

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

João Antônio Côrtes Amorim

**Estudo de Viabilidade Técnica e Financeira de um
Parque eólico no Estado de Sergipe**

Florianópolis
2024

João Antônio Côrtes Amorim

**Estudo de Viabilidade Técnica e Financeira de um
Parque eólico no Estado de Sergipe**

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Erlon Cristian Finardi, D. Eng.

Florianópolis
2024

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Côrtes Amorim, João Antônio Côrtes
Estudo de Viabilidade Técnica e Financeira de um Parque
eólico no Estado de Sergipe. / João Antônio Côrtes Côrtes
Amorim ; orientador, Erlon Cristian Finardi, 2024.
53 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Eólica. 3. Weibull. 4.
Sergipe. 5. Aerogerador. I. Finardi, Erlon Cristian . II.
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia Elétrica. III. Título.

João Antônio Côrtes Amorim

**Título: Estudo de Viabilidade Técnica e Financeira de um
Parque eólico no Estado de Sergipe.**

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 09 de julho de 2024.



Documento assinado digitalmente
Miguel Moreto
Data: 11/07/2024 10:05:28-0300
CPF: ***.850.100-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
Erlon Cristian Finardi
Data: 09/07/2024 15:23:54-0300
CPF: ***.364.749-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Erlon Cristian Finardi, D. Eng.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Telles Brunelli Lazzarin
Data: 09/07/2024 15:22:46-0300
CPF: ***.400.719-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Telles Brunelli Lazzarin, PhD.
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Renata Pedrini
Data: 09/07/2024 14:28:58-0300
CPF: ***.273.969-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Renata Pedrini, M. Eng.
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus pais, a minha namorada e aos meus amigos, sendo eles pilares fundamentais para o meu sucesso.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha profunda gratidão aos meus pais, Antônio Amorim e Denes Côrtes, por todo o amor, apoio incondicional e ensinamentos que me guiaram ao longo da vida e nesta jornada acadêmica. Sem vocês, nada disso seria possível.

A minha namorada, Emanuely Pinheiro, por estar sempre ao meu lado, oferecendo carinho, compreensão e encorajamento, mesmo nos momentos mais difíceis. Sua presença foi essencial para que eu pudesse concluir este trabalho.

Ao meu tio, Micael Côrtes, por todos conhecimentos e conselhos passados, fundamentais para compreensão do meu caminho.

A minha família, por todo o suporte e incentivo ao longo dessa trajetória. Vocês são minha base e minha inspiração.

Aos meus amigos, pela amizade, colaboração e por todos os momentos de descontração que tornaram essa caminhada mais leve e prazerosa. Sou grato por ter cada um de vocês ao meu lado.

Comprometo-me a fazer de tudo para que meus estudos possam contribuir para a sociedade, sempre guiado pela ética e competência.

"Em algum lugar, alguma coisa incrível está esperando para ser descoberta." (Carl Sagan, 1977)

RESUMO

A energia eólica no Brasil e no mundo tem mostrado crescimento robusto, impulsionado pela busca por fontes de energia renováveis e menos poluentes. Globalmente, países como China, Estados Unidos e Alemanha lideram em capacidade instalada, enquanto o Brasil, com seu vasto potencial eólico, especialmente no Nordeste, está rapidamente expandindo sua infraestrutura eólica. Este crescimento é incentivado por políticas governamentais de apoio, avanços tecnológicos e a crescente competitividade dos custos em relação a outras fontes energéticas. O objetivo desse estudo é analisar a implantação de um parque eólico em cidades do Estado de Sergipe, avaliando possíveis potenciais eólicos que não foram descobertos. Atualmente no Estado existe apenas um parque eólico, sendo esse um fator fundamental para análise de implementação, visto que o nordeste é sempre visto como grande impulsionador eólico, mas Sergipe segue ainda sendo um mero coadjuvante. Com isso, foi realizada uma análise dos dados de torres anemométricas para que se fosse possível obter padrões de ventos das cidades estudadas. Essa análise inclui uma avaliação detalhada do potencial eólico nas regiões selecionadas, considerando as características geográficas e climáticas locais. Além disso, o estudo explora a estrutura de custos associada ao desenvolvimento e operação do parque eólico, bem como a análise de retorno financeiro, usando indicadores econômicos já consolidados.

Palavras-chave: Eólica; Weibull; Sergipe; Aerogerador; Cisalhamento.

ABSTRACT

Wind energy in Brazil and worldwide has shown robust growth, driven by the search for renewable and less polluting energy sources. Globally, countries such as China, the United States, and Germany lead in installed capacity. With its vast wind potential, especially in the Northeast, Brazil is rapidly expanding its wind infrastructure. Encouraging government policies, technological advances, and increasing cost competitiveness concerning other energy sources potentialize this growth. This study aims to analyze the implementation of a wind farm in cities in Sergipe, assessing possible undiscovered wind potential. Data from anemometry towers was analyzed to obtain wind patterns for the cities studied. This analysis includes a detailed assessment of the wind potential in the selected regions, considering the local geographical and climatic characteristics. In addition, the study explores the cost structure associated with the development and operation of the wind farm, as well as analyzing the financial return using well-established economic indicators.

Keywords: Wind; Weibull; Sergipe; Wind turbine; Shear.

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Aproximação do expoente de Hellman para superfícies costeiras.....	27
Tabela 2 – Custos operacionais inertes ao projeto eólico.....	37
Tabela 3 – Valores de probabilidade de ocorrência da velocidade do vento para cada Cidade.....	39
Tabela 4 – Valores de horas totais em um ano para cada velocidade do vento.....	40
Tabela 5 – Valores de energia total para os parques em um ano para cada velocidade do vento.....	41
Tabela 6 – Total gerado e fator de capacidade em 20 anos.....	41
Tabela 7 – Valores de fator de capacidade de cada estado em 2021.....	42
Tabela 8 – Fluxo de caixa dos primeiros 2 anos na cidade de Aracaju.....	44
Tabela 9 – Valores da taxa interna de retorno por cidade.....	44
Tabela 10 – Valores de VPL por cidade.....	45
Tabela 11 – Valores de custo/benefício por cidade.....	45

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEÉOLICA - Associação Brasileira de Energia Eólica

INMET - Instituto Nacional de Meteorologia INMET

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

EPE - Empresa de Pesquisa Energética EPE

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

ACL - Ambiente de Contratação Livre

FC - Fator de capacidade

GE - General electric

TIR - Taxa interna de retorno

CB - Custo - Benefício

VPB - Valor Presente dos Benefícios

VPC - Valor Presente dos Custos

VPL - Valor Presente Líquido

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

IR/CS - Imposto de Renda/Contribuição Social

O&M - Operação e Manutenção

BOP – Balance of plant

LISTA DE SÍMBOLOS

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	17
1.1	PANORAMA NO BRASIL	17
1.2	OBJETIVOS	18
1.3	METODOLOGIA.....	19
1.4	EÓLICA NO CONTEXTO MUNDIAL	19
1.5	MODELO DO MERCADO BRASILEIRO.....	20
1.6	VENTO COMO FORMA DE ENERGIA.....	21
1.7	REGIÃO NORDESTE E SEU POTENCIAL	21
1.8	AEROGERADORES	22
2	ANÁLISE DE DADOS EÓLICOS.....	25
2.1	LOCALIZAÇÃO DOS PARQUES.....	25
2.2	AJUSTE DE ALTURA DOS DADOS.....	26
2.3	DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL.....	27
2.4	CURVA DE POTÊNCIA	29
2.5	DISPONIBILIDADE.....	29
2.6	ENERGIA GERADA	30
3	ANÁLISE FINANCEIRA	31
3.1	AMORTIZAÇÃO.....	31
3.2	CUSTO-BENEFÍCIO	31
3.3	VALOR PRESENTE LÍQUIDO	32
3.4	TAXA INTERNA DE RETORNO	33
3.5	CUSTOS DO PROJETO	33
3.6	CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	35
4	RESULTADOS	37
4.1	CARACTERÍSTICAS DO VENTO NAS CIDADES	37
4.2	GERAÇÃO DE ENERGIA	38

4.3	FATOR DE CAPACIDADE.....	40
4.4	VENDA DA ENERGIA GERADA	41
4.5	FLUXO DE CAIXA	42
4.6	RESULTADOS FINANCEIROS.....	43
4.6.1	TIR	43
4.6.2	VPL	44
4.6.3	CUSTO/BENEFÍCIO.....	44
5	CONCLUSÃO.....	45
5.1	TRABALHOS FUTUROS	45
ANEXO A – EXEMPLO FLUXO DE CAIXA PARA ARACAJU.....		49
ANEXO B – EXEMPLO FLUXO DE CAIXA PARA BREJO GRANDE.....		51
ANEXO C – EXEMPLO FLUXO DE CAIXA PARA Itabaianinha.....		53

1 INTRODUÇÃO

A energia eólica é uma forma de energia renovável que utiliza a força do vento para gerar eletricidade. A história do aproveitamento do vento remonta a tempos antigos, com as primeiras utilizações práticas em moinhos de vento para moagem de grãos e bombeamento de água. Na era moderna, a energia eólica ganhou importância como uma alternativa limpa e sustentável aos combustíveis fósseis.

O princípio básico da geração de energia eólica envolve a conversão da energia cinética do vento em energia elétrica. Isso é feito através de turbinas eólicas, que são compostas por grandes pás montadas em uma torre. Quando o vento sopra, ele move as pás, que por sua vez acionam um gerador para produzir eletricidade.

As turbinas eólicas podem ser instaladas em terra (onshore) ou no mar (offshore). As instalações offshore geralmente têm o benefício de ventos mais fortes e consistentes, mas também enfrentam desafios como custos mais elevados de instalação e manutenção.

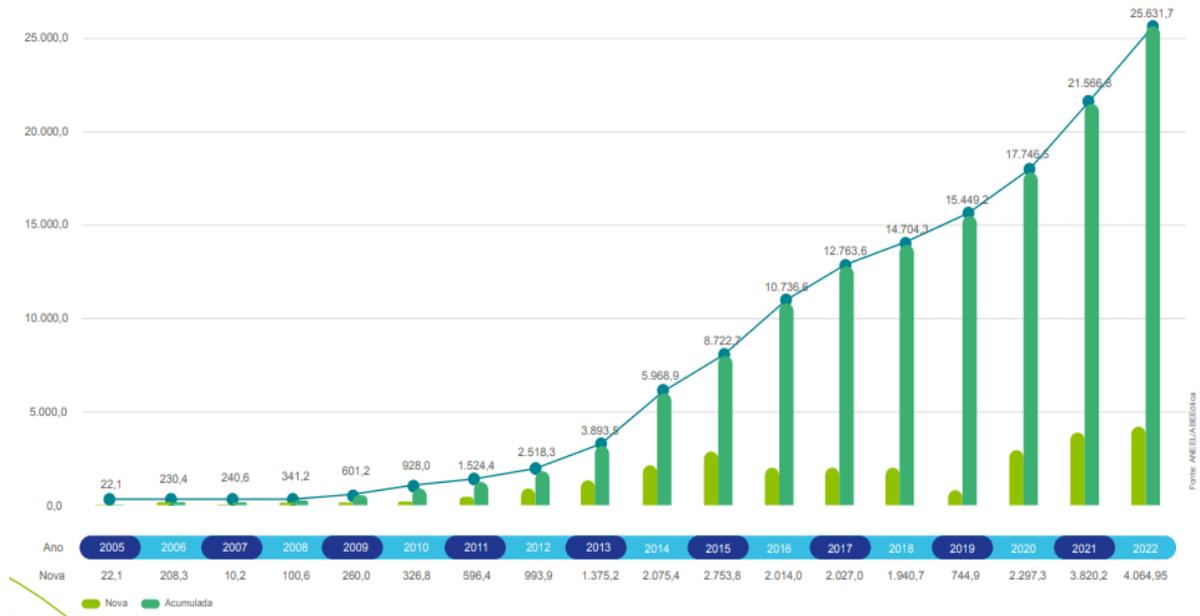
A energia eólica é considerada uma das fontes de energia mais limpas disponíveis, pois não produz emissões de gases de efeito estufa durante a operação. Além disso, o vento é uma fonte inesgotável de energia, tornando a energia eólica uma opção atraente para a geração de eletricidade sustentável.

No entanto, a energia eólica também enfrenta desafios, como a variabilidade do vento e o impacto nas paisagens e ecossistemas locais. Além disso, a produção de energia eólica pode ser influenciada por condições meteorológicas e geográficas, o que significa que não é uma solução viável em todas as regiões.

1.1 PANORAMA NO BRASIL

A energia eólica no país tem se destacado como uma das fontes de energia renovável mais promissoras e de rápido crescimento. Com uma extensa costa e vastas áreas com regimes de vento favoráveis, o Brasil apresenta um potencial significativo para o desenvolvimento da energia eólica. Historicamente, o Brasil tem se apoiado em grande parte na energia hidrelétrica para atender às suas necessidades de eletricidade. No entanto, a dependência de hidrelétricas tem seus desafios, como as secas e questões ambientais relacionadas à construção de grandes barragens. Neste contexto, a energia eólica surge como uma alternativa complementar e sustentável. A capacidade instalada de energia eólica no Brasil tem crescido de forma impressionante, como se pode ver na Figura 1, fazendo com que o país se torne um dos líderes globais no setor.

Figura 1 – Evolução da Capacidade Instalada da Energia Eólica no Brasil (MW).



Fonte: ABEÉOLICA (2023)

Além de contribuir para a diversificação da matriz energética, essa energia também tem um impacto positivo no desenvolvimento econômico, criando empregos e fomentando o desenvolvimento tecnológico.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo central deste estudo é conduzir uma avaliação da viabilidade técnica e financeira da implantação de um parque eólico no Estado de Sergipe, tendo em vista a grande disparidade de projetos implantados ao longo de outros Estados do Nordeste quando comparado com Sergipe, logo este estudo visa entender essa disparidade e explorar o potencial subaproveitado da região. O projeto visa a análise detalhada dos aspectos técnicos envolvidos na instalação, operação e manutenção de um parque eólico, considerando as condições específicas da região. O estudo foi focado na análise de dados anemométricos obtidos de postos meteorológicos do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), localizados nas cidades sergipanas de Brejo Grande, Itabaianinha e Aracaju. Foi feita uma análise de viabilidade técnica e econômica simulando a implantação de um parque eólico nas cidades citadas, levando em consideração preços de energia diferentes por MWh e utilizando indicadores econômicos favoráveis para definir a melhor localização.

1.3 METODOLOGIA

Esta pesquisa é apresentada seguindo uma abordagem exploratória quantitativa. Com o auxílio da coleta de dados, foi possível conduzir um estudo de caso. A investigação concentrou-se na avaliação técnica e econômica de um parque eólico situado em 3 cidades diferentes. Os dados anemométricos para as cidades em questão foram obtidos do Instituto Meteorológico Brasileiro (INMET). Além disso, para as análises, foram utilizadas informações provenientes de documentos fornecidos por órgãos governamentais relacionados ao setor elétrico brasileiro, incluindo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Eletrobras.

1.4 EÓLICA NO CONTEXTO MUNDIAL

A energia eólica, uma das formas mais limpas e sustentáveis de geração de energia, tem testemunhado um crescimento impressionante em todo o mundo. Este crescimento é impulsionado pela necessidade urgente de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e pela busca por alternativas aos combustíveis fósseis.

Globalmente, a energia eólica tem experimentado um aumento significativo em sua capacidade instalada. Em 2022, houve um incremento substancial na geração de eletricidade eólica, com um aumento de 14% em relação ao ano anterior, alcançando mais de 2.100 TWh. Esse crescimento fez da energia eólica a segunda tecnologia de energia renovável de maior crescimento, ficando atrás apenas da energia solar fotovoltaica. (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2023).

A China tem sido um dos principais impulsionadores deste crescimento, sendo responsável por metade das adições globais de capacidade de energia eólica. Os países europeus também estão aumentando significativamente sua capacidade eólica, tanto em terra quanto no mar, em resposta à crise energética e aos objetivos de sustentabilidade.

O setor de energia eólica offshore está se expandindo rapidamente. A energia offshore, que não enfrenta as mesmas restrições de tamanho que a energia eólica onshore, está vendo inovações em termos de turbinas maiores e mais eficientes.

Para manter esse ritmo de crescimento e alcançar as metas de Emissões Líquidas Zero até 2050, é necessário um aumento nas adições anuais de capacidade, passando dos 75 GW em 2022 para 350 GW em 2030. Isso exigirá esforços significativos em termos de políticas governamentais e investimentos do setor privado, particularmente na facilitação de permissões para

energia eólica terrestre e na redução de custos para projetos offshore. (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2023).

Em resumo, a energia eólica está se tornando uma parte cada vez mais importante da matriz energética global, com uma expansão significativa tanto em capacidade instalada quanto em inovação tecnológica. Ela representa uma peça crucial na transição global para uma energia mais limpa.

1.5 MODELO DO MERCADO BRASILEIRO

O modelo atual do setor elétrico no Brasil visa garantir a confiabilidade no abastecimento de eletricidade, garantir preços mais justos para os consumidores e fomentar a equidade social. Sob ponto de vista regulatório, o modelo promove a separação das funções de produção, transmissão, distribuição e venda de energia, além de estabelecer um mercado de energia de curto prazo. Adicionalmente, pode-se descrever as seguintes características do atual modelo:

Desverticalização: Uma das mudanças significativas foi a desverticalização, separando a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Isso permite maior competição e eficiência no mercado.

Liberalização do Mercado: Introdução de um mercado livre de energia, onde consumidores de grande porte têm a liberdade de escolher seus fornecedores, incentivando a concorrência e a busca por preços mais competitivos.

Incentivo às Energias Renováveis: Políticas de incentivo à geração de energia a partir de fontes renováveis, como solar, eólica e biomassa, visando reduzir a dependência de fontes não renováveis e mitigar impactos ambientais.

Leilões de Energia: Realização de leilões periódicos para contratação de novos empreendimentos de geração de energia, garantindo planejamento e expansão adequada do sistema elétrico.

Modernização da Infraestrutura: Investimentos em modernização e expansão da infraestrutura elétrica, incluindo redes de transmissão e distribuição, para garantir maior confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia.

Regulação e Fiscalização: Reforço na regulação e fiscalização do setor, garantindo o cumprimento de normas e padrões de qualidade, segurança e eficiência.

Programas de Eficiência Energética: Implementação de programas de eficiência energética, visando o uso mais racional da energia e a redução do desperdício.

Junto a isso, também veio a criação do ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) são dois segmentos do mercado de energia elétrica no Brasil. O ACR é o espaço onde ocorrem as contratações de energia elétrica por meio de leilões regulados pelo governo, destinadas principalmente às distribuidoras, que atendem ao consumidor final. Já o ACL permite que consumidores com demanda maior negociem diretamente com geradores ou comercializadores de energia, proporcionando flexibilidade e potencialmente preços mais competitivos.(MACHADO MEYER, 2007)

1.6 VENTO COMO FORMA DE ENERGIA

A formação da força do vento é um fenômeno complexo que envolve vários processos atmosféricos. Basicamente, o vento é o movimento do ar, e esse movimento é principalmente causado por diferenças na pressão atmosférica. Estas diferenças de pressão ocorrem devido a variações na temperatura da Terra, que são influenciadas pelo aquecimento solar. O sol não aquece a superfície da Terra uniformemente, e isso resulta em áreas de alta e baixa pressão.

O ar se move das regiões de alta pressão para as regiões de baixa pressão, e este movimento é o que conhecemos como vento. A velocidade e a direção do vento são influenciadas não só por essas diferenças de pressão, mas também pela rotação da Terra. A rotação da Terra causa o efeito Coriolis, que faz com que os trajetos do vento se desviem para a direita no hemisfério norte e para a esquerda no hemisfério sul.

Além disso, a topografia local, como montanhas e vales pode afetar a direção e a força do vento. Por exemplo, em áreas montanhosas, os ventos podem ser acelerados através de vales estreitos, enquanto as grandes massas de água como oceanos podem moderar as temperaturas locais, influenciando os padrões de vento.

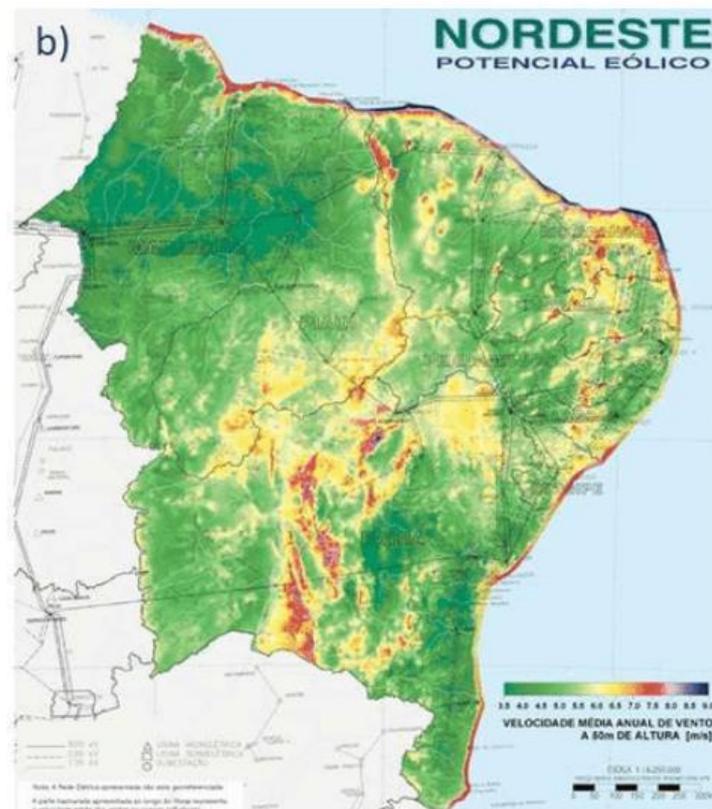
1.7 REGIÃO NORDESTE E SEU POTENCIAL

A região Nordeste do Brasil é reconhecida por seu vasto potencial para a geração de energia eólica, devido às condições climáticas e geográficas favoráveis. Esta região se caracteriza por ventos constantes e fortes, que são cruciais para a eficácia da geração dessa energia. O Nordeste destaca-se pela alta incidência de ventos alísios, que são constantes e têm velocidades adequadas para a geração de energia. Esses ventos são influenciados por fatores como a posição geográfica da região, próxima à linha do Equador, e as diferenças térmicas entre o oceano e o continente, que favorecem a formação de ventos regulares e intensos. Além disso, a topografia

da região também desempenha um papel importante na definição dos padrões de vento. Áreas litorâneas e zonas de altitude mais elevada no interior apresentam condições particularmente favoráveis para o desenvolvimento de parques eólicos.

O Estado de Sergipe por estar localizado na região nordeste possui as características citadas anteriormente. Como mostra a Figura 2, o Estado possui boas velocidades de ventos principalmente na área litorânea onde se localiza duas das três cidades de objeto de estudo: Aracaju e Brejo Grande.

Figura 2 – Mapa eólico a 100 metros de altura para o Nordeste.



Fonte: Empresa de Planejamento Energético (2016)

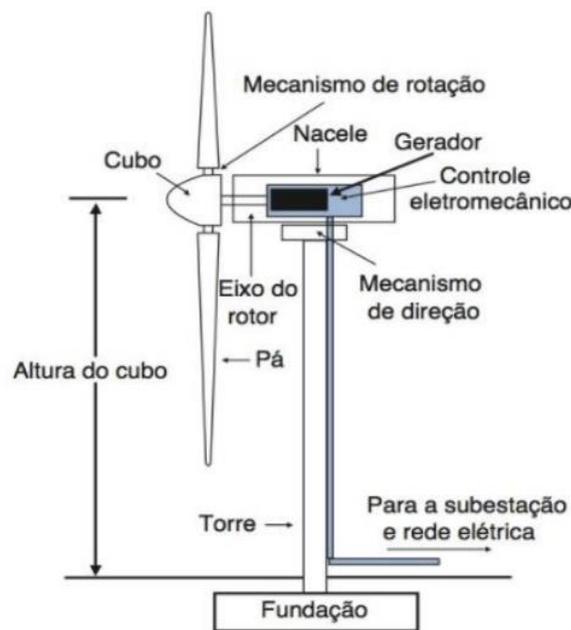
1.8 AEROGERADORES

Um aerogerador, conhecido também como turbina eólica, é uma estrutura projetada para converter a energia cinética do vento em energia elétrica. O design destes dispositivos incorpora vários componentes-chave que trabalham em conjunto para captar e transformar a força do vento. Conforme ilustrado na Figura 3, no topo da torre, que pode alcançar alturas significativas para acessar velocidades de vento mais estáveis, encontra-se a nacelle. Esta contém os

componentes principais do aerogerador, incluindo o gerador, a caixa de engrenagens, e os sistemas de controle, responsáveis pela conversão da energia mecânica em elétrica.

Acoplado à nacele está o rotor, composto por pás que são cuidadosamente projetadas para capturar a energia do vento. Quando o vento sopra, ele impulsiona as pás, fazendo com que o rotor gire. Esta rotação é então transferida para o gerador através do eixo principal.

Figura 3 – Partes do Aerogerador.



Fonte: Semana acadêmica.org (2016)

Tal como indicado na Figura 3, na qual demonstra os grandes componentes presentes em um aerogerador, também possuem sistemas de controle avançados que monitoram as condições do vento e ajustam a orientação da turbina e o ângulo das pás para maximizar a produção de energia e proteger a turbina em condições de vento extremas. Muitas turbinas são também equipadas com freios que podem parar o rotor em emergências ou para manutenção.

2 ANÁLISE DE DADOS EÓLICOS

Como forma de dimensionar o tamanho do parque, utilizou-se o último relatório operacional de emitido pela Epowerbay, uma plataforma online que oferece soluções e serviços relacionados ao setor energético brasileiro, que leva em consideração o fator de capacidade (FC) do parque eólico como forma de ranqueamento para análise no relatório. O FC nada mais é que uma medida da produção real de energia de uma instalação de energia eólica em relação à sua produção potencial máxima, se operasse à capacidade total durante um determinado período.

O FC é expresso em porcentagem e é calculado dividindo a energia elétrica efetivamente gerada durante um período específico pela energia que teria sido gerada se a instalação operasse continuamente à sua potência nominal (máxima) durante esse mesmo período. Matematicamente, o FC é definido por:

$$FC = E/(P \cdot t) \quad (1)$$

em que:

E é a energia gerada no período t (MWh);

P é a potência instalada (MW);

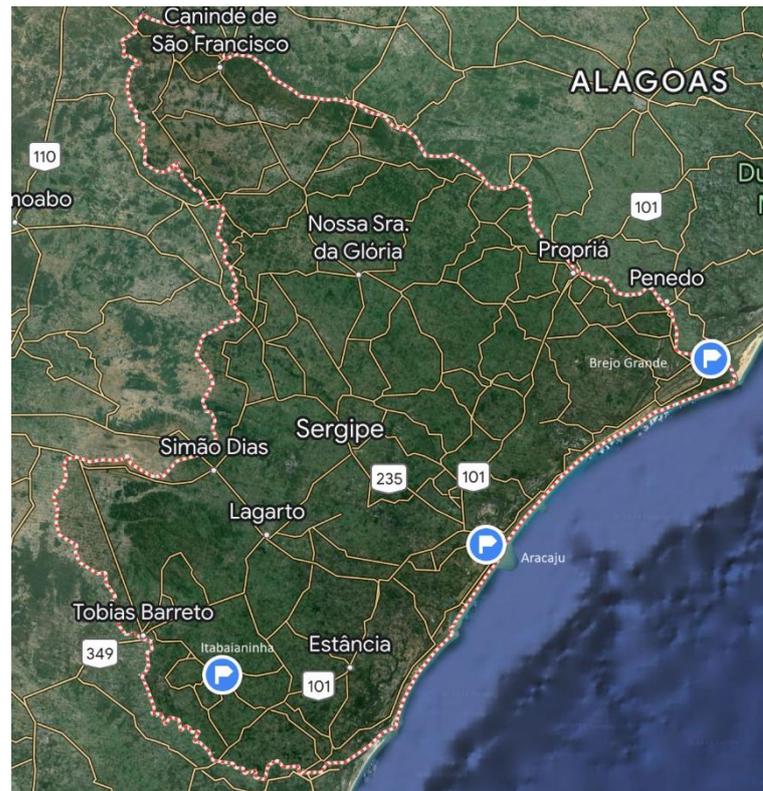
t é o intervalo de tempo considerado (h).

O parque com maior FC tem 79 aerogeradores GE de 2,5 MW; logo, para definição do tamanho do parque eólico será levado em consideração esses requisitos.

2.1 LOCALIZAÇÃO DOS PARQUES

Brejo Grande, Itabaianinha e Aracaju são municípios de Sergipe com características geográficas e climáticas distintas, como ilustrado na Figura 4, as 3 cidades abrangem tanto o litoral norte do Estado, como o interior e o litoral sul. Brejo Grande, uma península próxima a Aracaju, tem um relevo plano e clima úmido e quente, favorecendo ventos constantes. Itabaianinha, no agreste sergipano, apresenta um relevo mais elevado e clima semiárido. Aracaju, capital do estado, localiza-se na costa, com relevo predominantemente plano e clima tropical. O principal fator de escolha dessas cidades para o estudo foi a existência estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) na qual foram fundamentais para coleta de dados sobre os ventos dos locais.

Figura 4 – Localização das cidades de estudo.



Fonte: Google maps (2024)

As estações anemométricas do INMET medem velocidade e direção do vento em todo o Brasil. Elas possuem sensores específicos e estão estrategicamente localizadas. Os dados são coletados automaticamente e transmitidos para os centros do INMET. Após o processamento, os dados são disponibilizados online para previsão do tempo, estudos climáticos, energia eólica, navegação e outros fins.

2.2 AJUSTE DE ALTURA DOS DADOS

Uma maneira de utilizar os dados coletados pelas torres anemométricas, que geralmente captam o vento em alturas mais baixas, com a altura do aerogerador, que está localizado em uma altura consideravelmente maior, é através da aplicação de modelos de extrapolação ou ajuste de perfil vertical do vento.

Esses modelos consideram a variação da velocidade e da direção do vento com a altura, extrapolando os dados medidos nas torres para a altura do aerogerador. Existem diferentes abordagens para realizar essa extrapolação, sendo que a utilizada no estudo foi baseada na seguinte equação (MANWELL et al. 2003):

$$V = (h/h_0)^\alpha \cdot V_0 \quad (2)$$

Em que:

V é a velocidade corrigida (m/s).

h é a altura da turbina eólica (m).

h_0 é a altura da coleta de dados (m).

V_0 é a velocidade colhida na altura h_0 (m/s).

α é o expoente de Hellman.

O expoente de Hellmann depende da localização costeira e da forma do terreno no solo e da estabilidade do ar. A Tabela 1 apresenta alguns valores de referência.

Tabela 1 – Aproximação do expoente de Hellman para superfícies costeiras

Stability	Open water surface	Flat, open coast	Cities, villages
Unstable	0.06	0.11	0.27
Neutral	0.10	0.16	0.34
Stable	0.27	0.40	0.60

Fonte: Martin Kaltschmitt, Wolfgang Streicher, Andreas Wiese (2007)

Utilizado na indústria eólica, o expoente de Hellmann serve para ajustar a velocidade do vento medida em uma altura de referência para a altura da turbina eólica. Ela considera a variação esperada da velocidade do vento com a altura, sendo baseada na teoria do perfil logarítmico do vento. O ajuste é realizado utilizando o expoente de cisalhamento do vento, que descreve essa variação.

Devido as características das localizações escolhidas e a ausência de dados específicos, adotou-se 0,34 para o Expoente de Hellman, relativo com ar neutro em cidades.

2.3 DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL

A distribuição de Weibull é utilizada na análise de dados de velocidade do vento para estimativa de energia eólica devido à sua flexibilidade em se ajustar a diferentes padrões de vento. Essa distribuição permite modelar a frequência e a intensidade das velocidades do vento em um local específico. Ao se ajustar os parâmetros da distribuição de Weibull aos dados históricos de velocidade do vento, obtém-se um modelo que pode prever a ocorrência de diferentes velocidades de vento ao longo do tempo (MOHAMMADI, 2016, p.322 - 335).

A distribuição de Weibull possuiu dois parâmetros, um fator de forma k e um fator de escala C , os quais são calculados da seguinte maneira:

$$k = \left(\frac{\sigma}{V} \right)^{-1,086} \quad (2)$$

$$C = V \cdot \left(0,568 + \left(\frac{0,433}{k} \right) \right)^{\frac{1}{k}} \quad (3)$$

Em que:

V é a velocidade média do vento (m/s).

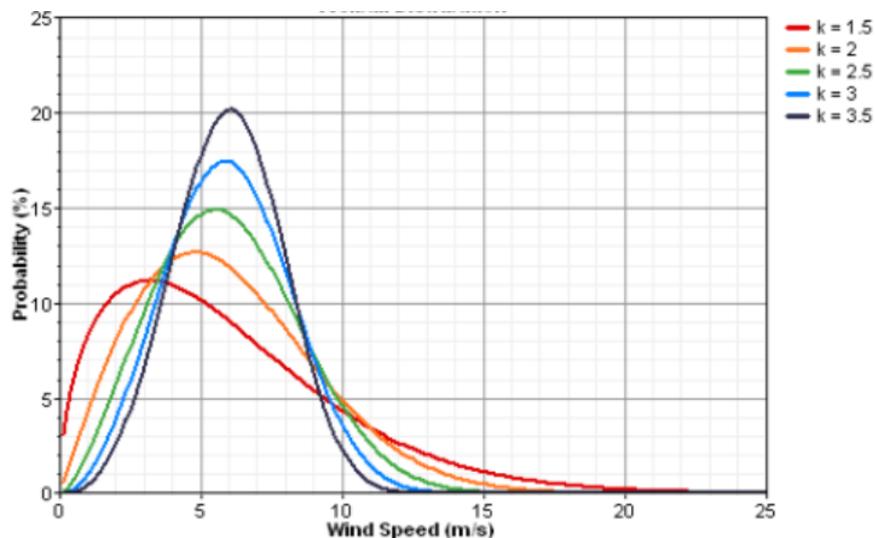
σ é o desvio padrão da velocidade do vento (m/s).

Com isso, tem-se todas as variáveis que são utilizadas na distribuição de Weibull, na qual se apresenta como:

$$p(V) = \left(\frac{k}{c} \right) \cdot \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{V}{c} \right)^k \right] \quad (4)$$

Assim, integrando este modelo com a curva de potência das turbinas eólicas, que relaciona a velocidade do vento à energia gerada, é possível estimar a produção total de energia do parque eólico. Esse cálculo é crucial para avaliar a viabilidade econômica de projetos de energia eólica, otimizar a seleção e o posicionamento das turbinas e prever a geração de energia sob diversas condições climáticas. A precisão dessa abordagem ajuda a minimizar riscos e a maximizar o retorno sobre o investimento em energia eólica.

Figura 5 – Exemplo distribuição de Weibull para diferentes ambientes



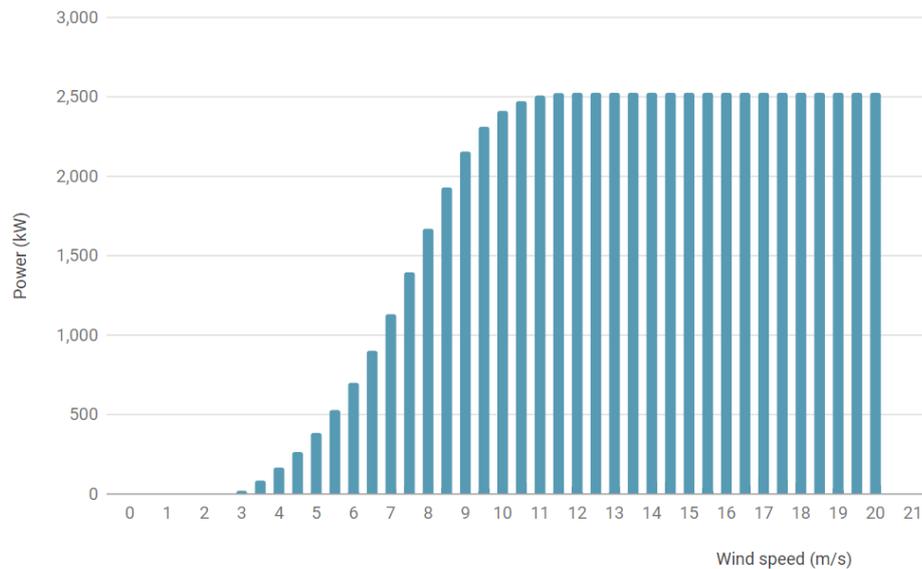
Fonte: PlenoEnergy (s.d.)

Conforme exibido na Figura 5, a distribuição de Weibull pode ter várias formas de ser apresentada, isso se deve a influência do fator de forma e fator de escala. O fator k responsável pela amplitude da curva no eixo y , ou seja, quanto maior o fator k , maior será a probabilidade de um intervalo de tempo acontecer, já o fator C relacionado com a escala do eixo x .

2.4 CURVA DE POTÊNCIA

A curva de potência de um aerogerador mostra a relação entre a velocidade do vento e a potência elétrica gerada. Inicia com uma velocidade mínima, abaixo da qual não produz energia. À medida que a velocidade do vento aumenta, a potência gerada cresce rapidamente até atingir a potência nominal. Após alcançar a potência máxima, a produção se estabiliza, mesmo com o aumento da velocidade do vento, devido aos limites de segurança e design do aerogerador. Para a turbina GE General Electric GE 2.5 - 120 temos a seguinte curva de potência:

Figura 6 – Curva de potência turbina GE 2.5 - 120



Fonte: The wind Power (2022)

2.5 DISPONIBILIDADE

A disponibilidade de um parque eólico se refere à porcentagem de tempo em que as turbinas estão operacionais e capazes de gerar energia. Fatores como manutenção, falhas técnicas e condições climáticas adversas podem afetar essa disponibilidade. Uma disponibilidade mais baixa significa que as turbinas estão inativas por mais tempo, o que reduz diretamente a

quantidade total de energia gerada pelo parque. Portanto, manter alta a disponibilidade é crucial para maximizar a produção de energia e, conseqüentemente, a rentabilidade do parque eólico.

Para o estudo será levado em consideração a disponibilidade de 96% que serve como base para aerogeradores de ótima qualidade, que possuem equipes de operação e manutenção com planos adequados.(CARVALHO, 2020, p. 120)

2.6 ENERGIA GERADA

Para o cálculo da energia gerada em um determinado período, utilizou-se a distribuição de Weibull para ter a quantidade de horas totais em que cada velocidade do vento acontece. A partir dos dados da curva de potência da turbina, na qual nos fornece a potência gerada para cada velocidade do vento, é possível calcular a energia produzida por cada turbina.

Para o primeiro ano de geração pode se considerar perdas de 0% pela degradação do aerogerador. Contudo, conforme os anos passam, espera-se uma perda de 1,6% na geração de energia de cada turbina.(STAFFELL; GREEN, 2014).

$$\text{Número de horas} = \text{Probabilidade Weibull} \cdot \frac{24h}{\text{dia}} \cdot \frac{365 \text{ dias}}{\text{ano}} \cdot \text{quantidade de anos} \quad (6)$$

Para o total de geração de energia gerado em um determinado período, utiliza-se a quantidade total de horas em cada velocidade vento associado sua respectiva potência retirada da curva de potência do aerogerador, levando em consideração a disponibilidade do parque e as perdas por degradação da turbina.

3 ANÁLISE FINANCEIRA

Avaliar a viabilidade econômica de um parque eólico é crucial para determinar sua sustentabilidade e eficácia a longo prazo. Uma abordagem abrangente para essa avaliação envolve a utilização de diversos métodos financeiros que permitem uma análise detalhada do potencial do projeto. Entre esses métodos, a Análise de Custo-Benefício (ACB) se destaca por comparar os custos totais do projeto, incluindo investimentos e operações, com os benefícios gerados com a venda de energia. O Valor Presente Líquido (VPL) é outra ferramenta vital, descontando todos os fluxos de caixa futuros para o presente e determinando a rentabilidade do projeto. Paralelamente, a Taxa Interna de Retorno (TIR) oferece uma perspectiva sobre a taxa de retorno esperada do investimento, indicando sua viabilidade se o valor for superior ao custo de capital. Além disso, o período de Payback, que calcula o tempo necessário para recuperar o investimento inicial, fornece uma medida simples, porém eficaz, do risco associado ao projeto. Esses métodos, ao serem aplicados em conjunto, fornecem uma base sólida para a análise financeira de projetos de energia eólica, permitindo uma avaliação abrangente da sua viabilidade econômica.

3.1 AMORTIZAÇÃO

Para analisar a viabilidade de um parque eólico é fundamental compreender a estrutura de financiamento do projeto. O custo do capital próprio, definido em 12,34% ao ano (BRASIL. ANEEL, 2014), reflete a taxa de retorno mínima exigida pelos investidores. Além disso, o prazo de amortização do empréstimo é de 20 anos, período durante o qual o capital emprestado deve ser integralmente pago.

3.2 CUSTO-BENEFÍCIO

A análise de custo-benefício é uma ferramenta essencial na avaliação da viabilidade econômica de projetos de grande escala, como a implantação de um parque eólico. Essa metodologia visa quantificar, em termos monetários, todos os custos associados ao desenvolvimento e operação do projeto, bem como todos os benefícios esperados ao longo de sua vida útil. O objetivo principal é determinar se os benefícios gerados pelo projeto superam os custos envolvidos, oferecendo uma base sólida para a tomada de decisões de investimento.

Para realizar a análise de custo-benefício, utiliza-se a seguinte fórmula:

$$CB = \frac{VBP}{VPC} = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{B_t}{(\mathbf{K} + 1)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(\mathbf{K} + 1)^t}} \quad (7)$$

No qual:

B_t é a receita no t -ésimo período (R\$).

C_t é a despesa no t -ésimo período (R\$).

\mathbf{K} é a taxa de desconto.

\mathbf{N} é o número de períodos.

O Valor Presente dos Benefícios (VPB) é a soma de todos os benefícios futuros que o projeto irá gerar, trazidos a valor presente através de uma taxa de desconto. Esses benefícios podem incluir, por exemplo, a receita proveniente da venda de energia, os benefícios ambientais quantificáveis e as economias geradas pela redução de emissões de gases do efeito estufa.

O Valor Presente dos Custos (VPC) é a soma de todos os custos associados ao projeto, incluindo custos de construção, operação, manutenção e desmonte, também trazidos a valor presente usando a mesma taxa de desconto.

Um Índice de Custo-Benefício (CB) maior que 1 indica que os benefícios superam os custos, sugerindo que o projeto é economicamente viável. Por outro lado, um índice menor que 1 sugere que os custos superam os benefícios, colocando em questão a viabilidade do projeto.

É importante notar que a escolha da taxa de desconto é crítica na análise de custo-benefício, pois ela reflete o valor do dinheiro ao longo do tempo e pode significativamente influenciar os resultados da análise. Portanto, a seleção de uma taxa de desconto apropriada deve considerar o custo de oportunidade do capital e as particularidades do setor e do mercado em que o projeto está inserido.

3.3 VALOR PRESENTE LÍQUIDO

O VPL é uma das métricas financeiras mais empregadas para avaliar a viabilidade econômica de projetos de investimento, como a implementação de um parque eólico. Essencialmente, o VPL busca determinar o valor atual de todos os fluxos de caixa futuros gerados pelo projeto, descontados a uma taxa que reflita o custo de capital ou a taxa de retorno exigida pelos

investidores. A ideia principal é calcular o valor total que o projeto adicionará ao patrimônio dos investidores, após considerar o valor do dinheiro no tempo.

A fórmula para o cálculo do VPL é expressa da seguinte maneira:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (8)$$

Em que:

FC_t representa o fluxo de caixa líquido no período t (R\$).

r é a taxa de retorno exigida.

n é o número total de períodos durante a vida útil do projeto.

I_0 é o investimento inicial no período 0 (R\$).

3.4 TAXA INTERNA DE RETORNO

A TIR é a taxa de retorno anual que o projeto é esperado gerar ao longo de sua vida útil. Este indicador é particularmente útil para comparar a atratividade de diferentes investimentos ou projetos, pois reflete a eficiência do capital investido. Para encontrar a TIR, utiliza-se a seguinte relação, que é resolvida através de métodos iterativos, já que não existe uma fórmula analítica para seu cálculo:

$$\sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0 \quad (8)$$

No qual:

TIR é a taxa de retorno exigida.

Um projeto é considerado atrativo do ponto de vista financeiro se a sua TIR exceder o custo de capital, ou seja, a taxa mínima de retorno exigida pelos investidores. Isso significa que o projeto não apenas retorna o capital investido, mas também proporciona um excedente. Por exemplo, se o custo de capital de um projeto eólico for de 8% ao ano, e a TIR calculada for de 12%, o projeto não apenas cobre o custo do capital empregado, mas também gera um retorno adicional, o que o torna economicamente viável e atrativo para investidores.

3.5 CUSTOS DO PROJETO

Os custos de implementação de um parque eólico são variados e dependem de uma série de fatores, como a localização do parque, a capacidade instalada, a tecnologia das turbinas, a

infraestrutura de acesso e conexão à rede elétrica, entre outros. A seguir, estão alguns dos principais componentes de custo na implementação de um parque eólico:

Aquisição de terreno: Custos relacionados à compra ou arrendamento do terreno onde o parque eólico será instalado. Esses custos podem variar significativamente dependendo da localização e do tamanho da área necessária.

Turbinas eólicas: Este é geralmente o componente de maior custo em um parque eólico. O preço das turbinas pode variar dependendo da capacidade, do fabricante e da tecnologia empregada. Inclui o custo das próprias turbinas, transporte e instalação.

Infraestrutura de acesso e obras civis: Inclui a construção de estradas para acesso ao local, plataformas para instalação das turbinas, fundações para as turbinas, e instalações administrativas ou de apoio.

Conexão à rede elétrica: Custos associados à construção de linhas de transmissão para conectar o parque eólico à rede elétrica existente, incluindo subestações e transformadores, se necessário.

Licenciamento e estudos ambientais: Custos para obtenção das licenças necessárias e realização de estudos de impacto ambiental, estudos de viabilidade, análises de risco, entre outros.

Seguros e garantias: Cobertura de seguros para a construção e operação inicial, além de garantias de performance e manutenção exigidas pelos financiadores ou investidores.

Sistema de monitoramento e controle: Inclui sistemas de monitoramento das turbinas, do clima e da produção de energia, bem como sistemas de controle operacional.

Despesas com financiamento: Juros e outros custos associados ao financiamento do projeto.

Para o cálculo do investimento necessário para implementação dos parques do estudo, analisou-se o custo médio por MW de 4 parques localizados na região de Sergipe e Bahia, próximos dos locais de estudo, conforme detalhes no texto a seguir.

- Parque eólico da Barra dos Coqueiros - SE, investimento de R\$ 125 milhões, potência instalada 34,5 MW – R\$ 3,6 milhões/MW (Governo de Sergipe, 2013).
- Complexo eólico Ventos de Santa Eugênia - BA, investimento de 2,5 bilhões, potência instalada 570 MW – R\$ 4,8 milhões/MW. (Statkraft Energias renováveis S.A, 2021)
- Complexo eólico Umburanas, investimento de 1,8 bilhões, potência instalada de 360 MW – R\$ 5 milhão/MW (ABEEólica, 2019)
- Complexo Eólico Babilônia Centro - BA, investimento de 3,2 bilhões, potência instalada de 554 MW – R\$ 5,77 milhão/MW (BNDES, 2024)

Logo, chega-se a um custo médio de 4,79 milhões/MW, no qual será utilizado para o cálculo do investimento inicial visando a construção dos parques de estudo. Como serão utilizados 79 aerogeradores de 2,5 MW, totalizando 197,5 MW, o investimento inicial seria de R\$ 946 milhões, na qual pode ser financiados em parte pelo Banco nacional do desenvolvimento.

3.6 CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

As despesas operacionais e taxas em um projeto eólico podem incluir manutenção de turbinas, aluguel ou pagamento de royalties pela terra, seguros, operação da infraestrutura (como linhas de transmissão), custos administrativos e de gestão, além de impostos e taxas regulatórias. Esses custos são cruciais para o planejamento financeiro do projeto e podem variar significativamente dependendo da localização, do tamanho do parque eólico e das políticas locais, conforme os parâmetros citados a seguir.

- O&M (Operação e Manutenção): Inclui todas as atividades necessárias para manter o parque eólico funcionando de forma eficiente, como manutenção preventiva e corretiva das turbinas.
- Seguros: Cobertura para danos ao equipamento, interrupção de negócios e responsabilidade civil contra terceiros.
- Recultivação: Processo de recuperação da área após o fim da vida útil do parque eólico, restaurando o ambiente natural.
- PIS/COFINS: Contribuições federais brasileiras que incidem sobre a receita bruta das empresas, aplicáveis também aos projetos eólicos.
- IR/CS (Imposto de Renda/Contribuição Social): Tributos sobre o lucro das empresas que operam parques eólicos no Brasil.
- Tarifa ANEEL: Valor pago pela energia gerada, definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica, que regula o setor elétrico brasileiro.
- TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão): Valor pago pelo uso da infraestrutura de transmissão para levar a energia do parque eólico até os consumidores.
- Arrendamento: Pagamento pelo uso da terra onde são instaladas as turbinas eólicas, geralmente feito a proprietários privados ou entidades governamentais.

Por sua vez, os valores que serão utilizados para cálculo dos custos estão listados na Tabela 2.

Tabela 2 – Custos operacionais inertes ao projeto eólico

DESPESAS	TOTAL	FONTE
O&M	R\$ 46/KW ano	LUNA,2011
SEGUROS	1% do investimento	LUNA,2011
RECVLTIVAÇÃO	R\$ 4 /KW ano	LUNA,2011
PIS/COFINS	9,3% da receita	LUNA,2011
IR/CS	34% lucro	LUNA,2011
TARIFA ANEEL	0,5% da receita	LUNA,2011
TUST	R\$ 11.738,71/por MW ano	Ministério de Minas e Energia, 2022
Arrendamento	1% da receita	LUNA,2011

Fonte : autor (2024)

4 RESULTADOS

Nesta seção de resultados é apresentada uma análise detalhada e os achados cruciais do estudo sobre a viabilidade de um parque eólico.

4.1 CARACTERÍSTICAS DO VENTO NAS CIDADES

A função de Weibull é fundamental no contexto dos parques eólicos por sua capacidade de modelar de maneira precisa as variações nas velocidades do vento, que são variáveis e difíceis de se prever com exatidão. Combinando esta função com a curva de potência específica de uma turbina eólica, que mostra a quantidade de energia que a turbina pode gerar em diferentes velocidades do vento, é possível fazer uma estimativa da produção total de energia do parque eólico.

Essa abordagem permite prever o desempenho energético com base nas características locais do vento, otimizar a seleção e o posicionamento das turbinas e, conseqüentemente, maximizar a eficiência da operação e, conseqüentemente, a rentabilidade do investimento. Além disso, uma compreensão detalhada das probabilidades associadas às velocidades do vento ajuda na gestão dos riscos operacionais e financeiros, garantindo que o parque eólico seja projetado e operado de forma a atender às expectativas de produção de energia, considerando as variações naturais do recurso eólico. Assim é possível estimar quantas vezes certas velocidades irão ocorrer no espaço temporal de escolha, como se pode ver na Tabela 3.

Tabela 3 – Probabilidade de ocorrência da velocidade do vento para cada cidade

Velocidade do vento (m/s)	Aracaju	Brejo Grande	Itabaianinha
0	0	0	0
1	0,052170957	0,083889979	0,144472861
2	0,111190006	0,141322071	0,185440137
3	0,154754706	0,168005263	0,181173111
4	0,171779197	0,16561634	0,152375699
5	0,161386694	0,142505688	0,115050458
6	0,131510618	0,109552913	0,079597706
7	0,09403795	0,076207497	0,051070343
8	0,059354323	0,048343259	0,03062847
9	0,033166591	0,028111616	0,017266768
10	0,016430235	0,015039465	0,009188861
11	0,007218869	0,007422437	0,004631447
12	0,002812659	0,003386301	0,002216878
13	0,000971342	0,001430469	0,001009964
14	0,000297113	0,000560246	0,000438763
15	8,04244E-05	0,000203658	0,000182063
16	1,92466E-05	6,87776E-05	7,22609E-05
17	4,068E-06	2,15951E-05	2,74676E-05
18	7,58536E-07	6,30847E-06	1,00107E-05
19	1,24675E-07	1,71559E-06	3,50166E-06
20	1,80395E-08	4,3456E-07	1,17667E-06
21	2,29552E-09	1,02575E-07	3,80161E-07
22	2,56617E-10	2,25723E-08	1,18183E-07
23	0	4,63251E-09	3,53772E-08
24	0	8,86991E-10	1,02039E-08
25	0	1,58499E-10	2,83759E-09

Fonte : autor (2024)

4.2 GERAÇÃO DE ENERGIA

A partir dos dados obtidos na Tabela 4, calculou-se o total de horas para cada velocidade do vento de cada cidade do estudo em um espaço temporal de 1 ano. Com o dado de horas anuais é possível calcular a geração anual de cada parque, para que seja possível calcular as perdas por degradação das turbinas visto que a geração não será constante ao longo dos anos.

Tabela 4 – Valores de horas totais em um ano para cada velocidade do vento.

Velocidade do vento (m)	Aracaju	Brejo Grande	Itabaianinha
0	0	0	0
1	457,0175855	734,876217	1265,582265
2	974,0244549	1237,981345	1624,4556
3	1355,651227	1471,726104	1587,076456
4	1504,785762	1450,799137	1334,811125
5	1413,747436	1248,349825	1007,842009
6	1152,033017	959,6835181	697,2759066
7	823,7724434	667,5776727	447,3762007
8	519,9438731	423,4869489	268,305398
9	290,5393386	246,257758	151,2568859
10	143,9288627	131,7457149	80,49441976
11	63,23729063	65,02054888	40,57147155
12	24,63888864	29,66400039	19,41985381
13	8,508959978	12,53090815	8,847283612
14	2,602709654	4,907757386	3,843564116
15	0,704518096	1,784045832	1,594875786
16	0,168600592	0,602491557	0,633005714
17	0,035635692	0,18917323	0,240616036
18	0,006645302	0,055262213	0,08769353
19	0,001092156	0,015028525	0,030674547
20	0,000158026	0,003806746	0,010307596
21	2,01087E-05	0,000898559	0,003330211
22	2,24797E-06	0,000197733	0,001035281
23	2,2054E-07	4,05808E-05	0,000309905
24	1,89683E-08	7,77004E-06	8,93861E-05
25	1,42879E-09	1,38845E-06	2,48573E-05

Fonte : autor (2024)

Assim é possível fazer o cálculo da energia gerada anualmente pelos parques de estudo, sendo considerada já a soma da geração das 79 turbinas, e considerando a disponibilidade de 96%. Esses valores encontram-se na Tabela 5.

Tabela 5 – Valores de energia total para os parques em um ano para cada velocidade do vento.

Velocidade do vento (m/s)	Potência(Kw)	Aracaju (KWh)	Brejo Grande (KWh)	Itabaianinha (KWh)
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	25	2677411,173	2906659,056	3134476
4	171	20328150,86	19598845,55	18031963,49
5	389	43445872,44	38363038,49	30971992,78
6	704	64071468,28	53373758,54	38779696,82
7	1136	73928634,16	59911090,66	40149329,76
8	1674	68760497,45	56004455,05	35482315,66
9	2160	49577632,74	42021423,83	25810475,01
10	2416	27470838,46	25145514,12	15363486,93
11	2477	12374462,74	12723416,07	7939147,268
12	2514	4893431,117	5891448,462	3856899,485
13	2530	1700685,831	2504552,611	1768306,575
14	2530	520203,5785	980913,4687	768213,1598
15	2530	140812,0317	356577,2404	318767,8233
16	2530	33698,20032	120419,9875	126518,8521
17	2530	7122,505667	37810,05353	48091,92701
18	2530	1328,196504	11045,25843	17527,30577
19	2530	218,289215	3003,751255	6130,921705
20	2530	31,58473256	760,8543176	2060,179216
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0
23	0	0	0	0
24	0	0	0	0
25	0	0	0	0
Total (KWh)		369932499,6	319954733	222575400
Total (GWh)		369,93	319,95	222,58

Fonte : autor (2024)

4.3 FATOR DE CAPACIDADE

Dividindo-se a soma da energia gerada em 20 anos de existência do parque pela geração nominal, se obtém o FC como mostrado na Tabela 6.

Tabela 6 – Total gerado e fator de capacidade em 20 anos

	Aracaju (GWh)	Brejo Grande (GWh)	Itabaianinha (GWh)
Total Gerado	6642,968171	5745,50522	3996,840772
Nominal	34602	34602	34602
Fator de Capacidade	19,20%	16,60%	11,55%

Fonte : autor (2024)

Os resultados obtidos para a cidade de Aracaju está dentro da média informada pela ABEEÓLICA para o estado de Sergipe, no qual os parques em 2021 tiveram um FC médio de 20%, como se pode ver na Tabela 7.

Tabela 7 – Valores de fator de capacidade de cada estado ao longo de 2021

REGIÃO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
MA	54,3%	41,2%	24,7%	30,6%	17,9%	27,5%	33,0%	57,5%	73,9%	69,1%	69,1%	69,1%
PE	47,3%	43,1%	39,0%	33,5%	34,0%	30,6%	42,4%	48,7%	47,1%	49,9%	53,6%	53,6%
BA	46,3%	28,2%	38,9%	40,5%	48,4%	51,7%	57,7%	61,0%	56,9%	48,2%	47,0%	48,1%
PI	37,9%	22,1%	25,1%	36,7%	51,8%	55,4%	65,1%	65,1%	58,7%	45,0%	46,1%	43,7%
RN	45,8%	36,3%	31,0%	34,6%	36,7%	41,5%	52,4%	63,0%	55,6%	49,7%	48,6%	47,4%
PB	39,6%	28,9%	28,4%	34,6%	36,6%	38,0%	39,5%	36,3%	52,6%	47,3%	36,8%	29,5%
RS	34,2%	30,5%	27,5%	31,1%	33,4%	40,6%	34,2%	33,5%	41,3%	40,5%	40,5%	40,5%
CE	44,2%	34,6%	24,3%	36,0%	21,6%	27,1%	39,9%	49,0%	53,6%	50,9%	49,2%	48,4%
SE	21,4%	22,8%	18,5%	25,3%	13,7%	12,5%	15,2%	23,3%	22,2%	23,6%	23,6%	23,6%
RJ	47,5%	24,9%	18,1%	11,5%	10,2%	14,2%	15,5%	29,8%	30,9%	23,7%	23,7%	23,7%
PR	17,1%	12,0%	9,5%	12,9%	12,0%	13,9%	16,0%	21,2%	19,1%	15,4%	15,4%	15,4%
SC	28,7%	20,5%	19,8%	21,4%	24,8%	29,0%	34,9%	36,7%	32,2%	26,5%	26,5%	26,5%

Considera o valor de geração eólica das usinas em operação comercial, no centro de gravidade.
Considera o valor de geração eólica e de capacidade instalada das usinas em operação comercial no ponto de conexão.

Fonte : ABEEÓLICA (2022)

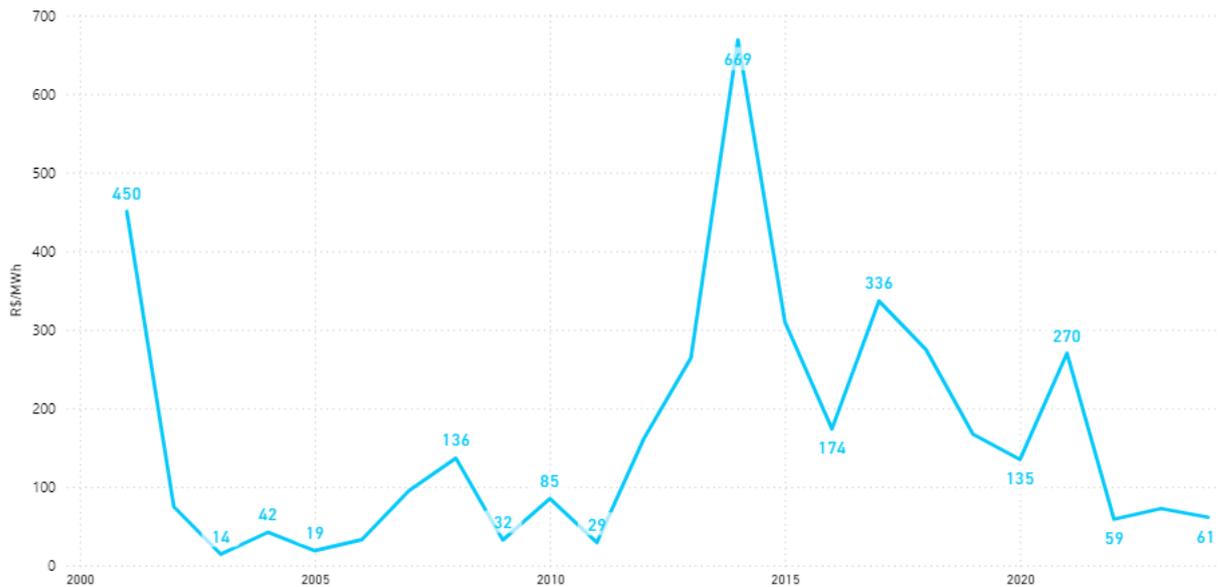
As demais cidades se mostraram abaixo do FC médio do estado, e bem abaixo dos melhores FCs do Brasil (e.g., o Maranhão que gira em torno de 47%). Isso demonstra os locais que não serão de bom aproveitamento para instalação de usinas eólicas.

4.4 VENDA DA ENERGIA GERADA

A venda da energia gerada por um parque eólico é uma etapa crítica para sua viabilidade financeira. A energia pode ser vendida através de contratos de longo prazo que garantem um preço fixo por MWh, reduzindo o risco financeiro e atraindo investidores. Alternativamente, a energia pode ser vendida no mercado spot, onde os preços variam de acordo com a oferta e demanda. A escolha do modelo de venda impacta diretamente no fluxo de receitas e na estabilidade financeira do projeto.

Com os valores de energia prevista apresentada na Tabela 5 e com os preços de venda de energia (PLD), é possível encontrar a receita geral realizada dos parques. Como os valores do PLD dependem dos modelos de formação de preço, e, portanto, são muito complexos de serem previstos, este TCC considera alguns valores fixos de venda para o período de 20 anos, conforme os valores mostrados na Figura 7.

Figura 7 – PLD anual médio histórico



Fonte : ELECTRA (2024)

Devido à grande variabilidade do preço do MWh, foram utilizados cinco valores distintos baseado no gráfico anterior, a saber: R\$ 150, 300, 400, 500 e 600. Esses valores são utilizados para o cálculo da receita anual gerada nos parques, sendo em cada cenário fixado um dos valores ao longo dos 20 de tempo de vida útil do ativo, seguindo a seguinte fórmula abaixo:

$$\text{Receita anual} = E_r \cdot \text{PLD}_t \quad (10)$$

Em que:

E_t é a energia gerada no ano t (MWh).

PLD_t é o preço do PLD para cada cenário.

4.5 FLUXO DE CAIXA

Para o cálculo dos indicadores financeiros é preciso analisar o fluxo de caixa ano a ano. Os valores presentes na Tabela 8 são referentes a toda movimentação financeira do parque, seja a venda de energia baseada na Equação (10), seja nos custos baseados na Tabela 2, como mostra no exemplo de Aracaju dos dois primeiros anos de implantação do parque na cidade:

Tabela 8 – Fluxo de caixa dos primeiros dois anos na cidade de Aracaju

Balço financeiro	Valores	Ano 0	Ano 1	Ano 2
Rendimento do Aerogerador	-	-	100%	98,4%
Energia Gerada (MW)	-	-	364013,58	358189,36
preço PLD (R\$/MWh)	150,00	0,00	150,00	150,00
Renda Gerada (+)	-	R\$ 0,00	R\$ 54.602.036,95	R\$ 53.728.404,36
O&M (R\$/KW ano) (-)	46	R\$ 0,00	R\$ 45.517.036,95	R\$ 44.643.404,36
SEGUROS (-)	1% do investimento	R\$ 0,00	R\$ 36.057.036,95	R\$ 35.183.404,36
RECVLTIVAÇÃO (R\$/KW ano) (-)	4	R\$ 0,00	R\$ 35.267.036,95	R\$ 34.393.404,36
PIS/CONFINS (-)	9,3% da receita	R\$ 0,00	R\$ 30.189.047,51	R\$ 29.396.662,75
TARIFA ANEEL (-)	0,5% da receita	R\$ 0,00	R\$ 29.916.037,33	R\$ 29.128.020,73
TUST (R\$/MW ano) (-)	11738,71	R\$ 0,00	R\$ 27.597.642,10	R\$ 26.809.625,50
ARRENDAMENTO (-)	1% da receita	R\$ 0,00	R\$ 27.051.621,73	R\$ 26.272.341,46
IR/CS (-)	34% do lucro	R\$ 0,00	R\$ 17.854.070,34	R\$ 17339745,36
Investimento Inicial (-)		R\$ 946 M	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Fluxo de Caixa		- R\$ 946 M	R\$ 17,85 M	R\$ 17,34 M

Fonte : Autor (2024)

Esse modelo foi seguido para as 3 cidades por um período de 20 anos. Logo, aplicando-se o VPL, TIR e custo/benefício com base no fluxo de caixa, obteve-se os seguintes resultados para cada uma das cidades e para as diferentes faixas de valores de PLD.

4.6 RESULTADOS FINANCEIROS

Com os dados de geração e de custo inicial do projeto, calcula-se agora os indicadores financeiros que servirão de base para termos noção da viabilidade da introdução de um parque eólico nas cidades de estudo.

4.6.1 TIR

A Tabela 9 mostra os valores de TIR encontrados para as cidades analisadas e cada valor de PLD considerado.

Tabela 9– Valores da taxa interna de retorno por cidade

VALOR MWh (R\$)	Aracaju	Brejo Grande	Itabaianinha
150	-11%	-13%	-81%
300	-1%	-3%	-8%
400	2%	0%	-4%
500	6%	4%	-1%
600	9%	6%	1%

Fonte : Autor (2024)

Uma TIR negativa significa que o projeto está previsto para perder dinheiro ao invés de gerar lucro. Isso ocorre quando os fluxos de caixa descontados resultantes do investimento são menores que o custo inicial. Uma TIR negativa indica que o valor presente dos fluxos de caixa

futuros, quando ajustado pela taxa de desconto, não é suficiente para cobrir o investimento inicial, sugerindo que o projeto não é viável economicamente. Os valores encontrados para as cidades em sua maioria ficaram negativos, demonstrando a inviabilidade do projeto. Para os valores que ficaram positivos, mesmo assim ficaram abaixo da taxa de custo capital dos acionistas, que seria a taxa mínima esperada pelos investidores no projeto, possivelmente não atraindo assim muitos investidores para o projeto.

4.6.2 VPL

A Tabela 10 apresenta os resultados dessa análise para as três cidades de estudo, considerando os cinco cenários de PLDs.

Tabela 10 – Valores de VPL por cidade

VALOR MWh (R\$)	Aracaju	Brejo Grande	Itabaianinha
150	-R\$ 834.131.843,16	-R\$ 863.666.766,89	-R\$ 921.214.179,89
300	-R\$ 615.516.068,48	-R\$ 674.585.915,94	-R\$ 789.680.741,93
400	-R\$ 469.772.218,70	-R\$ 548.532.015,31	-R\$ 701.991.783,30
500	-R\$ 324.028.368,91	-R\$ 422.478.114,68	-R\$ 614.302.824,66
600	-R\$ 178.284.519,13	-R\$ 296.424.214,05	-R\$ 526.613.866,03

Fonte: Autor (2024).

Como era de se esperar, devido as baixas taxas internas de retorno, o VPL dos projetos em um espaço de 20 anos ficou desfavorável ao investimento nas cidades de estudo.

4.6.3 CUSTO/BENEFÍCIO

A Tabela 11 apresenta os resultados do custo/benefício para as três cidades de estudo.

Tabela 11 – Valores de custo/benefício por cidade

VALOR MWh (R\$)	Aracaju	Brejo Grande	Itabaianinha
150	0,11	0,08	0,03
300	0,34	0,28	0,17
400	0,49	0,41	0,25
500	0,64	0,54	0,34
600	0,80	0,67	0,43

Fonte: Autor (2024).

Os indicadores abaixo de 1 significam que os custos totais do projeto excedem os benefícios que ele produz. Isso recomenda que o projeto não é economicamente viável, pois o valor que ele gera é insuficiente para cobrir o investimento, resultando em perdas financeiras.

5 CONCLUSÃO

A partir dos resultados obtidos, conclui-se que Aracaju seria o melhor local para a implantação de um parque eólico no Estado de Sergipe, isso se comprova pelo fato de na cidade se localizar o único parque eólico do Estado, o Parque da Barra dos Coqueiros, sendo de propriedade da Statkraft Energias Renováveis S.A. No entanto, o estudo demonstrou que mesmo sendo o melhor local do Estado para se construir o projeto, não seria de grande valia para empresa os resultados econômicos obtidos ao longo do tempo.

Para as outras cidades do estudo, os resultados foram muito abaixo do esperado para parques eólicos. Um parâmetro que demonstra isso é o fator de capacidade das usinas, que está bem abaixo da média do Estado, que seria de 20%, atingindo 16% em Brejo Grande e em torno de 11% em Itabaianinha. Além de estarem abaixo da média do Estado, esses valores são muito inferiores aos do Estado do Maranhão, o que desincentiva as empresas a investirem em Sergipe como um grande gerador de energia eólica.

Os indicadores econômicos de certa forma apenas refletiram o baixo fator de capacidade obtido nas cidades, já que o fator de capacidade está totalmente atrelado a geração de energia, e sendo essa a receita a única fonte de renda dos parques, é de se esperar indicadores baixos para os projetos.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Para futuros trabalhos pode-se pensar em utilizar a distribuição de Weibull para melhor escolher a turbina, associando os maiores valores de probabilidades de velocidades do vento, com a curva de potência das máquinas, isso traria menos custos e um aumento do fator de capacidade das usinas.

Outra melhoria a se pensar, seria o dimensionamento do BOP (balance of plant), que seria tudo da usina que não são as turbinas, ou seja, subestações, isso nos traria uma maior acurácia dos valores totais de custos e ainda seria possível calcular as perdas por fenômenos elétricos que são iminentes a uma usina.

Na venda de energia pode-se simular contratos de autoprodução de energia para grandes indústrias, que ajudariam no financiamento dos parques, assim como buscar por financiamentos mais baratos para que com o tempo o investimento se pague mais facilmente. Junto a isso, adição de uma contratação de parte da garantia física de geração do parque, ao contratar parte dessa garantia, assegura-se um fluxo de receita estável, mitigando riscos financeiros.

Além disso, a utilização do PLD discretizado mensalmente ao invés de anualmente, isso traria uma maior realidade ao cenário atual de geração eólica e variação do PLD ao longo dos meses.

REFERÊNCIAS

- ABEEÓLICA. **Boletim Anual 2022**. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2023/06/Boletim-de-Geracao-Eolica-2022.pdf>. Acesso em 20 mar. 2024.
- ABEEÓLICA. **Conjunto Eólico Umburanas entra em operação comercial na Bahia**. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/conjunto-eolico-umburanas-entra-em-operacao-comercial-na-bahia/#:~:text=No%20dia%2024%20de%20abril,entrar%20em%20opera%C3%A7%C3%A3o%20comercial%20completa>. Acesso em 12 abr. 2024.
- Agência GOV. **Com R\$ 3,2 bi do BNDES, projeto eólico na Bahia vai gerar energia para mais de 1 milhão de lares**. Disponível em: <https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202401/com-r-3-2-bi-do-bndes-projeto-eolico-na-bahia-vai-gerar-energia-para-mais-de-1-milhao-de-lares>. Acesso em 10 abr. 2024.
- ANEEL. **Custo de capital da geração**. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2014608_Proret_Submod_12_3_V0.pdf. Acesso em: 22 jun. 2024.
- BONIFÁCIO, M.. Análise da Viabilidade Técnica e Econômica para Instalação de uma Usina Eólica no Rio Grande do Norte. 2016. 87 pág. Universidade de Brasília, Brasília - DF.
- GOV. **Investimento de R\$ 398,8 milhões em três novos parques eólicos na Bahia**. Disponível em: <https://www.gov.br/secom/pt-br/assuntos/noticias/2023/10/investimento-de-r-398-8-milhoes-em-tres-novos-parques-eolicos-na-bahia#:~:text=O%20investimento%20total%20previsto%20C3%A9,353%20MW%20de%20capacidade%20instalada>. Acesso em 5 abr. 2024.
- GOVERNO DO ESTADO DE SERGIPE. **Parque Eólico consolida-se como um marco na história da energia limpa em SE**. Disponível em: <https://www.se.gov.br/noticias/governo/parque-eolico-consolida-se-como-um-marco-na-historia-da-energia-limpa-em-se#:~:text=O%20investimento%20total%20da%20obra,pelo%20banco%20chin%C3%AAs%20no%20mundo>. Acesso em 3 abr. 2024.
- IEA. **Wind has one of the greatest potentials to increase countries' renewable capacity growth**. Disponível em: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/wind>. Acesso em 20 mar. 2024.
- INMET. **Torres anemométricas**. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/>. Acesso em 26 mar. 2024
- KALTSCHMITT, M.; STREICHER, W.; WIESE, A. **Energia renovável: tecnologia, economia e meio ambiente**, Springer, 2007.
- MACHADO, MEYER, SENDACZE OPICE ADVOGADOS. **Novo modelo para o setor elétrico brasileiro**. Disponível em: <https://www.machadomeyer.com.br/pt/inteligencia-juridica/publicacoes-ij/novo-modelo-para-o-setor-eletrico-brasileiro>. Acesso em 28 mar. 2024.

MACHADO, R.; ALMEIDA, J.. Cálculo da energia anual, potencial eólico e FC (fator de **capacidade**) **com o software WindPRO**. 12, Departamento de Física FURG, Rio Grande, RS.

MEGAWHAT. **Fator de capacidade**. Disponível em : <https://megawhat.energy/verbetes/29755/fator-de-capacidade>. Acesso em 26 mar. 2024

MICHEL. J.. ANÁLISE TÉCNICA E FINANCEIRA DA PROPOSTA DE UM PARQUE EÓLICO NOS CAMPOS GERAIS DO PARANÁ. 2020. 79 pág. UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ, Palotina.

MOHAMMADI, K.; ALAVI, O.; GOUDARZI, N. & JALILVAND, M.. Assessing different parameters estimation methods of Weibull distribution to compute wind power density. *Energy Conversion and Management*, v.108, p. 322-335, 2016.

PLENOENERGY. **Distribuição de Weibull na Energia Eólica – Aplicação Prática**. Disponível em: <https://plenoenergy.com.br/distribuicao-de-weibull-na-energia-eolica-aplicacao-pratica/#:~:text=A%20distribui%C3%A7%C3%A3o%20de%20Weibull%20comumente,densidade%20de%20probabilidade%20de%20Weibull>. Acesso em 2 abr. 2024.

SILVE, F. Fatores de forma e de escala da distribuição de probabilidade Weibull: um estudo de caso para dados de recursos eólicos da região nordeste do Brasil, 11, 1-11. https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/61037/1/2020_art_fjrdasilva.pdf.

STAFFELL, I.; GREEN. R.. **How does wind farm performance decline with age?**. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113005727>. Acesso em 15 abr. 2024.

STATKRAFT ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A. **Complexo Eólico Ventos de Santa Eugênia**. Disponível em: <https://www.ventosdesantaeugenia.com.br/#:~:text=O%20Complexo%20E%20C%20B3lico%20Ventos%20de,Ibipeba%20e%20Uiba%20C%20AD%20na%20Bahia>. Acesso em 10 abr. 2024.

STUDZINSKI, C. **Wind power for energy needs of Caatinga's biome. Opportunities and Challenges**. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/315381827_Wind_power_for_energy_needs_of_Caatinga's_biome_Opportunities_and_Challenges. Acesso em 21 mar. 2024.

WIND ENERGY THE FACTS. **Operation and Maintenance Costs of Wind Generated Power**. Disponível em: <https://www.wind-energy-the-facts.org/operation-and-maintenance-costs-of-wind-generated-power.html>. Acesso em 12 abr. 2024.

WIND-TURBINE-MODELS. **GE General Electric GE 2.5 - 120**. Disponível em: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/310-ge-general-electric-ge-2.5-120>. Acesso em 28 mar. 2024. https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/61037/1/2020_art_fjrdasilva.pdf

ANEXO A – EXEMPLO FLUXO DE CAIXA PARA ARACAJU

Ano	VPL		TIR		C/B										
	-R\$ 178.284.519,13		9%		0,8		0	1	2	3	4	5	6	7	8
Valor do investimento	-R\$ 946.000.000,00														
Custo de capital próprio	12,34%														
Rendimento do aerogerador	-		100,0%	96,4%	96,8%	95,3%	93,8%	92,3%	90,8%	89,3%					
Energia Gerada (MW)	-		364013,58	358189,36	352450,33	346819,00	341269,90	335809,58	330436,62	325149,64					
preço PLD (R\$/MWh)	600,00		600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00					
Renda Gerada (R\$) (+)	-	R\$ 0,00	218.408.147,79	214.913.617,42	211.474.999,55	208.091.399,55	204.761.937,16	201.485.746,17	198.261.974,23	195.089.782,64					
O&M (R\$/KW ano) (-)	46	R\$ 0,00	209.323.147,79	205.828.617,42	202.389.999,55	199.006.399,55	195.676.937,16	192.400.746,17	189.176.974,23	186.004.782,64					
SEGUROS (+)	1%	R\$ 0,00	199.063.147,79	195.360.617,42	192.929.999,55	189.546.399,55	186.216.937,16	182.940.746,17	179.716.974,23	176.544.782,64					
RECULTIVAÇÃO (R\$/KW ano) (-)	4	R\$ 0,00	199.073.147,79	195.578.617,42	192.139.999,55	188.756.399,55	185.426.937,16	182.150.746,17	178.926.974,23	175.754.782,64					
PIS/CONFINS (-)	9,30%	R\$ 0,00	178.761.190,04	175.591.651,00	172.472.824,59	169.403.899,39	166.384.077,00	163.412.571,77	160.488.610,62	157.611.432,85					
TARIFA ANEEL (-)	0,50%	R\$ 0,00	177.669.149,31	174.517.082,92	171.415.449,59	168.363.442,40	165.360.267,32	162.406.143,04	159.497.300,75	156.635.983,94					
TUST (R\$/MW ano)	11738,71	R\$ 0,00	175.350.764,08	172.198.687,69	169.097.054,37	166.045.047,17	163.041.872,09	160.088.547,00	157.178.905,53	154.317.588,72					
ARRENDAMENTO (-)	1%	R\$ 0,00	173.166.672,60	170.049.551,52	166.982.304,37	163.964.133,18	160.994.252,72	158.071.890,35	155.196.285,79	152.366.690,89					
IR/CS (-)	34%	R\$ 0,00	RS 114.290.003,92	112.232.704,00	110.208.320,9	108.216.327,90	106.256.206,80	104.327.447,63	102.429.548,62	100.562.015,99					
Fluxo de caixa		-R\$ 946.000.000,00	RS 114.290.003,92	RS 112.232.704,00	RS 110.208.320,88	RS 108.216.327,90	RS 106.256.206,80	RS 104.327.447,63	RS 102.429.548,62	RS 100.562.015,99					

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
87,9%	86,5%	85,1%	83,7%	82,4%	81,1%	79,8%	78,5%	77,3%	76,0%	74,8%	73,6%
319947,24	314828,09	309790,84	304834,18	299956,84	295157,53	290435,01	285788,05	281215,44	276715,99	272288,54	267931,92
600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00
191.968.346,12	188.896.852,58	185.874.502,94	182.900.510,89	179.974.102,72	177.094.517,07	174.261.004,80	171.472.828,72	168.729.263,46	166.029.595,25	163.373.121,72	160.759.151,78
182.883.346,12	179.811.852,58	176.789.502,94	173.815.510,89	170.889.102,72	168.009.517,07	165.176.004,80	162.387.828,72	159.644.263,46	156.944.595,25	154.288.121,72	151.674.151,78
173.423.346,12	170.351.852,58	167.329.502,94	164.355.510,89	161.429.102,72	158.549.517,07	155.716.004,80	152.927.828,72	150.184.263,46	147.484.595,25	144.828.121,72	142.214.151,78
172.633.346,12	169.561.852,58	166.539.502,94	163.565.510,89	160.639.102,72	157.759.517,07	154.926.004,80	152.137.828,72	149.394.263,46	146.694.595,25	144.038.121,72	141.424.151,78
154.780.289,93	151.994.445,29	149.253.174,16	146.555.763,38	143.901.511,16	141.289.726,99	138.719.731,35	136.190.855,65	133.702.441,96	131.253.842,89	128.844.421,40	126.473.550,66
153.820.448,20	151.049.961,03	148.323.001,65	145.641.260,82	143.001.640,65	140.404.254,40	137.848.426,33	135.333.491,51	132.858.795,64	130.423.694,91	128.027.555,80	125.669.754,90
151.502.052,97	148.731.565,80	146.005.406,42	143.322.865,60	140.683.245,43	138.085.859,17	135.530.031,10	133.015.096,28	130.540.400,42	128.105.299,69	125.709.160,57	123.351.959,68
149.582.369,51	146.842.597,28	144.146.661,40	141.493.860,49	138.883.504,40	136.314.914,00	133.787.421,06	131.300.368,00	128.853.107,70	126.445.003,74	124.075.429,35	121.743.768,16
9872463,88	96916114,2	95136796,52	93389947,92	91663112,90	89967843,24	88299697,9	86658242,88	85043051,14	83453702,47	81889783,37	80350886,99
RS 98.724.363,88	RS 96.916.114,20	RS 95.136.796,52	RS 93.385.947,92	RS 91.663.112,90	RS 89.967.843,24	RS 88.299.697,90	RS 86.658.242,88	RS 85.043.051,14	RS 83.453.702,47	RS 81.889.783,37	RS 80.350.886,99

Fonte : autor (2024)

ANEXO B – EXEMPLO FLUXO DE CAIXA PARA BREJO GRANDE

				VPL		-R\$ 296.424.214,05				
				TIR		6%				
				C/B		0,67				
Valor do investimento	-R\$ 946.000.000,00									
Custo de capital próprio	12,34%									
ANO		0	1	2	3	4	5	6	7	8
Rendimento do aerogerador	-		100,0%	98,4%	96,0%	95,3%	93,8%	92,3%	90,8%	89,3%
Energia Gerada (MWh)	-	319.954,73	314.835,46	309.790,09	304.811,32	299.963,86	295.164,44	290.441,81	285.794,74	281.222,02
preço PLD (R\$/MWh)	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00
Renda Gerada (R\$) (+)	-	R\$ 0,00	191.972.839,82	188.901.274,39	185.878.854,00	182.904.792,33	179.978.315,66	177.098.662,61	174.265.084,00	171.476.842,66
O&M (R\$/KW ano) (-)	46	R\$ 0,00	46	179.816.274,39	176.793.854,00	173.819.792,33	170.893.315,66	168.013.662,61	165.180.084,00	162.391.842,66
SEGUROS (-)	1%	R\$ 0,00	1%	170.356.274,39	167.333.854,00	164.359.792,33	161.433.315,66	158.553.662,61	155.720.084,00	152.931.842,66
RECULTIVAÇÃO (R\$/KW ano) (-)	4	R\$ 0,00	4	169.586.274,39	166.543.854,00	163.589.792,33	160.643.315,66	157.763.662,61	154.930.084,00	152.141.842,66
PIS/CONFINS (-)	9,30%	R\$ 0,00	9,30%	151.990.455,87	149.257.120,58	146.559.646,65	143.905.332,30	141.293.408,98	138.723.031,19	136.104.496,29
TARIFA ANEEL (-)	0,50%	R\$ 0,00	0,50%	151.053.949,50	148.327.726,31	145.645.122,68	143.005.440,72	140.407.993,67	137.852.105,77	135.337.112,08
TUST (R\$/MWh ano)	11738,71	R\$ 0,00	11738,71	148.735.654,27	146.009.331,08	143.326.727,46	140.687.045,50	138.089.598,45	135.533.710,55	133.018.716,85
ARRENDAMENTO (-)	1%	R\$ 0,00	1%	146.846.541,53	144.150.542,54	141.497.679,54	138.887.262,34	136.318.611,82	133.791.059,71	131.303.948,43
IR/ICS (-)	34%	R\$ 0,00	34%	R\$ 96.918.717,41	95.139.358,08	93.388.488,49	91.665.593,14	89.970.283,8	88.302.099,41	86.660.605,96
Fluxo de caixa	-R\$ 946.000.000,00	-R\$ 946.000.000,00	R\$ 96.918.717,41	R\$ 95.139.358,08	R\$ 93.388.488,49	R\$ 91.665.593,14	R\$ 89.970.283,80	R\$ 88.302.099,41	R\$ 86.660.605,96	R\$ 85.045.376,41

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
87,9%	86,5%	85,1%	83,7%	82,4%	81,1%	79,8%	78,5%	77,3%	76,0%	74,8%	73,6%
276722,47	272294,91	267938,19	263651,18	259432,76	255281,84	251197,33	247178,17	243223,32	239331,75	235502,44	231734,40
600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00
166.033.481,77	163.376.946,06	160.762.914,92	158.190.708,28	155.659.656,95	153.169.102,44	150.718.396,80	148.306.902,45	145.933.992,01	143.599.048,14	141.301.463,37	139.040.639,96
156.948.481,77	154.291.946,06	151.677.914,92	149.105.708,28	146.574.656,95	144.084.102,44	141.633.396,80	139.221.902,45	136.848.992,01	134.514.048,14	132.216.463,37	129.955.639,96
147.488.481,77	144.831.946,06	142.217.914,92	139.645.708,28	137.114.656,95	134.624.102,44	132.173.396,80	129.761.902,45	127.388.992,01	125.054.048,14	122.756.463,37	120.495.639,96
146.698.481,77	144.041.946,06	141.427.914,92	138.855.708,28	136.324.656,95	133.834.102,44	131.383.396,80	128.971.902,45	126.598.992,01	124.264.048,14	121.966.463,37	119.705.639,96
131.257.367,96	128.847.890,07	126.476.963,83	124.143.972,41	121.848.308,85	119.589.375,91	117.366.585,90	115.179.360,52	113.027.130,75	110.909.336,66	108.825.427,28	106.774.860,44
130.427.200,55	128.031.005,34	125.673.149,26	123.353.018,87	121.070.010,57	118.823.530,40	116.612.993,91	114.437.826,01	112.297.460,79	110.191.341,42	108.118.919,96	106.079.657,24
128.108.805,33	125.712.610,12	123.354.754,03	121.034.623,65	118.751.615,34	116.505.135,17	114.294.598,69	112.119.430,79	109.979.065,57	107.872.946,20	105.800.524,73	103.761.262,01
126.448.470,51	124.078.840,66	121.747.124,88	119.452.716,56	117.195.018,77	114.973.444,15	112.787.414,72	110.636.361,76	108.519.725,65	106.436.955,72	104.387.510,10	102.370.855,62
83455990,54	81892034,83	80353102,42	78838792,93	77348712,39	75882473,14	74439693,72	73019998,76	71623018,93	70248390,77	68895756,67	67564764,71
R\$ 83.455.990,54	R\$ 81.892.034,83	R\$ 80.353.102,42	R\$ 78.838.792,93	R\$ 77.348.712,39	R\$ 75.882.473,14	R\$ 74.439.693,72	R\$ 73.019.998,76	R\$ 71.623.018,93	R\$ 70.248.390,77	R\$ 68.895.756,67	R\$ 67.564.764,71

Fonte : autor (2024)

ANEXO C – EXEMPLO FLUXO DE CAIXA PARA ITABAIANINHA

Valor do investimento	R\$ 946.000.000,00		VPL		R\$ 526.613.866,03	
Custo de capital próprio	12,34%		TIR		1%	
Ano	0	1	2	3	4	5
Rendimento do aerogerador	-	100,0%	98,4%	96,8%	95,3%	93,8%
Energia Gerada (MW)	-	222.575,40	219.014,19	215.509,97	212.061,81	208.668,82
preço PLD (R\$/MWh)	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00
Renda Gerada (R\$) (+)	-	R\$ 133.545.239,98	R\$ 131.408.516,14	R\$ 129.305.979,88	R\$ 127.237.084,21	R\$ 125.201.290,86
O&M (R\$/KW ano) (-)	46	R\$ 0,00	46	122.323.516,14	120.220.979,88	118.152.084,21
SEGUROS (-)	1%	R\$ 0,00	1%	112.863.516,14	110.760.979,88	108.692.084,21
RECULTIVAÇÃO (R\$/KW ano) (-)	4	R\$ 0,00	4	112.073.516,14	109.970.979,88	107.902.084,21
PIS/CONFINS (-)	9,30%	R\$ 0,00	9,30%	99.852.524,14	97.945.523,75	96.069.035,37
TARIFA ANEEL (-)	0,50%	R\$ 0,00	0,50%	99.195.481,56	97.290.993,85	95.432.849,95
TUST (R\$/MWh ano)	11738,71	R\$ 0,00	11738,71	96.877.086,33	94.980.596,83	93.114.454,73
ARRENDAMENTO (-)	1%	R\$ 0,00	1%	95.563.001,17	93.687.538,83	91.842.083,89
IRCS (-)	34%	R\$ 0,00	34%	R\$ 63.071.580,77	61.833.775,63	60.615.775,36
Fluxo de caixa	R\$ 946.000.000,00	R\$ 946.000.000,00	R\$ 63.071.580,77	R\$ 61.833.775,63	R\$ 60.615.775,36	R\$ 59.417.263,11

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
87,9%	86,5%	85,1%	83,7%	82,4%	81,1%	79,8%	78,5%	77,3%	76,0%	74,8%	73,6%
192501,03	189421,01	186390,27	183408,03	180473,50	177585,92	174744,55	171948,64	169197,46	166490,30	163826,45	161205,23
600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00
115.500.615,54	113.652.605,70	111.834.164,00	110.044.817,38	108.284.100,30	106.551.554,70	104.846.729,82	103.169.182,14	101.518.475,23	99.894.179,63	98.295.872,75	96.723.138,79
106.415.615,54	104.567.605,70	102.749.164,00	100.959.817,38	99.199.100,30	97.466.554,70	95.761.729,82	94.084.182,14	92.433.475,23	90.809.179,63	89.210.872,75	87.638.138,79
96.955.615,54	95.107.605,70	93.289.164,00	91.499.817,38	89.739.100,30	88.006.554,70	86.301.729,82	84.624.182,14	82.973.475,23	81.349.179,63	79.750.872,75	78.176.138,79
96.165.615,54	94.317.605,70	92.499.164,00	90.709.817,38	88.949.100,30	87.216.554,70	85.511.729,82	83.834.182,14	82.183.475,23	80.559.179,63	78.960.872,75	77.388.138,79
85.424.058,30	83.747.913,37	82.098.586,75	80.475.649,36	78.878.678,97	77.307.260,11	75.760.983,95	74.239.448,21	72.742.257,03	71.269.020,92	69.819.356,59	68.392.886,88
84.846.565,22	83.179.650,34	81.539.415,93	79.925.425,28	78.337.258,47	76.774.502,34	75.236.750,30	73.723.602,29	72.234.664,66	70.769.550,02	69.327.877,22	67.909.271,19
82.528.160,00	80.861.255,11	79.221.020,71	77.607.030,05	76.018.863,25	74.456.107,11	72.918.355,07	71.405.207,07	69.916.269,43	68.451.154,80	67.009.482,00	65.590.875,96
81.373.153,84	79.724.729,06	78.102.679,07	76.506.581,88	74.936.022,24	73.390.591,56	71.869.887,78	70.373.515,25	68.901.084,68	67.452.213,00	66.026.523,27	64.623.644,57
53706281,53	52618321,18	51547768,18	50494344,04	49457774,68	48437790,43	47434125,93	46446520,06	45474715,89	44518460,58	43577505,36	42651605,42
R\$ 53.706.281,53	R\$ 52.618.321,18	R\$ 51.547.768,18	R\$ 50.494.344,04	R\$ 49.457.774,68	R\$ 48.437.790,43	R\$ 47.434.125,93	R\$ 46.446.520,06	R\$ 45.474.715,89	R\$ 44.518.460,58	R\$ 43.577.505,36	R\$ 42.651.605,42

Fonte : autor (2024)