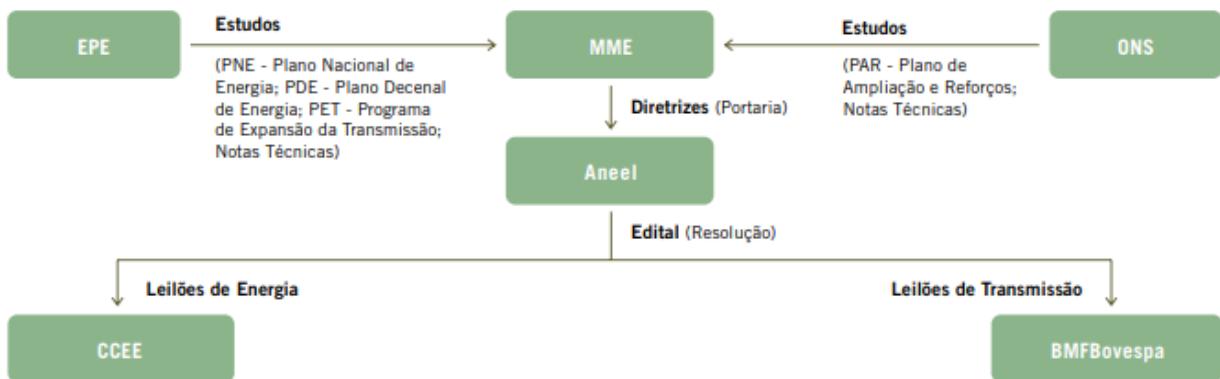
O ACL se caracteriza principalmente por permitir uma livre comercialização entre comprador e vendedor mediante Contratos de Compra e Venda de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). Dessa maneira, as regras para contratação, o tipo de contrato que é fechado e até o preço é definido por meio de uma negociação entre as duas partes interessadas no negócio. Vale ressaltar que assim, o preço no ACL está sempre sujeito às variações do mercado entre oferta e demanda, o que pode impactar bastante o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que determina os preços do mercado de curto prazo e é a base para o ambiente livre (ANEEL, 2020).

Já o ACR é sujeito a inúmeras Regras e Processos, o que o torna um ambiente mais burocrático. Toda a burocracia envolvida no ACR é definida pela CCEE e aprovado pela ANEEL. Ele se caracteriza por ser o ambiente que regulariza o comércio de energia elétrica por leilões de energia (ANEEL, 2020).

Os leilões de energia são a principal forma de contratação de energia elétrica no nosso país. Por meio deles, são negociados os contratos de suprimentos de energia, possibilitando uma concorrência entre os agentes do setor de energia elétrica, que são responsáveis pela geração, transmissão e distribuição da energia elétrica no país. Vale ressaltar que os leilões foram criados com o objetivo de garantir o atendimento da demanda de energia no ACR.

A Figura 2 representa a governança dos Leilões de Energia no Brasil. A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), autarquia em regime especial que é vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), tem como objetivo regular o setor elétrico brasileiro, em nível nacional, desde a geração e transmissão, até a distribuição e comercialização de energia elétrica. Também é da ANEEL a responsabilidade de fiscalizar as concessões e os agentes do setor, além de promover atividades de outorga.

Figura 2 – Governança dos Leilões de Energia



Fonte: Instituto Acende Brasil (2012)

É a ANEEL também quem controla a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), uma entidade sem fins lucrativos que é a responsável pelo gerenciamento e comercialização da energia elétrica no Brasil. É ela quem realiza as operações e contas de compra e venda de energia, e também quem administra os contratos estabelecidos nas negociações. Vale ressaltar que, apesar da responsabilidade da CCEE de gerenciar o comércio de energia mediante os Leilões de Energia, todas as Regras e Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades precisam ser aprovadas pela ANEEL (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

2.1. Tipos de Leilões de Energia

Existem diversos tipos de leilões no Brasil, cada qual com suas características e finalidades. Não obstante, como já citado previamente, os leilões são o principal instrumento de contratação de energia elétrica no país, e são o cerne de um arranjo estabelecido para coordenar a expansão e organização do Setor Elétrico Brasileiro, além de serem os principais responsáveis pela livre concorrência no mercado entre agentes do setor e novos empreendedores. Isso tem contribuído para a redução de gastos e prazos menores para instalação de sistemas de geração e transmissão de energia (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

Os leilões se dividem em *clusters* que tem o objetivo de agrupá-los de acordo com seu objetivo. A primeira divisão ocorre para separar os leilões de acordo com sua finalidade principal, dividindo-os em: Leilões de Transmissão, Leilões de Distribuição e Leilões de Geração.

Os Leilões de Transmissão têm como objetivo garantir a expansão das redes de transmissão que compõem a rede básica do Sistema de Interligado Nacional (SIN). Os custos de instalação dessa rede são remunerados por meio da Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST), contribuição recolhida de todos os usuários da Rede Básica (ANEEL, 2020).

Os Leilões de Distribuição têm como objetivo garantir a expansão das redes de distribuição de energia elétrica para o consumidor final. É ele que concede para empresas o direito de levar a energia para as casas e prédios que necessitam do serviço de energia. Porém, vale ressaltar que o último Leilão de Distribuição aconteceu em 2013 (ANEEL, 2020).

Os Leilões de Geração são aqueles com a finalidade de aumentar a produção total de energia elétrica no nosso país. Eles são realizados com base nas demandas das distribuidoras por uma maior quantidade de energia do que a que é gerada atualmente (ANEEL, 2020).

Neste trabalho, será feita uma análise que leva em consideração um Leilão de Energia Nova, que se enquadra na categoria dos Leilões de Geração. Além do já citado, o Leilão de Geração tem as seguintes categorias: Leilão de Fontes Alternativas, Leilão de Energia de Reserva, Leilão de Energia Existente e Leilão de Ajuste, como descrito a seguir.

Os Leilões de Fontes Alternativas têm o objetivo de aumentar a participação das fontes eólica, biomassa e hidráulica através de PCHs (Pequena Central Hidrelétrica) e CGHs (Centrais de Geração Hidrelétrica). Foi uma alternativa escolhida pelo governo para a continuação do PROINFA, e visa garantir que até 2032 dez por cento do consumo anual de energia elétrica no Brasil seja proveniente de fontes eólicas ou de pequenas centrais hidrelétricas (CCEE, 2020).

Os Leilões de Energia Existente se caracterizam principalmente pela realização de contratação de energia em usinas que já estão prontas e com investimentos pagos. Ou seja, são leilões que regulamentam a recontratação de energia. A Energia existente é comercializada de forma segregada, mediante contratos de alguns meses (Leilões de Ajuste) ou mediante contratos de 3 a 15 anos (Leilões A-1). Essa segregação permite a redução de custos de captação de

recursos financeiros para a expansão do sistema ao permitir uma maior flexibilidade no contrato para os distribuidores se protegerem dos riscos do mercado (CBIE, 2020).

Os Leilões de Energia de Reserva têm como objetivo aumentar a segurança ao fornecer energia, por meio do Sistema Interligado Nacional (sistema de coordenação e controle que congrega o sistema de produção e transmissão de energia elétrica no país), sendo também utilizados para implementação de políticas energéticas que visam a promoção de fontes específicas na matriz elétrica. Esses leilões estão focados principalmente nas fontes eólica, biomassa, hidráulica (PCHs e CGHs) e nuclear (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

Já os Leilões de Ajuste têm como objetivo complementar o montante que já foi comercializado anteriormente em outros tipos de Leilão, garantindo que as distribuidoras tenham a quantidade necessária de energia para atender a demanda do consumidor final. Em suma, esses leilões representam uma estratégia de mitigação de risco para as distribuidoras, garantindo a possibilidade de ajuste na energia em que eles pretendem comercializar (CBIE, 2020).

Agora, será discutido com um número mais de detalhes o funcionamento dos Leilões de Energia Nova, o qual será tratado nesse estudo.

2.2. Leilões de Energia Nova

Os Leilões de Energia Nova (LEN), objeto central deste estudo, são organizados pelo governo com o objetivo de promover a expansão do parque gerador de energia no Brasil, para que seja possível atender à crescente demanda do mercado regulado, o ACR, além de promover a diversificação da matriz energética do país.

De acordo com a publicação Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análise e Recomendações, 2012, do Instituto Acende Brasil, neste tipo de leilão os empreendedores concorrem para a instalação e operação de usinas de geração. Assim, esses Leilões são responsáveis por promover uma concorrência pelo mercado futuro de energia. Os montantes a serem contratados são calculados todo ano e definidos com base na projeção de demanda das distribuidoras nas suas respectivas áreas de concessão.

O empreendimento vencedor de um leilão de energia nova recebe como contrapartida um contrato de comercialização de energia de longo prazo, normalmente algo entre 15 e 30 anos, o que assegura a comercialização de energia por todo o período de concessão. Os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) fixam os preços e as quantidades de energia contratados pelos empreendimentos no período, sendo que tais preços são reajustados anualmente pela inflação (CCEE, 2020).

Existem tipos diferentes de Leilões de Energia Nova, que se diferenciam principalmente pelo tempo limite estabelecido para a instalação dos novos empreendimentos. Existem os Leilões A-6, A-5, A-4 e A-3, que são leilões em que o vencedor tem o prazo de, respectivamente, seis, cinco, quatro e três anos até iniciar a produção. Neste estudo, será analisado um caso que envolve um leilão do tipo A-6.

Essa discretização permite a contratação de novos empreendimentos e facilita a livre concorrência para o atendimento do crescimento da demanda, uma vez que aloca o risco de projeções erradas de crescimento de demanda por energia elétrica nos empreendimentos já existentes.

Além disso, esses tipos de leilões são abertos para as mais variadas fontes, e visam atender a demanda de energia ao menor custo para o consumidor. Ou seja, vence o leilão o empreendedor ou a empresa que consegue realizar a melhor oferta garantindo o menor valor de venda possível para a energia.

Os Leilões de Energia Nova são compostos por duas fases, e cada uma delas é composta por duas etapas. Na Primeira Fase do Leilão, os empreendedores vão concorrer entre si pelo direito de participar da Segunda Fase. Para isso, na Primeira Fase os empreendedores devem fazer ofertas por aproveitamentos hidrelétricos que são cadastrados pela EPE (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012). Todos esses potenciais hidrelétricos que são ofertados na Primeira Fase possuem potência superior a 50 MW.

Para que os empreendedores possam conhecer com antecedência os aproveitamentos hidrelétricos em que irão dar uma oferta, o EPE libera para análise os Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica, Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e correspondente Relatório de Impacto Ambiental (RIMA). Esses estudos são os maiores responsáveis pelo balizamento das ofertas feitas.

Assim, na primeira etapa da Primeira Fase, denominada Etapa Inicial, os empreendedores interessados nos aproveitamentos hidrelétricos ofertados devem inserir no sistema uma oferta única de preço pelo qual terá disponibilidade de vender a energia proveniente para o atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras. O número de empreendedores que podem inserir uma oferta é ilimitado. Vale ressaltar que antes do leilão sempre é definido um Preço de Referência, que representa o preço máximo permitido para cada empreendimento de aproveitamento elétrico (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2020).

Ao fim do tempo estipulado para a Primeira Fase do leilão, o sistema analisa as ofertas e define qual a oferta vencedora com base no critério da menor tarifa (inciso VII, do art.20, do Decreto nº5.163/2004). Em suma, o vencedor é aquele que oferta a energia elétrica pelo menor preço por MWh. Caso a diferença entre as duas menores ofertas seja menor que cinco por cento, temos uma segunda etapa da Primeira Fase, denominada Etapa Contínua, em que os dois empreendedores que ofertaram os menores preços no lance competem entre si novamente através de ofertas correspondentes ao preço de comercialização, e o empreendedor que der a menor oferta vence.

Os empreendedores que vencerem a Primeira Fase ganham o direito de participar da Segunda Fase, juntamente com outros empreendedores, que antes do início da Primeira Fase já tinham cadastrado no Leilão outros projetos de aproveitamento elétrico por iniciativa própria (CCEE, 2020). Esses projetos podem ser representados por Pequenas Centrais Elétricas, Termelétricas e parques eólicos.

Assim, na Segunda Fase, os empreendedores participam cada qual com seu próprio empreendimento. Porém, é permitido que empreendedores façam ofertas por lotes de energia de qualquer um dos empreendimentos cadastrados. A ideia é que agora eles disputem entre si pelo direito de assinar contratos de longo prazo de comercialização de energia (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

A Segunda Fase acontece até que a quantidade de energia ofertada se iguale a quantidade demandada, que é a quantidade solicitada pelas distribuidoras para atender ao crescimento da demanda de energia. Esse gatilho para o final do Leilão é o que garante a concorrência entre os empreendedores que estão participando do mesmo, uma vez que participar da Segunda Fase não significa conseguir um contrato de comercialização. Por esse motivo, o potencial elétrico

dos empreendimentos cadastrados costuma sempre ser maior do que a quantidade total demandada.

Assim, os empreendedores que derem as melhores ofertas pelos lotes de energia disponível são os que conseguem primeiro os contratos de comercialização de energia de longo prazo, conhecidos como CCEAR's (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado) (CCEE, 2020). Esses contratos são controlados pela CCEE, que é a responsável pelos Leilões.

SEÇÃO 3 - BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL

Apresentados os aspectos gerais sobre energia eólica no Brasil e os métodos de comercialização de energia nova por meio dos leilões, o próximo passo é discorrer sobre o modelo de financiamento que será analisado neste projeto. Para tal, se faz necessário explicar a principal finalidade do BNDES, que consiste em fomentar o investimento em infraestrutura no país, e em especial no setor elétrico. Posteriormente, será possível entender sobre a linha de financiamento FINEM (PRODUTO FINEM).

3.1. Finalidade do BNDES

Neste tópico, o objetivo é discorrer sobre o apoio do BNDES ao setor elétrico, principalmente no contexto dos empreendimentos elétricos. Para isso, será contextualizada a atuação do BNDES junto à projetos de infraestrutura no Brasil, principalmente em aspectos relacionados à dimensão e dinâmica de adquirência e pagamento dos financiamentos.

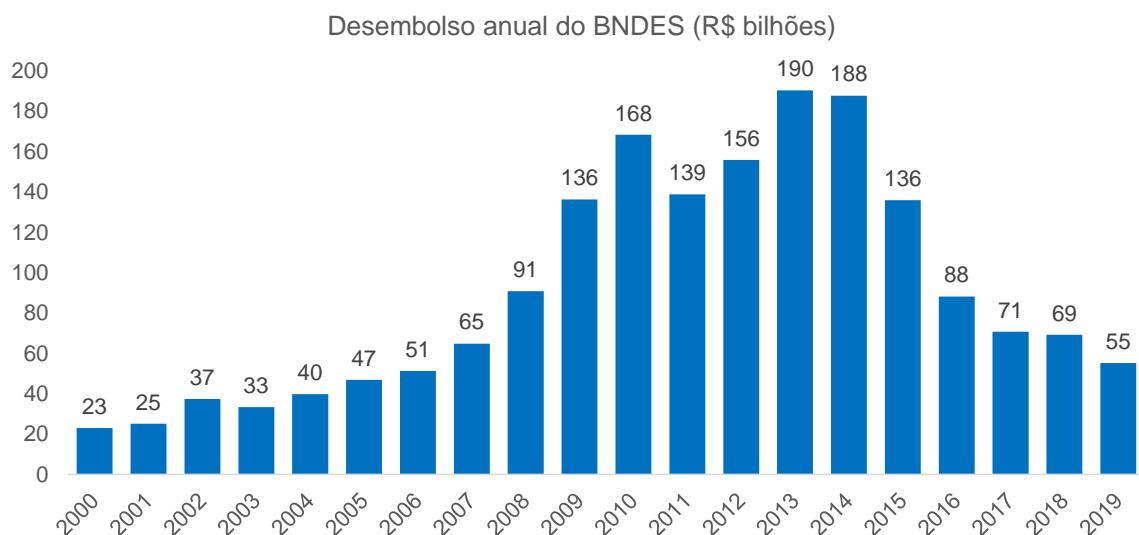
De modo geral, o BNDES trabalha com a finalidade de garantir a expansão do PIB brasileiro, principalmente por meio do apoio na expansão dos investimentos, de forma que possibilite que o Brasil cresça de maneira constante e orgânica, de modo a gerar uma menor ocorrência de gargalos de infraestrutura (BNDES, 2020).

Para tanto, o órgão desembolsa grande montante de dinheiro por meio da concessão de linhas de crédito, impulsionando assim os investimentos necessários para a expansão dos empreendimentos do país. Os desembolsos do BNDES são feitos em todo o país, e abrange os mais diversos os setores, como atividade agropecuária, indústria, infraestrutura, comércio e serviços, além de seus subsetores (BNDES, 2020).

Os focos dos investimentos são em organizações que atendam os critérios de prioridade do BNDES, que são a inclusão social, criação de emprego e renda, além de geração de divisas. Geralmente, o setor de infraestrutura lidera os desembolsos por ano, segundo o próprio site do BNDES (BNDES, 2020). A Figura 3 apresenta os desembolsos realizados pelo BNDES durante o período de 1995 até 2019, mostrando que nos últimos anos tivemos uma diminuição considerável do montante total desembolsado, muito em conta da grave crise financeira

atravessada pelo país durante nos últimos anos, que apresentou recessão nos anos de 2015 e 2016, além das denúncias de corrupção envolvendo financiamentos realizados pelo banco.

Figura 3 – Evolução do desembolso total do BNDES nos últimos anos



Fonte: adaptado do BNDES (2020)

O apoio financeiro do BNDES aos empreendedores pode se dar por meio de financiamentos, recursos não reembolsáveis e subscrição de valores mobiliários (MELO, 2012). Este estudo visa aprofundar mais no modelo de financiamento.

A instituição tem várias modalidades de financiamento disponíveis, que se dividem em diferentes produtos (linhas de crédito) e que atendem diferentes tipos de empreendimentos. Cada produto tem suas especificidades e regras particulares em relação às condições financeiras e sobre o procedimento operacional de financiamento. Isso ocorre justamente pelo fato dos produtos serem modelados para atender diferentes tipos de empreendimentos, visando garantir a adequação aos objetivos de cada linha de financiamento.

A linha de crédito FINEM é a mais utilizada em projetos de infraestrutura. Dentre esses projetos, estão os empreendimentos elétricos. Na Tabela 1, podemos observar o desembolso do BNDES em relação à infraestrutura ao longo dos anos, e a quantidade desse investimento que foi direcionado somente para empreendimentos visando a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Vale ressaltar que grande parte do desembolso com energia elétrica é direcionado para o desenvolvimento de fontes alternativas, dentre elas a energia eólica (MELO, 2012).

Tabela 1 – Comparação do Desembolso do BNDES: Infraestrutura e Energia Elétrica

Ano	Desembolso em projetos de infraestrutura (R\$ milhões)	Desembolso em projeto de energia elétrica (R\$ milhões)	Participação dos projetos de energia elétrica no total desembolsado (%)
1995	1.172	648	55%
1996	2.992	1.441	48%
1997	8.070	5.736	71%
1998	7.898	3.673	47%
1999	6.205	1.813	29%
2000	8.474	1.337	16%
2001	7.160	1.130	16%
2002	12.667	8.705	69%
2003	9.568	5.027	53%
2004	14.277	6.500	46%
2005	15.874	4.589	29%
2006	15.814	3.207	20%
2007	25.633	6.371	25%
2008	35.096	8.644	25%
2009	48.653	14.165	29%
2010	52.424	13.600	26%
2011	56.096	15.958	28%
2012	52.898	18.887	36%
2013	62.175	19.935	32%
2014	68.952	19.018	28%
2015	54.897	21.899	40%
2016	25.907	9.607	37%
2017	26.854	13.842	52%
2018	30.433	15.841	52%
2019	24.407	13.163	54%

Fonte: adaptado do BNDES (2020)

Agora, a partir do entendimento do montante que o BNDES desembolsado para o financiamento do desenvolvimento da infraestrutura de energia do país, é possível aprofundamento no funcionamento da Linha de Financiamento do FINEM, que será utilizada para análise neste estudo, e que representa a maior parte dos investimentos em parques eólicos.

3.2. Financiamento de Longo Prazo através da Linha de Crédito BNDES Finem

Conforme comentado, as modalidades de apoio financeiro do BNDES se dividem em diferentes linhas de financiamento (produtos). O produto responsável por grande parte do apoio financeiro na infraestrutura é o FINEM, que também se divide em diversas linhas de investimento. Os empreendimentos eólicos se enquadram na linha de Infraestrutura/Energias Alternativas, que visa financiar projetos que vão contribuir para a diversificação da matriz energética brasileira.

O financiamento, em qualquer modalidade, pode se dar de duas formas: direta, quando o financiamento é realizado pelo próprio BNDES; ou indireta, quando o financiamento é realizado por intermédio de instituição financeira credenciada.

Essas duas formas de financiamento resultam em diferenças nas condições de financiamento e de operacionalização da operação. Na operação direta, por exemplo, a taxa de juros do financiamento é composta pelo custo financeiro (Taxa de Longo Prazo – TLP), que é calculada com base na Taxa de Inflação e na Taxa Fixa de Juros; remuneração básica do BNDES, que pode ser de 0,9% a.a. ou de 1,3% a.a., dependendo das características do financiamento; e taxa de risco de crédito (até 3,57% a.a.), calculada pela área de crédito do BNDES e levando em consideração o risco e os prazos de financiamento. Na Figura 4, podemos o funcionamento das taxas com base nos itens financiados.

Figura 4 – Taxas de juros de financiamento para operação direta

Empresas			
ITENS FINANCIADOS	Custo financeiro	Remuneração do BNDES	Taxa de risco de crédito
Energia solar >			
Energia de resíduos sólidos >	TLP	0,9% ao ano (a.a.)	Variável conforme risco do cliente e prazos do financiamento
Demais fontes >		1,3% ao ano (a.a.)	

Fonte: BNDES (2020).

Nas operações indiretas, o custo financeiro continua sendo com base na TLP, e a taxa do BNDES tem valores de 1,05% a.a. até 1,45% a.a., dependendo do item financiado. Porém, nessa modalidade, não existe a cobrança da taxa de risco de crédito, uma vez que o risco é assumido pela instituição financeira que realiza o intermédio da negociação, e não pelo BNDES. Nessa situação, o BNDES faz a cobrança de uma outra taxa, a taxa de intermediação

financeira de 0,5% a.a., a ser paga apenas pelas grandes empresas, isentando pequenas e médias empresas que necessitam do investimento. Além disso, a taxa do agente financeiro que está intermediando a negociação é definida em uma negociação entre a instituição e o cliente final. Na Figura 5, podemos ver de forma detalhada como são cobradas as taxas com base no item financiado.

Figura 5 – Taxas de juros de financiamento para intermédio de operação

ITENS FINANCIADOS	Custo financeiro	Taxa do BNDES	Taxa do agente financeiro
Energia solar >			
Energia de resíduos sólidos >	TLP	1,05% ao ano (a.a.)	Negociada entre a instituição e o cliente
Demais fontes >		1,45% ao ano (a.a.)	

Fonte: BNDES (2020)

Ainda no âmbito das características do financiamento a empreendimentos pelo Produto BNDES Finem, temos que o prazo de amortização máximo é de 16 anos, descontando o período de utilização dos recursos e a carência concedida, que depende da negociação. Além disso, vale ressaltar que a participação máxima do BNDES se limita a 80% dos itens financiáveis (BNDES, 2020).

As garantias da operação direta acontecem durante a análise do investimento, e deve corresponder a no mínimo 130% do valor da operação de financiamento, podendo ser reduzido para até 100% em determinadas condições. As garantias são estruturadas de modo a diminuir o risco do banco desde o início do período até a quitação total da dívida contraída para a sua viabilização (MELO, 2012).

Assim, para o cálculo da garantia, é elaborada uma análise de risco de crédito envolvendo a fase de implementação do parque eólico e a fase de operação efetiva (com geração de receita). Vale ressaltar que a definição da garantia deve ser definida projeto a projeto, para assim viabilizar e se adequar a projetos que apresentam níveis de riscos diferentes. A classificação de riscos, feita para definir a garantia e outras características do financiamento, envolve aspectos qualitativos e quantitativos, e varia muito de projeto para projeto. Como mencionado acima, essa classificação é utilizada no caso de operações diretas, como parte da taxa de juros total do parque eólico financiado. Essa classificação é calculada pela área de crédito do BNDES.

SEÇÃO 4 - ANÁLISE FINANCEIRA E MODELAGEM

Este capítulo tem como objetivo apresentar ao leitor quais conceitos e métodos serão utilizadas para a realização da avaliação da viabilidade do investimento estudado. Como já foram apresentados todos os aspectos relativos aos Leilões de Energia Nova e também ao Produto BNDES Finem, já é possível entender quais ferramentas de análise de investimento serão utilizadas na modelagem econômico-financeira.

4.1. Valor Presente Líquido (VPL)

O valor presente líquido é um critério muito utilizado por especialistas em finanças, uma vez que ele pode trazer com clareza para os investidores qual o valor do dinheiro no tempo presente (MELO, 2012). O cálculo do VPL é representado pela diferença do investimento inicial de um projeto do valor presente das entradas e saídas de caixa (REBELATTO, 2004). A fórmula de cálculo está ilustrada na Equação (1) a seguir:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FCt}{(1+K)^t} - Io \quad \text{Equação (1)}$$

Na equação temos que FC_t é o Fluxo de Caixa do empreendimento no instante t, que vai de 0, representando o instante atual, até n, que é o último período da análise (geralmente o período de análise é medido em anos). Além disso, Io representa o investimento inicial feito. A letra K representa a taxa de desconto, também conhecida como TMA (Taxa Mínima de Atratividade), que tem a função de representar o mínimo de retorno que o investidor espera no investimento feito (REBELATTO, 2004).

Em suma, o VPL deve ser analisado da seguinte maneira: se ele for positivo, quer dizer que o investimento deve ser aceito, pois ele traz retorno igual ou maior que o custo de capital; consequentemente, se ele for negativo, o investimento não deve ser aceito, pois o investimento terá um retorno menor que o custo de capital; se o VPL for nulo (igual à zero), o investidor é indiferente ao projeto (MELO, 2012). Assim, é possível concluir que quanto maior o VPL de um projeto, maior a chance do investidor ter um bom retorno.

4.2. Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é consideravelmente mais complexa para ser calculada do que o VPL. Ela representa a taxa de desconto que torna o valor presente líquido (VPL) do projeto igual à zero, ou seja, ela iguala a taxa de desconto com o investimento inicial (ASSAF NETO, 2014). A fórmula para o cálculo da TIR é a representada na Equação (2) a seguir:

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{FCt}{(1+TIR)^t} - Io \quad \text{Equação (2)}$$

Assim, a TIR traz uma noção de velocidade com que acontece a recuperação do dinheiro injetado pelo investidor em um negócio, e permite que ele seja mais criterioso nas suas escolhas. O cálculo da TIR acontece por tentativa e erro, e por isso é indicado o uso de softwares (como o *Excel*, por exemplo) para a realização do cálculo por método iterativo (MELO, 2012).

Depois de encontrar a TIR, devemos compará-la com a taxa de desconto no momento do investimento. Para isso, a TIR deve ser maior que a TMA do projeto, o que garante que o investimento é viável e que o retorno é superior ao custo de oportunidade.

4.3. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD)

O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida é um importante indicador de saúde financeira de uma empresa. É muito utilizado por investidores para entender qual é a capacidade de pagamento da dívida da empresa que está recebendo o investimento (MELO, 2012).

Esse índice é o que traz garantia para os investidores que o empreendimento que está realizando os investimentos vai conseguir arcar com suas dívidas. O BNDES, além de garantir que os financiamentos ocorram em projetos que vão contribuir para o desenvolvimento e crescimento do país deve se preocupar também com o pagamento das dívidas, pois é isso que garante que a viabilização de projetos futuros.

A ideia é que a projeção financeira do empreendimento a ser analisado demonstre que existe geração de caixa compatível com a dívida projetada. O cálculo do ICSD é feito com base na Equação (3):

$$ICSD = \frac{\text{Geração de Caixa Operacional Líquida de Impostos}}{\text{Serviço da Dívida da Empresa (parcelas a serem amortizadas)}}$$

Equação (3)

Na situação que estamos analisando, de um financiamento a um empreendimento eólico mediante financiamento do BNDES, devemos considerar que o ICSD seja sempre superior a 1,3 ($ICSD > 1,3$), independentemente do valor da TIR do projeto.

SEÇÃO 5 - ESTUDO DE CASO – CAETITÉ D

Conforme já declarado, este trabalho tem como objetivo avaliar a viabilidade econômica para a construção de um parque de geração de energia eólica utilizando-se de financiamento de longo prazo. A avaliação foi feita por meio de modelagem financeira para um empreendimento real. Para desenvolver o presente estudo, foi selecionado um empreendimento vencedor de uma cota de um leilão de energia ocorrido em 18 de outubro de 2019.

O empreendimento utilizado como base foi o Caetité D, cujo consórcio responsável é a *RIO ENERGY EOL III*, o qual foi bem-sucedido no leilão ao realizar um lance de R\$ 98,88 o MWh de energia vendida, garantindo assim um contrato de 20 anos para fornecimento de 12,10 MWm de garantia física no ambiente regulado (ACR), durante o 30º Leilão de Energia Nova (A-6) realizado pela CCEE. A potência instalada nominal aprovada no leilão foi de 27 MW.

Durante este estudo, foi desenvolvido um modelo econômico financeiro para o empreendimento escolhido, levando em consideração as melhores práticas e assunção de premissas utilizadas no universo do mercado financeiro para a avaliação da viabilidade de projetos de infraestrutura.

5.1. Premissas Gerais

5.1.1. Potencial Eólico

O fator de maior importância para a implementação de um parque eólico é, sem dúvidas, o potencial eólico da região escolhida. Pelo simples fato de que a capacidade de geração de energia elétrica depende da qualidade dos ventos da região e as incertezas de predição de geração de energia leva a um risco financeiro elevado. Para balizar a escolha da região, um estudo criterioso dos ventos é desenvolvido por empresas certificadoras especializadas de renome. Tais estudos, além de considerar a localização exata de instalação de cada aerogerador que será utilizado, consideram também as características dos aerogeradores, tais quais: (i) fabricante; (ii) modelo; (iii) potência nominal; (iv) tamanho das pás; e (v) altura do eixo do rotor.

Os estudos dos ventos trazem como resultado o Fator de Capacidade, que nada mais é do a razão entre a energia de fato produzida pelo parque eólico e sua capacidade nominal (potência instalada), ou seja, é a geração de energia mínima esperada para o parque. A geração mínima auferida, o estudo varia de acordo com sua probabilidade, dentre as quais são utilizadas

para a análise são P50, P75 e P90. De acordo com a ABBEólica (2020), as probabilidades levam em consideração a garantia física do projeto, que neste estudo é de 12,1 MWm. Portanto:

- **Probabilidade P50:** probabilidade de 50% de geração acima da garantia física, ou seja, em 50% do tempo o parque gerará acima da garantia física.
- **Probabilidade P75:** probabilidade de 75% de geração acima da garantia física, ou seja, em 75% do tempo o parque gerará acima da garantia física.
- **Probabilidade P90:** probabilidade de 90% de geração acima da garantia física, ou seja, em 90% do tempo o parque gerará acima da garantia física.

O P90 é a probabilidade mais conservadora e para este estudo, a premissa utilizada para o fator de capacidade utilizado foi a mesma de um empreendimento eólico do qual o autor trabalhou como assessor financeiro do consórcio vencedor, conforme a Tabela a seguir:

Tabela 2 – Fator de capacidade do parque eólico

	P50	P75	P90
Fator de Capacidade (%)	50,93%	48,27%	46,62%

Fonte: Próprio Autor (2020)

Por conservadorismo e também pelo fato de o BNDES considerar apenas o P90 para sua análise de empreendimento, foi considerado apenas a análise com o P90.

Determinado o fator de capacidade no P90, é possível calcular a energia assegurada, por meio da seguinte equação:

Equação (4) – Energia assegurada P90

$$\begin{aligned}
 Energia\ P90 &= Pot.\ Nominal \times Fator\ de\ Capacidade\ P90 = 27,5\ MW \times 46,62\% \\
 &= 12,82\ MWm
 \end{aligned}$$

Logo, a energia assegurada para o projeto no cenário mais conservador (P90), é maior do que a garantia física contratada durante o leilão, que foi de 12,1 MWm. Caso a energia assegurada fosse menor do que a garantia física, o projeto não seria viável de início.

Outro fator a ser considerado são as perdas na geração de energia, o que é algo natural para toda transformação de energia. Na modelagem, foi considerada uma perda de 2,50% da energia gerada (DIAZ-DORITO, 2007). De posse das informações de energia assegurada e perdas na geração, é possível calcular a Produção Anual de Energia (PAE) (RODRIGUES, 2011):

Equação (5) – Produção Anual de Energia (PAE)

$$\begin{aligned} \text{Produção anual de energia} &= \text{Energia P90} \times 8.760 \text{ horas} \times (1 - \text{perdas}) \\ &= 12,82 \text{ MWh} \times 8.760 \text{ horas} \times (1 - 0,025) = 109.496 \text{ MWh} \end{aligned}$$

Deste modo, a potencial produção anual média será de 109.496 GWh. Ademais, é importante frisar que durante anos bissextos, a produção média será de 109.799 GWh, devido ao dia extra de produção.

5.1.2. CAPEX

O *CAPEX*, ou *Capital Expenditure*, é a quantidade de recursos que será investida para a construção do empreendimento. O *CAPEX* utilizado neste estudo, leva em consideração uma métrica muito empregada no mercado para este tipo de empreendimento, que contabiliza R\$ 3,5 milhões por MW de capacidade instalada. Portanto, o investimento para o projeto será:

Equação (6) – *CAPEX* do projeto

$$\begin{aligned} \text{CAPEX} &= \text{Pot. Instalada} \times 3,5 \text{ R\$} \frac{\text{milhões}}{\text{MW}} = 27,5 \text{ MW} \times 3,5 \text{ R\$} \frac{\text{milhões}}{\text{MW}} \\ &= \text{R\$ } 96,25 \text{ milhões} \end{aligned}$$

Logo, o *CAPEX* total do projeto será de R\$ 96,25 milhões. Conforme indicado no próprio resultado do leilão.

5.1.3. Riscos Envoltos

A execução de um parque eólico envolve diversos riscos, desde riscos técnicos, tecnológicos e riscos regulatórios. Ilustrando, a escolha dos aerogeradores é de grande relevância, uma vez que se o aerogerador escolhido não for capaz de capturar todo o potencial energético dos ventos, isso será um fator que impactará a capacidade de geração de receita do empreendimento. Da mesma forma, a grande burocracia envolvida para a construção, como as diversas licenças necessárias, pode gerar em atraso na entrada em operação, o que provavelmente irá arruinar o retorno esperado. Este estudo não leva em consideração os riscos supracitados, assume-se que o projeto foi desenvolvido conforme elaboração, com todos os prazos sendo cumpridos.

5.1.4. Desenvolvimento do Parque Eólico

Por se tratar de um leilão A-6, o empreendimento tem seis anos para entrar em operação. De acordo com o edital (ANEEL, 2020), o empreendimento deverá entrar em operação a partir de janeiro de 2025.

A construção de um parque eólico pode variar de 18 a 24 meses, e foi considerado que a construção terá início em novembro de 2022 e conclusão em novembro de 2024, ou seja, duração de 24 meses. Além disso, o período de operação do parque será de 30 anos.

Outro fator para o desenvolvimento do parque, é a quantidade de aerogeradores que será utilizada no projeto. Dado que a capacidade instalada aprovada durante o leilão foi de 27,5 MW de potência, optou-se por utilizar 11 aerogeradores de 2,5 MW de potência.

5.1.5. Premissas Macroeconômicas

Um fator importante para a análise econômica do projeto, são as projeções econômicas de longo prazo. O modo como a economia, não no Brasil, mas no mundo terá grande influência no empreendimento, uma vez que os preços de comercialização, serviços serão corrigidos pela inflação, assim como a despesa financeira tem a taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia) como principal componente. Portanto, é de grande importância as projeções

macroeconômicas utilizadas na avaliação. Para este estudo em específico, foi utilizado as projeções trimestrais de longo prazo para inflação (IPCA), SELIC e TLP, disponibilizadas pelo Itaú BBA, uma das instituições mais conceituadas em análise econômica. As projeções são apresentadas na Tabela a seguir, sendo que T significa trimestre:

Tabela 3 – Projeções econômicas de longo prazo

Trimestre	IPCA trimestral	Selic média anual	TLP (Taxa real) fim de período
1T20	0,53%	4,17%	1,83%
2T20	-0,43%	3,00%	2,26%
3T20	0,84%	2,08%	2,46%
4T20	1,01%	2,00%	2,39%
1T21	0,73%	2,00%	2,63%
2T21	0,64%	2,00%	2,13%
3T21	0,52%	2,00%	2,00%
4T21	0,93%	2,67%	1,97%
1T22	1,15%	3,00%	2,06%
2T22	0,53%	3,00%	2,14%
3T22	0,16%	3,00%	2,31%
4T22	1,13%	3,33%	2,28%
1T23	1,15%	3,58%	2,36%
2T23	0,53%	3,75%	2,21%
3T23	0,16%	3,75%	2,21%
4T23	1,13%	3,75%	2,21%

Fonte: Itaú BBA (2020).

Para fins de modelagem financeira do empreendimento, períodos superiores ao quarto trimestre de 2023 (4T23), assume-se o mesmo valor do 4T23. Para exemplificar, em 4T44, a TLP assumido será de 2,21%, que é o mesmo em 4T23.

Desenvolvidas as premissas gerais, o foco de discussão do projeto é o método de financiamento, uma vez que o investimento em um empreendimento deste porte envolve valores na casa das centenas de milhões de reais.

5.2. *Project Finance*

Este projeto terá como método de financiamento o *Project Finance*. Segundo Gatti (2007), *Project Finance* é um tipo de financiamento estruturado de uma entidade econômica específica, também conhecida como empresa do projeto, o qual é criada pelos empreendedores do projeto utilizando capital próprio ou dívida, sendo que a instituição financiadora, ou seja, quem empresta o dinheiro, considera o fluxo de caixa gerado pelo empreendimento como a

principal fonte de recursos para pagar pelo capital emprestado e os ativos do empreendimento são as únicas garantias para o empréstimo. No Brasil, a entidade econômica específica utilizada é a Sociedade de Propósito Específico (SPE), que basicamente é um modelo de organização empresarial, onde uma nova empresa é constituída, limitada ou sociedade anônima, com um objetivo específico (SEBRAE, 2020). Tradicionalmente, as SPEs são utilizadas em grandes projetos de engenharia, principalmente em projetos de infraestrutura, onde pode ter ou não a participação do Estado. Os financiamentos via BNDES para projetos de infraestrutura, em sua grande maioria, são por meio de um *project finance* na qual uma SPE é a empresa financiada, desta forma, o risco de crédito é todo em cima do projeto em si, pelo fato da SPE ser uma empresa recém-criada com o propósito específico para aquele projeto de infraestrutura.

Decidido sobre a estrutura financiamento, o próximo passo é optar pela instituição financeira que irá financiar o projeto de fato.

5.2.1. Financiamento via BNDES

Conforme já mencionado anteriormente, este projeto será financiado parcialmente por intermédio de financiamento de longo prazo via BNDES diretamente, mais especificamente por meio da linha de crédito FINEM, amplamente discutida anteriormente. O Fato de o projeto ser parcialmente financiado via dívida, vem do fato de que o BNDES financia no máximo 80% do valor total do projeto, limitada a 100% dos itens financiáveis, uma vez que o BNDES não financia certos itens, como aquisição de terrenos por exemplo. O BNDES não financia 100% da obra, pois como instituição de fomento e visando incentivar investimento em infraestrutura, o banco requer que o investidor também aponte capital próprio na operação.

Durante modelagem, observando as limitações de financiamento máximo, foi considerada que o 70% do valor do projeto foi financiado através BNDES via FINEM. Portanto, o valor capitado foi:

Equação (7) – Valor de capitação via BNDES Finem

$$\begin{aligned} \text{Valor capitado} &= \text{CAPEX total} \times 70\% = R\$ 96,25 \text{ milhões} \times 70\% \\ &= R\$ 67,375 \text{ milhões} \end{aligned}$$

Portanto, do valor total do investimento R\$96,250 milhões, o investidor terá que arcar com 30%, ou seja, aproximadamente R\$28,875 milhões do *CAPEX* dispendido, sem incluir

gastos com possíveis fianças bancárias, *fees* e/ou aporte financeiro para cobrir eventuais “furos” no fluxo de caixa.

Conforme discutido durante o presente estudo, a taxa de juros cobrada pelo BNDES para projetos de energia eólica financiado de modo direto, é composta por custo financeiro, remuneração básica do BNDES e taxa de risco de crédito. Analisando cada componente da taxa separadamente, observa-se que:

- (i) o custo financeiro é a taxa TLP, a qual é composta por IPCA + taxa fixa do período da contratação. Devido a sua componente vinculada a inflação, na modelagem foi utilizada as projeções de TLP fornecidas pelo Itaú BBA.
- (ii) A taxa básica do BNDES para projeto eólico e financiado de modo direto é dada, sendo 1,30% ao ano, fixos durante todo o período.
- (iii) Para a taxa de risco de crédito é fixa durante todo o período de empréstimo e depende muito da análise econômica feita pelo BNDES para o projeto. A premissa conservadora utilizada pelo mercado é de 2,00%, ao ano, no qual foi a taxa considerada para este projeto.

O prazo para pagamento considerado na modelagem foi de 15 anos, sendo que as parcelas do financiamento são pagas mensalmente após o início da operação do empreendimento pelo sistema de amortização PRICE. O sistema PRICE é um sistema de amortização francês onde as parcelas são iguais durante todo o prazo de pagamento do financiamento (VALOR INVESTE, 2020).

Como instituição de fomento ao investimento em infraestrutura, o BNDES não empresta dinheiro apenas por emprestar, o banco apenas financia projetos que são realmente viáveis.

Deste modo, além das taxas de juros cobradas, o BNDES também analisa a viabilidade econômica do projeto e exige algumas garantias para mitigar as chances de fracasso financeiro do empreendimento.

5.2.2. Garantias BNDES

De acordo com o website do BNDES, as garantias exigidas para o financiamento são constituídas, cumulativamente ou alternativamente, por:

1. Hipoteca;

2. Penhor;
3. Propriedade Fiduciária;
4. Fiança;
5. Aval; e
6. Vinculação em garantia ou cessão sob a forma de Reserva de Meios de Pagamento, de receitas oriundas de: transferências federais, produto de cobrança de impostos, taxas e sobretaxas, incentivos fiscais, ou rendas ou contribuições de qualquer espécie.

Sendo que o nível de garantia será definido observando-se a política de crédito do BNDES. Para este estudo, considerou-se apenas as garantias que tem impacto financeiro da operação. Para assegurar o seu financiamento, o BNDES exige a contratação de fiança bancária durante o período entre o primeiro desembolso (a partir do momento que o BNDES faz o primeiro aporte de recursos) até o momento de *completion* operacional¹ e financeiro² do empreendimento.

Durante a modelagem foi considerado uma contratação de fiança bancária ao custo de 2,00% ao ano sobre o valor desembolsado pelo BNDES durante o período do primeiro desembolso, abril de 2023, até o *completion* financeiro, em dezembro 2025, exatamente 12 meses após o início da operação.

Além de fiança bancária, o BNDES também exige outros meios de garantia que não impactam o empreendimento de modo direto, contudo vale ressaltar pois são condições obrigatórias.

Contas de reserva é uma conta não movimentável gerida por um banco mandatado no momento do financiamento. O objetivo das contas de reserva é garantir que os pagamentos sejam honrados em caso de insolvência de curto prazo por parte do empreendimento. Portanto, com o objetivo de cobrir um eventual inadimplemento por parte do empreendimento que recebe o financiamento, o BNDES exige que as contas de reserva para o financiamento e também para a Operação e Manutenção (O&M) estejam sempre preenchidas com pelo menos três parcelas durante todo o período do financiamento, tanto para honrar o contrato de financiamento, quanto o contrato de O&M.

¹ *Completion* operacional: fase em que o empreendimento está concluído fisicamente e em pleno funcionamento;

² *Completion* financeiro: fase em que o empreendimento se mostra realmente financeiramente viável, geralmente 12 meses após o início de operação.

Para assegurar a saúde financeira do empreendimento, o BNDES tem como condição que o ICSD anual da operação não seja menor do que 1,3x. Isso significa que a razão entre o EBITDA, líquido de impostos e variação de capital de giro tem que ser 130% maior do que a despesa financeira (amortização e juros).

5.3. Receita

Ao ser bem-sucedido no leilão de energia, o empreendimento fez jus a um contrato (CCEAR) com prazo de 20 anos, para suprimento de 12,1MWh de garantia física no ambiente regulado (ACR), por um preço fixado de R\$98,88 corrigidos anualmente por IPCA. Este estudo foi elaborado para explorar este contrato, mas também, devido ao prazo de 30 anos de operação estipulado para a análise.

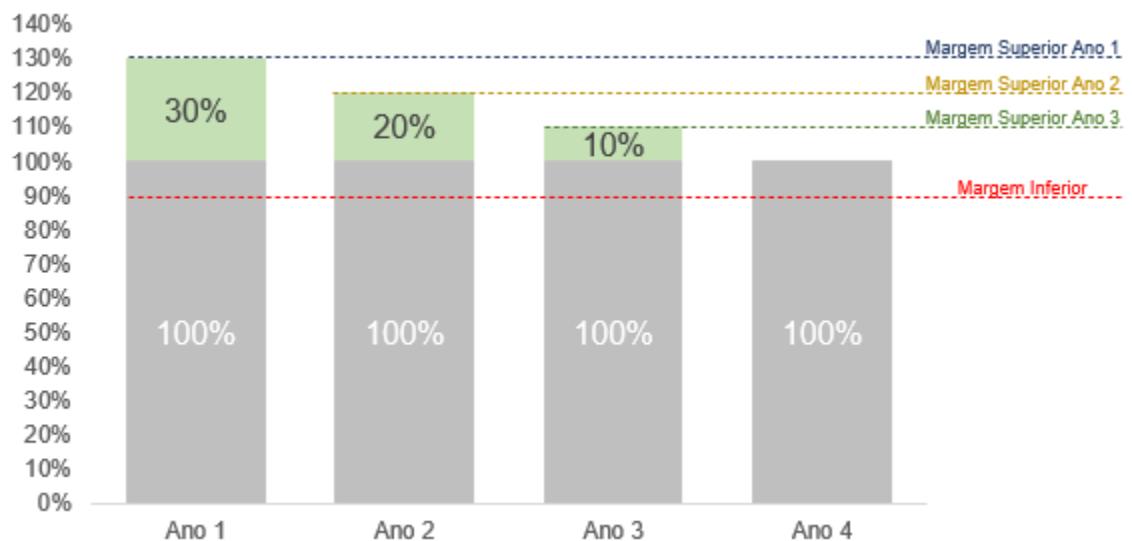
Logo, o modelo considera que após o encerramento do CCEAR garantido no leilão, o empreendimento comercializará energia durante 10 anos no ambiente livre (ACL), por via de negociação direta de contratos de CCEAL com os consumidores ou importadores ou exportadores de energia elétrica, sempre sujeita as variações de preço do mercado. A premissas mais utilizada pelo mercado para modelar o PLD de longo prazo para venda no ACL é de R\$150,00 por MWh, portanto, esta foi a precificação utilizada durante a modelagem, sendo que o valor foi corrigido pela inflação a partir do início da operação, ou seja, com data base de janeiro de 2025.

Adicionalmente, em contratos de leilão de energia nova, objetivando comprometer o empreendimento com a efetiva produção da energia contratada, existe uma penalidade, em caso de geração de energia abaixo do montante contratado via leilão, ou prêmio em caso de energia excedente, respeitando uma margem de tolerância. Para tal, existem as faixas de geração de energia, onde caso a geração anual de energia fique dentro da faixa de 90% a 130% da energia contratada, sendo que o excedente do saldo positivo (energia gerada fica entre 100% e 130%) ou o déficit do saldo negativo (entre 90% e 100%) é remanejado para o ano seguinte, sendo que o saldo final é liquidado após o quadriênio. Em caso de geração acima do limite superior (30% para o primeiro ano, 20% para o segundo ano e 10% para o terceiro ano), o empreendimento é recompensado, no ano seguinte ao ano base em questão, com um prêmio de 70% sobre o valor da energia contratada ou PLD médio do ano contratual anterior, e caso o empreendimento gere abaixo do limite inferior (90% para todos os anos), o empreendimento tem a obrigação que

ressarcimento, também no ano seguinte, com uma penalidade de 15% sobre o valor do contrato (ANEEL, 2016).

Exemplificando, se no primeiro ano o empreendimento gera 140% do montante contratado, 30% são remanejados para o ano seguinte, enquanto os 10% sobressalentes são remunerados com o preço do PLD médio do ano contratual anterior. Caso no segundo ano o empreendimento gere apenas 40% da energia contratada, soma-se os 30% do ano remanejados do ano anterior, totalizando assim 70%, o empreendimento é obrigado a ressarcir os 20% que abaixou do limite inferior pagando uma penalidade de 15% sobre o valor do contrato, enquanto 10% de obrigação é remanejado para o ano seguinte. No terceiro ano, caso o empreendimento gere 110% do montante contratado, este não terá nenhum saldo ou obrigação para o quarto ano, devido a obrigação de 10% carregada do ano anterior. Durante o quarto ano, todas as diferenças são liquidadas seguindo as regras de remuneração para os limites superiores e inferiores e um novo quadriênio é iniciado.

Figura 6 – Faixa de tolerância na apuração quadrienal de comercialização de energia



Fonte: ANEEL (2020)

5.3.1. Receita Bruta Gerada

Uma vez levantada a produção anual de energia, assim como discutida as premissas de comercialização, é possível calcular a projeção de receita bruta anual para o empreendimento, conforme a Tabela 4 e 5 a seguir:

Tabela 4 – Receita bruta projetada para o empreendimento por meio da comercialização via Leilão de Energia

Ano	Energia Gerada (MW/h)	Energia Contratada Leilão (MW/h)	Preço ACR Leilão (R\$/MW/h)	Receita leilão (R\$ milhões)	Dif. Energia Gerada e Contratada (MW/h)	Preço ACL (R\$/MW/h)	Receita Energia Excedente (R\$ milhões)	Receita Total (R\$ milhões)
2025	109.499	105.996	114,46	12.132,29	3.503	150,00	-	12.132,29
2026	109.499	105.996	117,89	12.496,26	7.007	154,50	-	12.496,26
2027	109.499	105.996	121,43	12.871,15	10.510	159,14	-	12.871,15
2028	109.799	106.286	125,07	13.293,60	14.024	163,91	-	13.293,60
2029	109.499	105.996	128,83	13.655,00	3.503	168,83	2.367,55	16.022,55
2030	109.499	105.996	132,69	14.064,65	7.007	173,89	-	14.064,65
2031	109.499	105.996	136,67	14.486,59	10.510	179,11	-	14.486,59
2032	109.799	106.286	140,77	14.962,07	14.024	184,48	-	14.962,07
2033	109.499	105.996	144,99	15.368,82	3.503	190,02	2.664,70	18.033,52
2034	109.499	105.996	149,34	15.829,89	7.007	195,72	-	15.829,89
2035	109.499	105.996	153,82	16.304,79	10.510	201,59	-	16.304,79
2036	109.799	106.286	158,44	16.839,94	14.024	207,64	-	16.839,94
2037	109.499	105.996	163,19	17.297,75	3.503	213,86	2.999,14	20.296,89
2038	109.499	105.996	168,09	17.816,68	7.007	220,28	-	17.816,68
2039	109.499	105.996	173,13	18.351,18	10.510	226,89	-	18.351,18
2040	109.799	106.286	178,32	18.953,50	14.024	233,70	-	18.953,50
2041	109.499	105.996	183,67	19.468,77	3.503	240,71	3.375,56	22.844,33
2042	109.499	105.996	189,18	20.052,83	7.007	247,93	-	20.052,83
2043	109.499	105.996	194,86	20.654,41	10.510	255,36	-	20.654,41
2044	109.799	106.286	200,71	21.332,33	14.024	263,03	-	21.332,33

Fonte: Próprio Autor (2020)

Tabela 5 – Receita bruta projetada para o empreendimento por meio de comercialização via ambiente livre

Ano	Energia Gerada (MW/h)	Preço ACL (R\$/MW/h)	Receita bruta (R\$ milhões)
2045	109.499	206,73	33.464,46
2046	109.499	212,93	30.555,20
2047	109.499	219,32	31.471,85
2048	109.799	225,90	32.504,82
2049	109.499	232,67	33.388,49
2050	109.499	239,65	34.390,14
2051	109.499	246,84	35.421,85
2052	109.799	254,25	36.584,46
2053	109.499	261,88	37.579,04
2054	109.499	269,73	38.706,41

Fonte: Próprio Autor (2020)

Após cálculo das receitas, a próxima fase da modelagem é a estimativa dos custos envolvidos no empreendimento.

5.4. Custos (*OPEX*)

Em um empreendimento financiado no modelo de *project finance*, o conceito é de que o projeto se pagará mediante a geração de receita advinda do próprio empreendimento. Se por um lado, a receita é de fácil previsibilidade, devido ao preço de venda e quantidade da energia garantido pelo contrato CCEEAR, é fundamental que o *OPEX* (*Operational Expenditure*), ou seja, os custos operacionais, também sejam previsíveis durante todo o período de operação. Para isso, uma das principais fontes de custos, que são os custos de operação e manutenção (O&M) dos aerogeradores, são firmados contratos de longo prazo, para evitar qualquer tipo de surpresa. Sendo que todos os custos, assim como as receitas, são corrigidos no tempo pelo índice de inflação IPCA.

5.4.1. O&M

Conforme mencionado, é usual e de grande importância que sejam estabelecidos contratos de longo prazo com os fabricantes dos aerogeradores para a operação e manutenção dos equipamentos. Portanto, durante a modelagem, foi considerado que para cobrir os custos de O&M dos 11 aerogeradores empregados no projeto, custo anual será de R\$ 45.000,00 por aerogerador, o que implica em um custo total, no primeiro ano de operação de R\$ 495.000,00, valor corrigido anualmente pela inflação durante toda o período de operação do parque.

5.4.2. Despesas Gerais e Administrativas

Um empreendimento deste tipo, não requer mão de obra intensiva, até porque o principal custo relacionado a operação dos parques (O&M), é prestado por meio dos contratos de O&M firmados com os fornecedores. Para fins de modelagem, foi considerado um custo anual para despesas gerais e administrativas de R\$600.000,00.

5.4.3. Seguro

Em parques eólicos, os aerogeradores utilizados para a geração de energia são de alto custo e possuem grande impacto no valor total do investimento para a construção do empreendimento. Desta forma, é natural o investidor mitigar quaisquer riscos que possam acontecer com os equipamentos mediante a contratação de seguro. Durante a modelagem foi considerado um custo anual de R\$10.000,00 por aerogerador, totalizando, no primeiro ano, R\$110.000,00 em custos adicionais.

5.4.4. Despesas com Arrendamentos de Terras

Devido ao alto custo da terra no Brasil, geralmente, o território onde os parques são construídos não é adquirida pelo empreendimento, opta-se pelo arrendamento. A opção pelo arrendamento contribui no retorno esperado para o empreendimento, uma vez que não é empregado um montante considerável de recurso de início, ficando este custo diluído durante todo período de operação. Na modelagem, considerou-se R\$ 110.000,00 no primeiro ano.

5.4.5. Encargos

Para este estudo, foi considerado um gasto de R\$ 700.000,00 no primeiro ano de operação com despesas gerais e administrativas.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSE: A TFSEE foi instituída em 1996, e desde então este encargo é utilizado unicamente como fonte de receita para a ANEEL. Dessa maneira, a ANEEL é a responsável pela aplicação da taxa nas instituições que prestam serviços associados à energia elétrica no país. Este encargo existe com o objetivo de garantir a sustentação do órgão que garante o crescimento dos serviços de energia elétrica associados aos interesses públicos. É calculada e cobrada anualmente.

A TFSEE é cobrada anualmente, e seu cálculo muda de acordo com o serviço que está sendo tributado, fazendo com que a taxa tenha valores diferentes para empresas de distribuição, de transmissão, de geração e de comercialização de energia elétrica (ANEEL, 2020).

Para o exercício de 2020, o Despacho nº 9 de 03 de Janeiro de 2020 da ANEEL, fixou o valor da TFSEE em R\$764,73 para cada KW instalado para o serviço de geração de energia elétrica. Sendo este, a premissa considerada no modelo.

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD: A TUSD também é uma tarifa determinada pela ANEEL, cobrada em R\$ por MWh, utilizado para taxar mensalmente a utilização do Sistema de Distribuição de energia elétrica pelas empresas.

Esse Sistema de Distribuição é único em todo o território nacional, e assim pode ser utilizado por qualquer empresa que paga pelo mesmo. Porém, ele é gerido apenas pela ANEEL, que é a responsável por garantir a sua expansão e funcionamento.

Assim, a TUSD tem objetivo de cobrir os custos que a ANEEL tem para manter esse sistema funcionando, como os custos de instalação e os equipamentos da rede, e também a manutenção que é feita na rede de distribuição e que garante que a energia seja distribuída com qualidade (ANEEL, 2020).

Geralmente, ao modelar um empreendimento eólico, os analistas consideram como premissa para TUSD, o valor anual de R\$3.500,00 por MWm de energia assegurada do empreendimento.

5.4.6. Impostos

Por se tratar de um empreendimento que apresenta receita total bruta anual menor do que R\$ 78.000.000,00 o empreendimento se enquadra no modelo de tributação de lucro presumido. O lucro presumido é um regime simplificado de tributação onde as alíquotas de impostos são geralmente menores do que no regime de lucro real.

No lucro presumido, as alíquotas para Programa de Integração Social - PIS e para a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS são de 0,65% e 3,00%, respectivamente, sendo que ambas incidem sobre a receita bruta do empreendimento.

Já as alíquotas de Imposto de Renda de Pessoa Jurídica – IRPJ e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL são de 25,00% e 9,00% respectivamente. Contudo, como no regime de tributação lucro presumido a base de cálculo é a receita bruta, assume-se como base de cálculo 8,00% e 12,00% para IRPJ e CSLL respectivamente, resultando em uma alíquota efetiva de 2,00% para IRPJ e 1,08% para CSLL, sempre incidindo sobre a receita bruta. A Tabela abaixo exemplifica as alíquotas dos impostos:

Tabela 6 – Alíquotas efetivas para PIS, COFINS, IRPJ e CSLL

Impostos Sobre Receita (Lucro Presumido)	Base de Cálculo (a)	Alíquota (b)	Alíquota Efetiva (a) x (b)
PIS	100%	0,7%	0,65%
COFINS	100%	3,0%	3,00%
IRPJ	8,0%	25,0%	2,00%
CSLL	12,0%	9,0%	1,08%

Fonte: Próprio Autor (2020)

SEÇÃO 6 - Resultados

Após discutir todas as premissas utilizadas na modelagem do parque eólico, tanto de custos do projeto, como as formas de financiamento, o momento é de discutir os resultados práticos do empreendimento, assim como sua viabilidade econômica.

Conforme calculado anteriormente, o *CAPEX* total do projeto é de R\$96,25 milhões e para analisar a viabilidade, será utilizado métodos de análise financeira previamente discutidos, tais como análise por valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR). Ademais, se faz necessário analisar o índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD).

6.1. Análise do índice de cobertura do serviço da dívida

O primeiro tópico a ser analisado é justamente o ICSD. A importância de realizar esta análise reside no fato de que caso o índice fique abaixo de 1,3x durante o período de amortização do financiamento com o BNDES, o banco simplesmente não aprova a operação e não faz o desembolso para o empreendimento, inviabilizando-o por completo. A Figura 7 abaixo mostra a análise do ICSD para o empreendimento.

Figura 7 – Índice de cobertura do serviço da dívida



Fonte: Próprio Autor (2020)

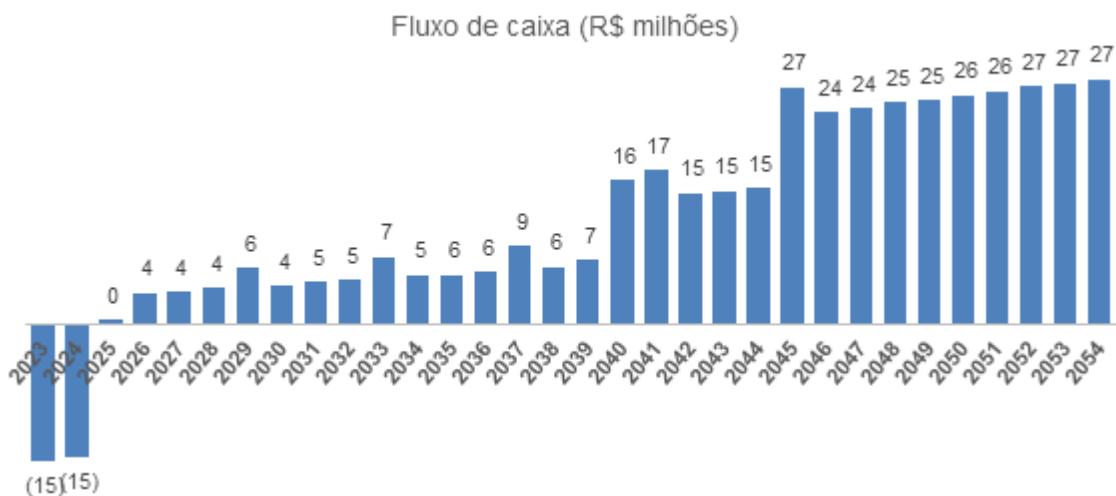
O ICSD se comporta satisfatoriamente durante todo o período de amortização do financiamento, facilitando uma aprovação por parte do BNDES, dado a saúde financeira estimada para o financiamento.

6.2. Fluxo de caixa

O próximo passo para a análise são as saídas e entradas de caixa do empreendimento, pois por meio do fluxo de caixa, será possível utilizar as ferramentas de análise financeira para maior assertividade na tomada de decisão. Devido ao fato de que este estudo tem como objetivo explorar a viabilidade econômico-financeira na visão do acionista, o fluxo de caixa observado é o *Free Cash Flow to Equity* (FCFE), também conhecido como Fluxo de Caixa do Acionista (FCA), que simplesmente é uma medida de quanto de caixa será disponível para o acionista do empreendimento após todas as despesas, investimentos, capitações e dívidas são pagas (INVESTOPEDIA, 2020). Portanto, ele é caracterizado, na prática, como o montante que a empresa potencialmente pode distribuir aos acionistas.

A Figura 8 abaixo mostra o fluxo de caixa para todo o período de operação do parque eólico, iniciando durante os anos de construção, onde começa o investimento.

Figura 8 – Fluxo de caixa para o acionista



Fonte: Próprio Autor (2020)

É válido observar, que apesar de o *CAPEX* total do empreendimento ser de R\$96,25 milhões, existe entrada de caixa por meio do financiamento do BNDES, sendo que a necessidade de aporte por parte dos acionistas é de aproximadamente R\$30 milhões.

Também é importante notar que o parque praticamente dobra sua geração de caixa após o término do pagamento do financiamento, o qual é pago integralmente até 2039.

6.3. Análise da TIR e VPL

Conforme discutido na Seção 4, para uma verificação mais efetiva sobre a viabilidade do investimento, é necessário a utilização de ferramentas amplamente utilizadas em finanças, como a análise a Taxa Interna de Retorno e Valor Presente Líquido.

Para analisar o VPL, é necessário descontar o fluxo de caixa do empreendimento por uma Taxa Mínima de Atratividade, a qual seria a taxa mínima requerida pelo investidor para optar por investir, ou não, no empreendimento. De modo conservador, utilizou-se uma TMA de 10% para descontar os fluxos.

A análise foi realizada tanto para termos nominais, onde não considera a inflação de todo o período, quanto em termos reais, onde a inflação é incluída nos cálculos. Com o auxílio do software Excel, foram calculadas a TIR e o VPL, reais e nominais para o empreendimento modelado, aos quais são apresentados na Tabela 7 abaixo.

Tabela 7 – TIR e VPL do acionista, em milhares de reais.

VALUATION	Nominal	Real (IPCA +)
TIR Acionista	16,76%	14,24%
VPL @ 10% a.a.	34.626	16.962

Fonte: Próprio Autor (2020)

Ao longo dos 30 anos de operação, o parque eólico dará um retorno ao acionista, com valor presente líquido de R\$34,6 milhões em termos nominais e R\$17,0 milhões em termos reais. É importante saliente que o valor presente já é descontado a taxa de 10% mínimos requeridos pelo investidor. Dado que o valor presente líquido gerado para o acionista é positivo, este é um indicador de que o investidor deveria seguir em frente com o investimento.

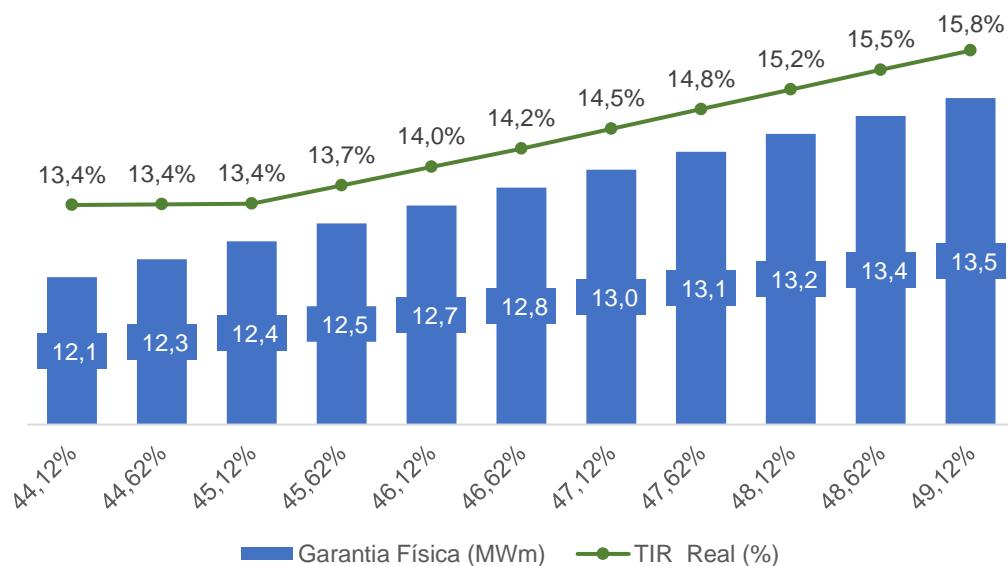
De mesmo modo, a TIR do acionista foi de 16,76% em termos nominais e 14,24% em termos reais, onde considerou-se as projeções do índice IPCA disponibilizadas pelo Itaú BBA.

Como base de comparação para analisar a TIR do acionista, foi utilizada uma taxa de juros de um título longo do tesouro, a qual é considerada uma taxa livre de risco, dado que o governo é o devedor que detém a menor possibilidade de não pagamento de dívidas. Utilizou-se a taxa Tesouro IPCA+ 2055, que possui vencimento em 2055 (praticamente o mesmo período de operação do parque eólico) e alíquota de IPCA + 4,16% no período de realização deste trabalho (TESOURO DIRETO, 2020). Portanto, observa-se um spread de 10,08% entre a TIR do acionista no empreendimento e o título do tesouro. É sempre válido salientar que o acionista tem que se sentir confortável com este *spread*, dados os riscos envolvidos no projeto, ao optar pelo investimento.

6.4. Análise de sensibilidade

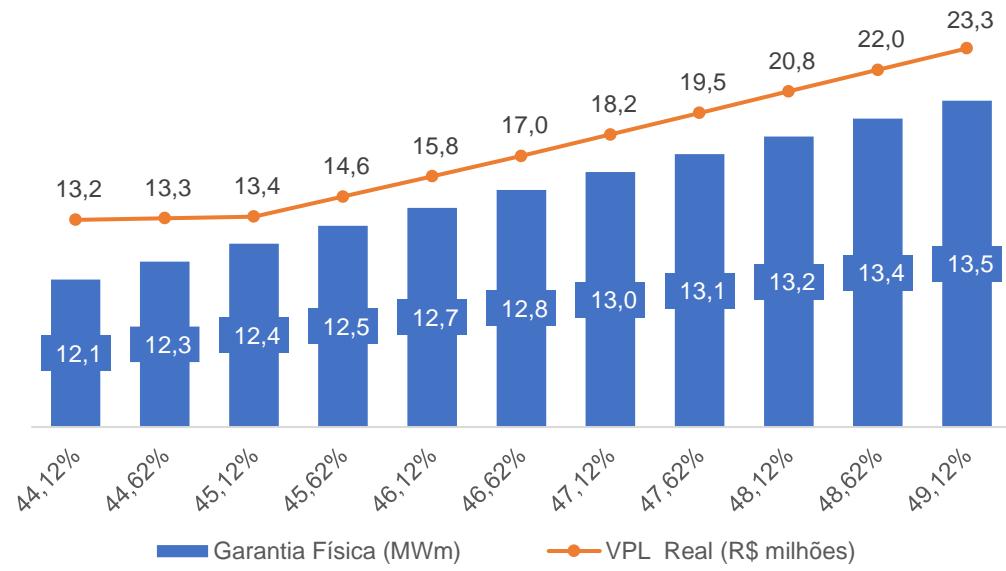
Um projeto desta magnitude, apresenta diversos riscos que podem impactar sua rentabilidade. Contudo, o risco do potencial eólico do lugar onde o parque foi implementado é assunto que merece maior atenção. Para tal, foi feita uma análise de sensibilidade para o fator de capacidade do parque no P90, variando positivamente e negativamente o fator auferido no estudo utilizado para o projeto. É importante ressaltar que o fator de capacidade não foi extrapolado abaixo do valor que assegura a garantia física contratada no leilão (12,1 MWm), uma vez que o empreendimento incorreria em penalidades por não entregar a energia contratada, o que obviamente tornaria o projeto inviável.

Figura 9 – Análise de sensibilidade para a TIR Real, variando o fator de capacidade no P90



Fonte: Próprio Autor (2020)

Figura 10 – Análise de sensibilidade para o VPL Real, variando o fator de capacidade no P90



Fonte: Próprio Autor (2020)

O estudo de vendo utilizado para este trabalho apresenta um fator de capacidade de 46,62% no P90, o que indica que o parque eólico terá uma garantia física de 12,82 MWm. Observando a Figura 9, nota-se que a TIR real do acionista nunca fica abaixo de 13,4%, o que garantiria um spread de aproximadamente 9,2% comparado com uma aplicação em Tesouro IPCA+ 2055. Do mesmo modo, o VPL real se mantém sempre positivo.

SEÇÃO 7 - CONCLUSÃO

A diversificação na matriz energética, tanto no Brasil, quanto no mundo, é uma tendência cada vez mais evidente com o passar dos anos. As pressões socioambientais sobre os governos, em virtude da vasta utilização de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica, fazem com que estes busquem alternativas em fontes renováveis para atender aos anseios da sociedade por maior cuidado com o meio ambiente.

Neste panorama, o Brasil apresenta uma grande vantagem na corrida por diversificação, pois apresenta amplas possibilidades para geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis. Dentro das quais, destaca-se a energia eólica, que possui grande potencial de ampliação no país, principalmente na Região Nordeste, onde a qualidade dos ventos é fator preponderante para a geração.

Com o objetivo de fomentar todo este potencial, o governo criou os leilões de energia, para incentivar a geração de energia por meio de fontes renováveis além de trazer um aparato regulatório objetivando estimular os investimentos no setor. Paralelamente, o BNDES busca fomentar tais investimentos através de concessão de créditos subsidiados, o que fez com que o banco investisse montantes vultuosos, principalmente no início dos anos 2010, visando impulsionar a atração de investidores.

Neste contexto, este trabalho visa analisar a viabilidade econômico-financeira de empreendimentos eólicos, do ponto de vista dos investidores (agentes do setor). Conforme discutido durante todo o estudo, foi executada a modelagem para o empreendimento eólico Caetité D, vencedor do 30º Leilão de Energia Nova (A-6), pelo qual teve garantido um contrato para o fornecimento de 12,10 MWm ao longo de 20 anos, a um preço de R\$98,88 MWh. Esses foram os indicadores base para a modelagem e elaboração do estudo.

Por tratar-se de um projeto complexo e com vários riscos envolvidos, precisão e atenção aos detalhes no desenvolvimento da modelagem é algo primordial para a mitigar tais riscos e ter mais assertividade e respaldo na tomada de decisão.

Em relação aos resultados obtidos, foi demonstrado que o empreendimento apresenta números satisfatórios nas análises de viabilidade realizadas. O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD), se mantém sempre acima de 1,30x ao longo dos 15 anos de financiamento, o que evidencia a saúde financeira do empreendimento e a robustez para arcar com todas as obrigações no longo prazo.

Além disso, o fluxo de caixa é positivo desde o primeiro ano de efetiva operação do empreendimento, 2025. Mostrando que o projeto pode arcar com o financiamento captado via BNDES, o qual é pago integralmente 2039.

Adicionalmente, ao analisar a TIR do acionista, esta apresenta um *spread* de 10% ao ano comparado a um título do tesouro de longo prazo, um retorno interessante pensando em diversificação de investimentos, dado o contexto atual de juros no Brasil, onde a taxa SELIC está em sua mínima histórica. Paralelamente, o VPL do acionista se apresenta positivo em alguns milhões de reais, outro indicador de que o investidor deve optar por prosseguir com o investimento, ainda mais pensando na taxa mínima de atratividade conversadora que foi utilizada na análise.

Portanto, baseado no estudo desenvolvido neste trabalho e na análise dos resultados obtidos, é possível concluir que a implementação do parque eólico Caetité D por meio da utilização de financiamento de longo prazo é viável financeiramente e tem potencial para gerar retorno financeiro que os acionistas do empreendimento esperam.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABBEólica. Associação Brasileira de Energia Eólica. **Setor Elétrico e a Indústria Eólica no Brasil.** 2017. Disponível em:

https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4152948/mod_resource/content/1/Elbia%20Gannoum%20-%20ABEE%C3%B3lica%20-%20USP%20Novembro%202017.pdf. Acesso em: 12 ago 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Anexo II ao edital de leilão Nº 04/2019-ANEEL – Processo nº 48500.001756/2019-80.** Disponível em:

https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/ANEXO_2_CCEAR_A-6_2019_EOL.pdf Acessado em: 03/04/2020.

_____. **Aprimoramento das Regras de Comercialização de Energia Elétrica referentes ao mecanismo de Reconciliação Quadrienal de Contratos de Energia de Reserva.** 2020. Disponível em:

http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/042/documento/nota_tecnica_155_2016_srm_aneel.pdf. Acessado em: 10 abr 2020.

ASSEF NETO, Alexandre. **Finanças Corporativas e Valor.** 7 ed. São Paulo/SP: Editora Atlas, 2014.

BNDES. Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social. **BNDES Finem – Geração de energia.** 2020. Disponível em:

<https://www.bnDES.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-energia>. Acesso em: 05 ago 2020

_____. Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social. **Taxa de Longo Prazo - TLP.** 2020. Disponível em:

<https://www.bnDES.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/tlp-taxa-de-longo-prazo>. Acesso em: 05 ago 2020

_____. Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social. **Garantias exigidas nas operações de financiamento do BNDES.** 2020. Disponível em:

<https://www.bnDES.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/garantias-detalhes/garantias-exigidas-operacoes-financiamento-bndes>. Acesso em: 05 ago 2020

_____. Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social. **O que é ICSD?**

2020. Disponível em: <https://www.bnDES.gov.br/wps/portal/site/home/faq/apoio-financeiro/1944455039/1068109066/865463795>. Acesso em: 08 ago 2020

_____. Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social. **Estatísticas Operacionais do Sistema BNDES.** 2020. Disponível em:

<https://www.bnDES.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/estatisticas-desempenho> Acesso em: 20 ago 2020:

_____. Banco Nacional do Desenvolvimento. **Produto BNDES Finem – Glossário de Itens Financiáveis.** 2020. Disponível em:

<https://www.bnDES.gov.br/wcm/connect/site/52603e4e-407a-4cc4-8122-e0d4419e59fd/BNDES-Finem-itens-financiaveis.pdf?MOD=AJPERES&CVID=IGVAvR6>. Acesso em: 08 ago 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029.** 2020. Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/documents/78404/0/Apresenta%C3%A7%C3%A3o+PDE+2029+-+REIVE+BARROS/e6df4e97-f42f-9214-e24f-e122b4e0863d> Acesso em: 20 ago 2020.

CBIE. Centro Brasileiro de Infraestrutura. **Como funcionam os leilões de energia?** 2020. Disponível em: <https://cbie.com.br/artigos/como-funcionam-os-leiloes-de-energia/> Acesso em: 10 ago 2020.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Ambiente livre e ambiente regulado.** 2020. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?_adf.ctrl-state=yqinokqke_1&_afrLoop=1207253578489135#!%40%40%3F_afrLoop%3D1207253578489135%26_adf.ctrl-state%3Dyqinokqke_5 Acesso em: 12 ago 2020.

_____. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Tipos de Leilões. 2020.** Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_afrLoop=508390945610838&_adf.ctrl-state=zeom72l4q_31#!%40%40%3F_afrLoop%3D508390945610838%26_adf.ctrl-state%3Dzeom72l4q_35 Acesso em: 20 jul 2020.

CEBRASSE. **Lucro presumido ou lucro real?** Disponível em:
https://www.cebrasse.org.br/downloads/html/lucro_presumido_real.html. Acessado em: 09 set 2020.

DIAZ-DORADO, Eloy et al. Estimation of energy losses in a Wind Park. **Proceedings of 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation**, Barcelona, 2007, p. 1-6.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanço Energético Nacional 2019.** 2020.
Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-470/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%20BEN%202019%20Ano%20Base%202018.pdf> Acesso em: 28 jun 2020

_____. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanço Energético Nacional 2019.** 2020.
Relatório Final. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-494/BEN%202019%20Completo%20WEB.pdf> Acesso em: 28 jun 2020

GATTI, Stefano. **Project Finance in Theory and Practice: Designing, Structuring, and Financing Private and Public Projects.** 1a Edição. ed. United States: Academic Press, 2007.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações.** 2012. White Paper. Disponível em: https://acendebrasil.com.br/wp-content/uploads/2020/04/2012_WhitePaperAcendeBrasil_07_Leilos_Rev2.pdf Acesso em 12 ago 2020:

INVESTOPEDIA. **Free Cash Flow to Equity – FCFE Definition.** 2020. Disponível em:
<https://www.investopedia.com/terms/f/freecashflowtoequity.asp> Acesso em 20 ago 2020.

_____. **Net Present Value Rule.** 2019. Disponível em:
<https://www.investopedia.com/terms/n/npv-rule.asp> Acesso em 20 ago 2020.

ITAÚ BBA. **Projeções de Longo Prazo – Setembro 2020.** 2020. Disponível em:
<https://www.itau.com.br/itaubba-pt/analises-economicas/projcoes/longo-prazo-setembro-2020> . Acesso em: 08 set 2020.

MELO, Marcelo Silva de Matos. **Energia eólica: aspectos técnicos e econômicos.** 2012. 154f. Dissertação [Mestrado em Planejamento Energético] Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2012.

REBELATTO, Daisy Aparecida Do Nascimento. **Projeto de Investimento: Com estudo de caso completo na área de serviços.** 1 ed. Barueri/SP: Editora Manole Ltda, 2004.

SEBRAE. **Sociedade de Propósito Específico.** 2020. Disponível em:
http://intranet.df.sebrae.com.br/download/blog_responde/S%C3%A9rie%20Empreendimento%20Coletivos/SEC_sociedade_de_proposito_especifico.pdf. Acesso em: 01 ago 2020.

RODRIGUES, Paulo. Roberto, **Energia Eólica em Energias Renováveis.** Edição – Livro Digital: Editora Unisul, 2011.

TESOURO DIRETO. **Preços e Taxas dos Títulos IPCA, Pré e Pós-Fixados.** 2020. Disponível em: <https://www.tesourodireto.com.br/titulos/precos-e-taxas.htm>. Acesso em: 08 nov 2020.

VALOR INVESTE. **SAC x Tabela Price: qual é o melhor para você?** 2020. Disponível em: <https://valorinveste.globo.com/produtos/imoveis/noticia/2019/07/26/sac-x-tabela-price-qual-e-melhor-para-voce.ghtml>. Acesso em: 23 ago 2020.

(ANEXO 1)

Demonstração de Resultado do Exercício (DRE)

Resultado do Exercício <i>Em milhões de reais</i>	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Receita Bruta	-	-	12,1	12,5	12,9	13,3	13,7	14,1	14,5	15,0	15,4	15,8	16,3	16,8	17,3	17,8
(-) PIS/COFINS	-	-	(0,4)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,6)	(0,6)	(0,6)	(0,6)	(0,6)	(0,7)
(=) Receita Líquida	-	-	11,7	12,0	12,4	12,8	13,2	13,6	14,0	14,4	14,8	15,3	15,7	16,2	16,7	17,2
(-) Opex	-	-	(1,8)	(2,0)	(2,2)	(2,3)	(2,4)	(2,7)	(2,9)	(3,0)	(3,2)	(3,4)	(3,8)	(4,0)	(4,3)	(4,5)
(=) EBITDA	-	-	9,8	10,1	10,2	10,5	10,7	10,9	11,1	11,4	11,6	11,8	11,9	12,2	12,4	12,6
(%) Margem EBITDA	-	-	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7
(-) Depreciação e Amortização	-	-	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)
(=) EBIT	-	-	6,6	6,9	7,0	7,3	7,5	7,6	7,9	8,2	8,4	8,6	8,7	9,0	9,2	9,4
Resultado financeiro	(2,9)	(7,4)	(10,3)	(8,5)	(8,1)	(7,6)	(7,2)	(6,7)	(6,1)	(5,6)	(5,0)	(4,3)	(3,7)	(2,9)	(2,2)	(1,4)
(-) Despesas financeiras	(1,6)	(4,2)	(5,8)	(4,2)	(4,0)	(3,8)	(3,6)	(3,3)	(3,1)	(2,8)	(2,5)	(2,2)	(1,8)	(1,5)	(1,1)	(0,7)
(+) Receitas financeiras	(1,2)	(3,2)	(4,4)	(4,2)	(4,0)	(3,8)	(3,6)	(3,3)	(3,1)	(2,8)	(2,5)	(2,2)	(1,8)	(1,5)	(1,1)	(0,7)
(=) EBT	(2,9)	(7,4)	(3,6)	(1,6)	(1,0)	(0,3)	0,3	1,0	1,7	2,6	3,4	4,3	5,0	6,0	7,0	8,1
(-) IRPJ e CSLL	-	-	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)
(=) Lucro Líquido	(2,9)	(7,4)	(4,1)	(2,1)	(1,6)	(0,9)	(0,2)	0,4	1,2	2,1	2,9	3,8	4,5	5,6	6,5	7,5

Resultado do Exercício <i>Em milhões de reais</i>	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
Receita Bruta	18,4	19,0	19,5	20,1	20,7	21,3	28,1	28,9	29,8	30,8	31,6	32,5	33,5	34,6	35,6	36,6
(-) PIS/COFINS	(0,7)	(0,7)	(0,7)	(0,7)	(0,8)	(0,8)	(1,0)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,3)	(1,3)	(1,3)
(=) Receita Líquida	17,7	18,3	18,8	19,3	19,9	20,6	27,0	27,9	28,7	29,6	30,4	31,4	32,3	33,4	34,3	35,3
(-) Opex	(4,8)	(5,4)	(5,7)	(6,1)	(6,4)	(6,8)	(7,2)	(7,7)	(8,2)	(8,6)	(9,2)	(9,7)	(10,3)	(11,0)	(11,6)	(12,3)
(=) EBITDA	12,9	12,9	13,0	13,3	13,5	13,7	19,8	20,2	20,5	21,0	21,3	21,6	22,0	22,4	22,6	23,0
(%) Margem EBITDA	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
(-) Depreciação e Amortização	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,2)	(3,3)
(=) EBIT	9,7	9,7	9,8	10,0	10,3	10,5	16,6	17,0	17,3	17,8	18,1	18,4	18,8	19,2	19,4	19,7
Resultado financeiro	(0,5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Despesas financeiras	(0,2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Receitas financeiras	(0,2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) EBT	9,2	9,7	9,8	10,0	10,3	10,5	16,6	17,0	17,3	17,8	18,1	18,4	18,8	19,2	19,4	19,7
(-) IRPJ e CSLL	(0,5)	(0,6)	(0,6)	(0,6)	(0,7)	(0,7)	(1,0)	(1,1)	(1,2)	(1,3)	(1,3)	(1,4)	(1,5)	(1,6)	(1,7)	(1,8)
(=) Lucro Líquido	8,6	9,0	9,2	9,4	9,6	9,8	15,6	15,9	16,2	16,5	16,7	17,0	17,3	17,6	17,8	17,9

(ANEXO 2)

Demonstração de Fluxo de Caixa (DFC)

Fluxo de Caixa <i>Em milhões de reais</i>	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
F. C. Operacional (FCO)	-	-	10,7	11,0	11,2	11,5	11,7	11,9	12,2	12,5	12,7	13,0	13,1	13,4	13,6	13,9
(+) EBITDA	-	-	10,7	11,0	11,2	11,5	11,7	11,9	12,2	12,5	12,7	13,0	13,1	13,4	13,6	13,9
(+/-) Variação Capital de Giro	-	-	(1,1)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
(-) Impostos - IR/CSSL	-	-	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)
(+) Receita Financeira	-	-	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1
F. C. Investimento (FCI)	(48,1)	(48,1)	(2,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
(+/-) Var. de Contas Reserva	-	-	(2,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
(-) Investimentos	(48,1)	(48,1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
F. C. Financiamento (FCF)	32,7	33,2	(8,2)	(7,5)												
(+) Desembolso Financiamento	33,1	34,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Juros	-	-	(4,1)	(4,2)	(4,0)	(3,8)	(3,6)	(3,3)	(3,1)	(2,8)	(2,5)	(2,2)	(1,8)	(1,5)	(1,1)	(0,7)
(-) Amortização	-	-	(2,8)	(3,2)	(3,4)	(3,6)	(3,9)	(4,1)	(4,4)	(4,7)	(5,0)	(5,3)	(5,6)	(6,0)	(6,4)	(6,8)
(-) Fianças	(0,4)	(1,0)	(1,4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa do período	(15,4)	(14,9)	0,5	3,5	3,7	4,0	4,3	4,4	4,7	5,0	5,2	5,5	5,6	5,9	6,2	6,4

Fluxo de Caixa <i>Em milhões de reais</i>	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
F. C. Operacional (FCO)	14,2	14,3	14,5	14,7	15,0	15,3	21,9	22,3	22,7	23,2	23,6	24,0	24,4	24,9	25,2	25,6
(+) EBITDA	14,2	14,3	14,5	14,7	15,0	15,3	21,9	22,3	22,7	23,2	23,6	24,0	24,4	24,9	25,2	25,6
(+/-) Variação Capital de Giro	(0,0)	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	0,1	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
(-) Impostos - IR/CSSL	(0,5)	(0,6)	(0,6)	(0,6)	(0,7)	(0,7)	(1,0)	(1,1)	(1,2)	(1,3)	(1,3)	(1,4)	(1,5)	(1,6)	(1,7)	(1,8)
(+) Receita Financeira	0,1	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,7	0,9	1,0	1,2	1,4	1,6	1,7	1,9	2,1	2,2
F. C. Investimento (FCI)	0,5	1,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+/-) Var. de Contas Reserva	0,5	1,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Investimentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
F. C. Financiamento (FCF)	(7,5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Desembolso Financiamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Juros	(0,2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Amortização	(7,2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Fianças	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa do período	7,3	16,1	14,5	14,7	15,0	15,3	21,9	22,3	22,7	23,2	23,6	24,0	24,4	24,9	25,2	25,6

(ANEXO 3)

Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial Em milhões de reais	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Ativo	48,1	109,3	107,1	103,9	100,5	96,9	93,1	89,0	84,6	80,0	75,0	69,8	65,1	62,0	58,9	55,8
Circulante	-	13,0	12,0	12,0	11,8	11,4	10,7	9,8	8,6	7,2	5,4	3,3	1,8	1,9	1,9	2,0
Caixa e Equivalentes	-	13,0	10,7	10,6	10,4	9,9	9,2	8,2	7,0	5,5	3,7	1,5	-	-	-	-
Contas a Receber	-	-	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Não Circulante	48,1	96,3	95,1	91,9	88,7	85,5	82,3	79,2	76,0	72,8	69,6	66,4	63,3	60,1	57,0	53,8
Contas Reserva	-	-	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4
Imobilizado	48,1	96,3	93,0	89,8	86,6	83,4	80,2	77,0	73,8	70,6	67,4	64,2	61,0	57,8	54,6	51,4
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo	48,1	109,3	107,1	103,9	100,5	96,9	93,1	89,0	84,6	80,0	75,0	69,8	65,1	62,0	58,9	55,8
Circulante	-	-	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5
Fornecedores	-	-	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
Impostos a Pagar	-	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Não Circulante	34,4	71,8	69,4	66,2	62,8	59,2	55,3	51,2	46,8	42,2	37,2	31,9	26,3	20,3	14,0	7,2
BNDES	34,4	71,8	69,4	66,2	62,8	59,2	55,3	51,2	46,8	42,2	37,2	31,9	26,3	20,3	14,0	7,2
Patrimônio Líquido	13,8	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	38,4	41,3	44,5	48,1
Capital Social	15,4	43,3	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
Lucros/Prejuízos Acumulados	(1,6)	(5,9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,0	3,8	7,0	10,6

