



**UNIVERSIDADE DA INTEGRAÇÃO INTERNACIONAL DA LUSOFONIA
AFRO-BRASILEIRA
INSTITUTO DE ENGENHARIAS E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS**

EMYLIA KAROLINE ARARUNA MACEDO

**UM ESTUDO PRELIMINAR DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA
IMPLANTAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO NO MUNICÍPIO DE
CAUCAIA/CE**

ACARAPE – CE/2021

EMYLIA KAROLINE ARARUNA MACEDO

**UM ESTUDO PRELIMINAR DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA IMPLANTAÇÃO
DE UM PARQUE EÓLICO NO MUNICÍPIO DE CAUCAIA/CE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia de Energias da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, como requisito para à obtenção do grau de bacharel em Engenharia de Energias.

Orientador: Prof. Me. Humberto Ícaro Pinto Fontinele

UM ESTUDO PRELIMINAR DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA
IMPLANTAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO NO MUNICÍPIO DE CAUCAIA/CE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia de Energias da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia de Energias.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Me. Humberto Ícaro Pinto Fontinele (Orientador)
Universidade da Integração Internacional da
Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)

Prof. Ma. Janaína Barbosa Almada
Universidade da Integração Internacional da
Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)

Prof. Dr. Francisco Olímpio Moura Carneiro
Universidade da Integração Internacional da
Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)

RESUMO

A energia eólica a cada dia ganha mais espaço no mundo e no Brasil não é diferente. A região Nordeste do Brasil é conhecida por seus ventos fortes e constantes, por isso inúmeros parques eólicos já estão instalados nessa região, especialmente na faixa litorânea, e muitos outros parques estão sendo implantados. Motivada pela constante expansão da energia eólica no Ceará, esse trabalho tem como objetivo avaliar a viabilidade prévia da implantação de um parque eólico na praia do Cumbuco. Esta praia é conhecida pelo seu turismo e pela prática de esportes radicais, é uma região economicamente ativa. Para isso são abordadas 3 vertentes: análise do potencial eólico, viabilidade econômica e viabilidade ambiental do local. A análise do potencial é realizada por meio do simulador do Atlas Eólico do Ceará, fornecido pelo Governo do estado. A análise econômica é realizada por meio da avaliação dos custos de implantação, operação e descomissionamento do parque, aliado a um indicador econômico, o payback descontado. Por sua vez, a avaliação ambiental é realizada conforme protocolo definido pelos órgãos responsáveis, que no caso em estudo é a Superintendência Estadual do Meio Ambiente (SEMACE). Em uma primeira análise, os indicadores de velocidade média do vento e o fator de capacidade médio anual justificam uma análise preliminar de viabilidade de implantação de um parque eólico na região considerada. Contudo, se faz necessário avaliar a sazonalidade da velocidade dos ventos, que podem refletir significativamente na geração de energia. Sobre as condições ambientais, o local escolhido é favorável a implantação do parque, pois não é uma Área de Proteção Ambiental (APA), tão pouco zona de aves migratórias. Já em relação às questões técnicas, o parque eólico proposto nesse trabalho é composto por, 6 aerogeradores de 2 MW, totalizando 12 MW de carga instalada. O projeto apresentou um payback descontado de 16 anos, que demonstrou que empreendimento é viável, porém pouco atrativo.

Palavras-chave: energia eólica, Ceará, praia do Cumbuco, estudo de viabilidade.

ABSTRACT

Wind power every day gains more space in the world and in Brazil is not different. The Northeast region of Brazil is known for its strong and constant winds, therefore many wind farms are already installed in this region, especially in the coastal strip, and many other farms are being deployed. Motivated by the constant expansion of wind energy in Ceará, this work aims to assess the prior feasibility of implementing a wind farm on Cumbuco beach. This beach is known for its tourism and the practice of extreme sports, it is an economically active region. For this, 3 aspects are addressed: analysis of the wind power potential, economic feasibility and environmental feasibility of the site. The potential analysis is performed using the Ceará Wind Atlas simulator, provided by the state government. The economic analysis is performed by evaluating the costs of implementation, operation and decommissioning of the wind farm, combined with an economic indicator, the discounted payback. In turn, the environmental assessment is performed according to the protocol defined by the responsible agencies, which in the study case is the State Superintendence of the Environment (SEMACE). In a first analysis, the average wind speed indicators and the average annual capacity factor justify a preliminary analysis of feasibility for the implementation of a wind farm in the considered region. However, it is necessary to evaluate the seasonality of wind speed, which can reflect significantly on energy generation. Regarding the environmental conditions, the chosen location is favourable for the implementation of the farm, since it is not an Environmental Protection Area (APA) and nor a migratory bird zone. Regarding the technical issues, the wind farm proposed in this work is composed of has 6 wind turbines of 2 MW, totaling 12 MW of installed load. The project presented a discounted payback of 16 years, which demonstrated that the project is viable, but not very attractive.

Keywords: wind power, Ceará, Cumbuco beach, viability study.

LISTA DE FIGURA

Figura 1 - Matriz Energética Brasileira em 2019	13
Figura 2 - Potencial eólico brasileiro por regiões.	14
Figura 3 - Preço de contratação de energia eólica nos leilões de ACR	18
Figura 4 - Componentes de uma turbina eólica horizontal.	19
Figura 5 - Turbina eólica de eixo vertical tipo Darrius.....	22
Figura 6 - Turbina eólica de eixo vertical de rotor H.	22
Figura 7 - Fluxo de ar através de uma seção transversal A.	24
Figura 8 - Curvas C_p para diferentes ângulos de inclinação.	24
Figura 9 - Potência de saída versus velocidade do vento.	25
Figura 10 - Variação da velocidade do vento com a altura.....	27
Figura 11 - Gradiente de velocidade do vento em função da altura e cobertura do solo.	27
Figura 12 - Gradiente de velocidade do vento em função da altura e do tipo de cobertura do solo	28
Figura 13 - Efeito do sombreamento observado em uma usina eólica.	29
Figura 14 - Estação de medição dos ventos.	31
Figura 15 - Subestação unitária de aerogerador.....	32
Figura 16 - Diagrama esquemático de uma Subestação Coletora e o ponto de acesso ao Sistema Interligado Nacional.	33
Figura 17 – Fluxograma da Implantação de uma Usina Eólica no Brasil.	35
Figura 18 - Ciclo de vida útil de um parque eólico.	43
Figura 19 - – Exemplo de fluxo de caixa para payback simples.	44
Figura 20 - Mapa de situação do local escolhido para o estudo de viabilidade.	47
Figura 21 – Mapa de vias de acesso ao local escolhido para o estudo de viabilidade.	48
Figura 22 - Estrada do Garrote.	48
Figura 23 - Geração estimada de energia ao longo do ano, utilizando o simulador do atlas eólico.	50
Figura 24 - Fator de capacidade , em distribuição horária.....	50
Figura 25 - Fator de capacidade, em distribuição mensal.....	51
Figura 26 - Velocidades médias mensais do vento ao longo do ano, no local em estudo.	51
Figura 27 - Rosa do vento para a localização em estudo.....	52
Figura 28 - Curva de Weibull para altitude de 100 metros.....	53
Figura 29 - Classificação dos solos de Caucaia.	53
Figura 30 - Área em estudo de viabilidade.	54
Figura 31 - Fluxo acumulado durante os anos de geração.....	58
Figura 32 - Áreas importantes para aves migratórias.	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Fator n para diferentes tipos de superfícies.....	26
Tabela 2 - Descrição das classes	28
Tabela 3 - Coordenadas geográficas da região em estudo.	47
Tabela 4 - Parâmetros utilizados no simulador do Atlas Eólico.	49
Tabela 5 - Descrição da receita bruta e despesas	56
Tabela 6 – Fluxo de caixa simples e fluxo descontado	57

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APA	Áreas de Proteção Ambiental
CA	corrente alternada
CC	corrente contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia
COEMA	Conselho Estadual de Meio Ambiente
CONAMA	Conselho Nacional de Meio Ambiente
COP	Conferência das Partes
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de Capacidade
FCB	Fator de Capacidade Bruto
FCL	Fator de Capacidade Líquida
FD	Fator de Disponibilidade
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilões de Reserva
LFA	Leilões de Fontes Alternativas
LI	Licença de Instalação
LL	Licença de Localização
LO	Licença de Operação

LP	Licença Prévia
MME	Ministério de Minas e Energia
OeM	Operação e Manutenção
OMM	Organização Mundial de Meteorologia
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDD	Potencial Poluidor Degradador
PDDU	Plano Diretor de Planejamento Desenvolvimento Urbano
PROEOLICA	Programa Emergencial de Energia Eólica
PROINFA	Programa de Incentivos a Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RCEs	Reduções Certificadas de Emissões
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
RMF	Região Metropolitana de Fortaleza
ROI	Retorno sobre o investimento
SEMACE	Superintendência Estadual do Meio Ambiente
TIR	Taxa interna de retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	<i>Contextualização</i>	14
1.2	<i>Objetivos.....</i>	15
1.2.1	<i>Objetivo Geral.....</i>	15
1.2.2	<i>Objetivos específicos</i>	15
1.3	<i>Metodologia</i>	16
1.4	<i>Resumo dos capítulos</i>	16
2	USINAS EÓLICAS	17
2.1	<i>Programa de incentivos a fontes alternativas de energia elétrica</i>	17
2.2	<i>Aerogeradores.....</i>	19
2.2.1	<i>Turbina Eólica.....</i>	19
2.2.2	<i>Classificação das Turbinas Eólicas</i>	21
2.2.3	<i>Energia e Potência Extraída do Vento.....</i>	23
2.3	<i>Cabeamento</i>	29
2.4	<i>Instrumentação.....</i>	30
2.5	<i>Subestação</i>	31
2.5.1	<i>Subestações Unitárias de Transformação.....</i>	32
2.5.2	<i>Subestações Coletora</i>	33
2.6	<i>Conclusão</i>	34
3	ETAPAS DE ESTUDO DE VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO	35
3.1	<i>Estudos prévios</i>	35
3.1.1	<i>Caracterização do local da instalação</i>	36
3.1.2	<i>Condições do vento</i>	36
3.1.3	<i>Fontes de financiamento</i>	37

3.2	<i>Legislação pertinente</i>	38
3.3	<i>Impactos socioambiental</i>	40
3.4	<i>Etapas da Vida Útil de Um Parque Eólico</i>	40
3.4.1	<i>Implantação e Comissionamento</i>	40
3.4.2	<i>Operação e Manutenção</i>	42
3.4.3	<i>Descomissionamento</i>	42
3.5	<i>Indicadores financeiros</i>	44
3.6	<i>Conclusão</i>	46
4	RESULTADOS	47
4.1	<i>Viabilidade Técnica</i>	49
4.2	<i>Avaliação econômica</i>	54
4.2.1	<i>Questões Ambientais</i>	58
4.3	<i>Conclusão</i>	59
5	CONCLUSÃO	61
5.1	<i>Sugestões de Trabalhos Futuros</i>	61
	REFERÊNCIAS	63

1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda de energia elétrica e também a necessidade de tornar o sistema elétrico menos suscetível à adversidades, traz uma necessidade de maiores investimentos no setor elétrico. Nesse sentido, fontes renováveis vêm ganhando mais espaço ao longo do anos (CARVALHO, 2019). O termo energia renovável corresponde a uma expressão que é utilizada para caracterizar uma fonte renovável que consegue ser renovada pela natureza em uma velocidade maior e que pode ser consumida em processos de conversão de energia.

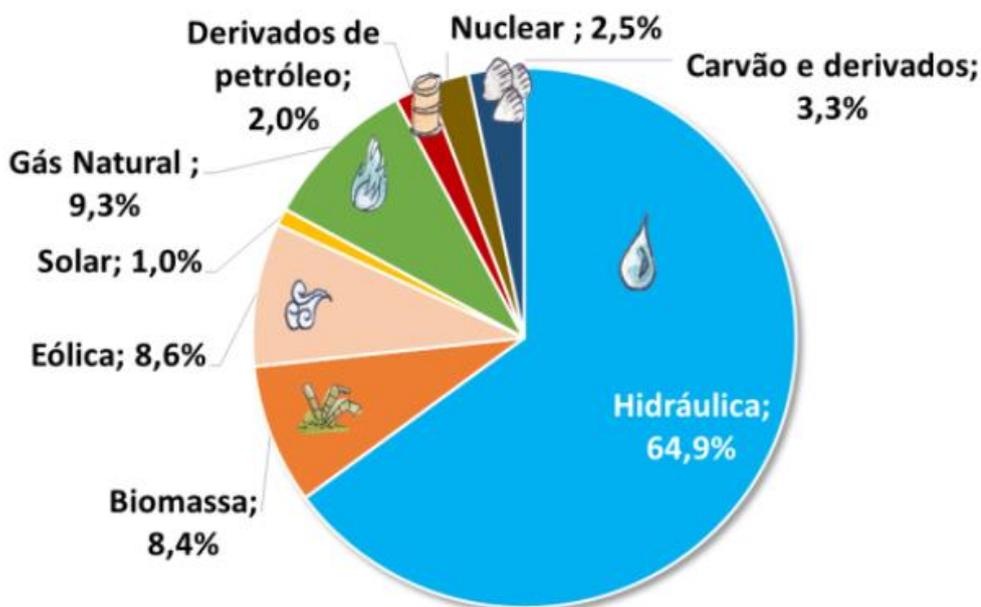
Uma das principais fontes de energia do País, a instalação de hidrelétricas demanda grandes investimentos, além de impactar significativamente no meio ambiente, principalmente no entorno da região de implantação da usina, o que não ocorre com a geração de energia elétrica por meio da energia eólica.

A possibilidade de utilização de energia eólica no Brasil vem crescendo significativamente. Ainda segundo dados apresentados pela Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) em 2019, a energia eólica instalada cresceu de forma significativa entre os anos de 2005 e 2018, totalizando cerca de 14,7 GW.

De acordo com a Organização Mundial de Meteorologia (OMM), em apenas 13% da superfície terrestre o vento apresenta velocidade média igual ou superior a 7 m/s, a uma altura de 50 m. O Brasil apresenta regiões cuja velocidade dos ventos se encaixam em uma faixa até mesmo acima da média que pode justificar a geração de energia eólica, já que é necessário para instalações de parques eólicos grande porte uma velocidade mínima de 6,5m/s a 7,5m/s (CRESCESB, 2012). Assim, a energia eólica se torna uma alternativa para amenizar os problemas energéticos no país, aliada com a questão ambiental, o alto potencial de exploração e a disposição de grandes áreas inabitáveis, propícias para a instalação dos parques eólicos.

A energia eólica ocupava o terceiro lugar dentro da matriz energética brasileira em 2019, ficando atrás da geração por hidrelétrica e o gás natural, como o apresentado na Figura 2.

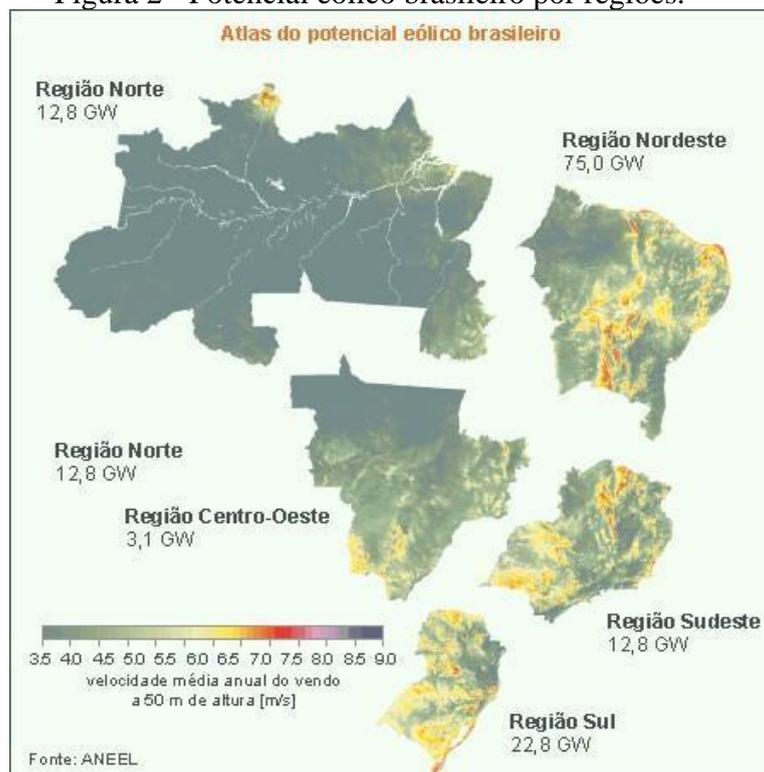
Figura 1 - Matriz Energética Brasileira em 2019



Fonte: EPE (2020).

O Atlas do potencial eólico brasileiro é subdividido em regiões, como mostrado na Figura 3. O Brasil tem um potencial eólico total de 139,3 GW, considerando turbinas instaladas a 50 metros de altura e ventos com pelo menos 7 m/s, no qual o nordeste brasileiro assume 53,82% desse potencial, com 75 GW. A maior parte deste potencial está concentrada nos estados do Rio Grande do Norte e do Ceará, que detém 84,48% do potencial eólico da região nordeste (ARCHER *et al.*, 2018). E por isso o estudo de projetos de parques eólicos no nordeste continuam sendo realizados.

Figura 2 - Potencial eólico brasileiro por regiões.



Fonte: Amarante *et al.* (2010).

1.1 Contextualização

O Município de Caucaia está localizado no Estado do Ceará, na Região Metropolitana de Fortaleza (RMF), a 20 km da capital. De acordo com a estimativa do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), Caucaia tem 368.918 habitantes em 2021, com uma densidade demográfica de 264,91 hab/km² e uma extensão territorial de 1.227,931 km², sendo a maior cidade da RMF.

Segundo a ENEL/IPECE (2012), o consumo de energia elétrica no município de Caucaia é de 260.129 MWh divididos para 103.906 consumidores. O clima é o tropical quente semi-árido brando, tropical quente sub-úmido e o tropical quente úmido, com relevo de planície litorânea, tabuleiros pré-litorâneos e depressões sertanejas.

Caucaia está entre duas cidades industriais, a cidade de São Gonçalo do Amarante e a capital Fortaleza. Em São Gonçalo do Amarante está localizado o polo industrial do Porto do Pecém, que funciona também como um ponto adequado para a importação de produtos e equipamentos necessários para a instalação de um Parque Eólico.

Além de possuir cidades circunvizinhas de importância estratégica, o município de Caucaia tem grandes empresas do setor industrial eólico alocadas em seu território, o que

facilita a logística de deslocamento dos equipamentos de grande porte, como é o caso das pás eólicas, resultando na diminuição de custos de transporte desses equipamentos.

O município de Caucaia também é conhecido pelo seu litoral, que possui 44 km de extensão. O seu litoral é formado, em sua maior parte, pela praia do Cumbuco, região escolhida neste trabalho para a realização do estudo preliminar de viabilidade de implantação de um parque eólico, que fica à 17 km do centro da cidade, sendo a mesma distância para o Porto do Pecém.

O cenário atual das energias renováveis é favorável a estudos e pesquisas relacionadas a geração eólica. Nesse sentido, explorar regiões que possuam elevado potencial eólico é de grande valia, tendo em vista a possibilidade de verificação da viabilidade técnica de implantação de parques eólicos nestas regiões. Indo mais além, a região litorânea do Ceará se encaixa nesse cenário. Logo, a realização de um estudo preliminar de viabilidade de implantação de um parque eólico para o município de Caucaia se torna interessante pela sua localização.

Diante do exposto, percebe-se um cenário propício para estudar quais são os fatores que podem viabilizar a implantação de um Parque Eólico ou compreender a causa da ausência de tais investimentos da cidade citada.

1.2 Objetivos

O presente trabalho apresenta os seguintes objetivos geral e específicos.

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo principal deste trabalho é apresentar um estudo preliminar de viabilidade técnica para implantação de um parque eólico na região litorânea do município de Caucaia/CE, utilizando informações do Atlas Eólico e Solar do Ceará 2019.

1.2.2 Objetivos específicos

Para alcançar o objetivo geral deste trabalho é necessário se alcançar os seguintes objetivos específicos:

Contextualização da energia eólica e suas tecnologias no Brasil e no mundo;

- Apresentação das etapas de estudo preliminar de viabilidade de implantação de um parque eólico;
- Apresentação das legislações pertinentes;

- Apresentação do atlas eólico e solar do Ceará 2019;
- Avaliação dos resultados, analisando os indicadores que permitem concluir sobre a viabilidade preliminar de implantação do parque eólico.

1.3 Metodologia

A metodologia desse trabalho consiste em utilizar dados do Atlas Eólico do estado do Ceará, aliado a informações ambientais e econômicas, para analisar a viabilidade da instalação de um parque eólico. Em uma primeira etapa, o Atlas Eólico é utilizado por meio das suas ferramentas de análise e simulação, que fornecem as informações essenciais de análise do potencial eólico da região em estudo.

Após isso, uma análise financeira é realizada, afim de identificar a viabilidade econômica do empreendimento. Nesse sentido, serão avaliados os custos de instalação e manutenção do parque. Aliado a isso, também é aplicado o payback descontado e outros indicadores financeiros para analisar a viabilidade do investimento.

Por fim, as questões ambientais são consideradas para finalizar a análise de viabilidade do empreendimento. Os protocolos de licenciamento adotados pelos órgãos ambientais locais, como a SEMACE e outros, são levados em consideração nesse momento. São levantadas informações de legislação ambiental, áreas de proteção, aves migratórias, dentre outros pontos importantes.

1.4 Resumo dos capítulos

Este trabalho está organizado em seis capítulos, descritos resumidamente a seguir.

O Capítulo 1 fornece ao leitor uma introdução bem resumida da proposta do trabalho, com os objetivos a serem alcançados e método aplicado.

Uma revisão teórica mais profunda, porém concisa, é apresentada no Capítulo 2. São apresentados conceitos básicos, porém necessários, para um melhor entendimento do leitor em relação a energia eólica. No Capítulo 3 é apresentado um detalhamento sobre os estudos básicos que devem ser realizados para se concluir sobre a viabilidade preliminar da implantação de um empreendimento desta natureza. No Capítulo 4 são mostrados os resultados obtidos das avaliações técnicas e econômicas realizadas para o caso em estudo. E por último, no Capítulo 5, são apresentadas as conclusões deste trabalho.

2 USINAS EÓLICAS

A geração eólica é uma tecnologia que pode contribuir significativamente com a redução de emissões de CO_2 do setor de energias, em um cenário onde a emissão de gases e efeito estufa precisam ser reduzidas para evitar maiores impactos na mudança climática global. Dados divulgados pelo GWEC apresentam que o setor instalou 51,3 GW de nova capacidade eólica em 2018 em todo mundo, atingindo um total de 591 GW no final de 2018.

Em 2015, o Brasil assinou um acordo de diminuição de 30% nas emissões de gases estufa na Conferência das Partes (COP21), em Paris, durante a 21ª Conferência do Clima. Após a aprovação pelo Congresso Nacional, o Brasil concluiu, em 12 de setembro de 2016, o processo de ratificação do Acordo de Paris, e no dia 21 de setembro o instrumento foi entregue às Nações Unidas. O Acordo de Paris foi aprovado pelos 195 países que fazem parte da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre mudanças climáticas, para reduzir emissões de gases de efeito estufa no contexto do desenvolvimento sustentável (NOBRE, 2016).

2.1 Programa de incentivos a fontes alternativas de energia elétrica

O Brasil foi o primeiro país da América Latina a instalar um aerogerador, ainda na década de 1990. Apesar disso, a energia eólica não recebia destaque naquele período, tanto pelo preço não competitivo quanto pela falta de incentivos por meio de políticas públicas (SIMAS; PACCA, 2013).

A partir dos anos 2000 esse contexto mudou, tendo como motivação a crise energética de 2001, houve a criação do Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA), o qual propunha a contratação de cerca de 1.000 MW em capacidade instalada para complementação da geração hidrelétrica (BITTENCOURT, 2017).

Em 2002, o PROEÓLICA foi substituído pelo Programa de Incentivos a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que buscava estimular a geração por meio das usinas eólicas, de biomassa e de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). O programa foi estruturado com o Ministério de Minas e Energia (MME), sendo responsável por definir as diretrizes e elaborar o planejamento do programa, e enquanto cabia à Eletrobras a comercialização da energia. Entre as metas do programa estava o índice de 60% de nacionalização dos empreendimentos ligados a geração e distribuição de energia, com o objetivo de fomentar a indústria de base dessas fontes (DINIZ, 2018).

Instituído pela Lei nº 10.438/2002, o PROINFA funcionava como fomento público para geração de energias renováveis, com a combinação de dois tipos de incentivos principais,

um incentivo via preço, com tarifas *feed-in*, e um por meio do sistema de cotas, contratando energia via leilões. Para garantir o suprimento de eletricidade ao mercado regulado pelo critério de menor preço, após a reforma do setor elétrico brasileiro, em 2004 instituiu-se a contratação de eletricidade através de leilões de energia. Leilões de Fontes Alternativas (LFA) e Leilões de Reserva (LER) têm sido promovidos com o intuito de aumentar a participação de fontes alternativas na matriz elétrica do país (BITTENCOURT, 2017).

Na Figura 4 pode se observar o crescimento da competitividade da energia eólica no Brasil, que se traduz nos preços da energia contratada desta fonte, desde o PROINFA até o leilão ocorrido em janeiro de 2018.

Figura 3 - Preço de contratação de energia eólica nos leilões de ACR



Fonte: MME (2019).

Segundo MME (2019), desde o programa de incentivos até o 15º Leilão de Energia Nova (LEN), observou-se uma queda gradativa dos preços. A partir do 5º LEN se iniciou um processo de estabilização dos preços da energia eólica, que durou até final de 2014. Em 2015 os valores tiveram um aumento substancial, que pode ser atribuído às novas condições de mercado pós-eleições e nova percepção de risco dos investidores. Os patamares de preços alcançados pela tecnologia eólica, nos leilões de 2017 e no leilão de janeiro de 2018, corroboram com a decisão recente do governo para alterar o tipo de contrato oferecido, para um contrato por quantidade, em que o gerador assume o risco de mercado associado à variabilidade de produção de energia.

2.2 Aero geradores

Um aerogerador é composto basicamente pela turbina eólica, que captura a energia cinética dos ventos e a transforma em energia mecânica, que é transferida para um gerador elétrico através de um eixo mecanicamente acoplado. (PATEL, 2006).

Nessa seção é explanada mais a fundo os principais tipos de aerogeradores, para que o leitor possa compreender de forma mais clara o presente trabalho.

2.2.1 Turbina Eólica

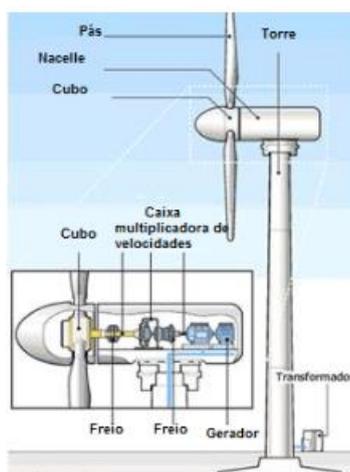
Historicamente, os moinhos de vento são usados para elevar água, onde a energia eólica é convertida em energia mecânica, que é fornecida para uma bomba hidráulica. Vários tipos de moinhos de vento estavam em uso no século XX, em diferentes partes do mundo, para diferentes tipos de aplicação, como elevar e bombear água, levantar materiais pesados como lenha, moagem de grãos entre outros (QUETZALCOATL *et al.*, 2018).

Em 1891, Poul La Cour, da Dinamarca, gerou eletricidade em corrente contínua (CC) através de uma turbina eólica. Sua turbina eólica era baseada principalmente na tecnologia tradicional de moinho de vento e foi capaz de produzir pequenas quantidades de eletricidade. Desde então, tem havido grandes melhorias na tecnologia de turbinas e já existem vários parques eólicos instalados com sucesso em diferentes partes do mundo, gerando grandes quantidades de energia, chegando a ordem de alguns milhares de MW (VOGEL *et al.*, 2018).

A seguir são apresentadas as diferentes partes essenciais da turbina eólica, as quais são as pás do rotor, caixa de engrenagens (caixa multiplicadora), gerador, transformador e torre, bem como serão apresentados os principais conceitos aplicados à energia eólica.

As principais peças para a turbina do tipo eixo horizontal são mostradas na Figura 5.

Figura 4 - Componentes de uma turbina eólica horizontal.



Fonte: Almeida (2016).

As pás do rotor são a parte que mais influencia no desempenho e no custo do sistema de energia eólica. O formato geométrico das pás do rotor tem um impacto direto no desempenho, pois define como ocorre a conversão de energia cinética do vento para energia mecânica (torque). As pás são projetadas para ter alta razão de sustentação de arrasto, com base nos princípios aerodinâmicos (STATHOPOULOS *et al.*, 2018).

A energia cinética de rotação da turbina eólica é transferida para o rotor do gerador através do eixo principal e do eixo de alta velocidade. A turbina eólica gira em velocidade muito lenta, por isso os geradores para esse tipo de aplicação devem possuir muitos pólos magnéticos e, muitas vezes, uma caixa multiplicadora para que a tensão gerada alcance a frequência da rede elétrica. A caixa de velocidade tem uma relação de velocidade fixa (ARCHER *et al.*, 2018).

Os geradores convertem a energia mecânica em energia elétrica. O eixo conecta a caixa de engrenagens ao gerador elétrico, fazendo com que o gerador gire em uma faixa de velocidade de elevado rendimento de geração de energia. O gerador geralmente produz tensão e, se ligado ao sistema, entrega corrente alternada (CA) trifásica. (STATHOPOULOS *et al.*, 2018).

As torres são usadas para montar a turbina eólica em alturas que permitem capturar ventos em velocidades adequadas para uma geração eficiente. O rendimento da energia eólica aumenta em camadas de ventos mais elevadas, desde que a turbina esteja corretamente dimensionada para a carga aerodinâmica. Mas fatores técnicos e financeiros limitam a altura da torre, pois quanto maior for a torre, maior é o seu custo de fabricação, instalação e manutenção. As torres são geralmente construídas de aço tubular ou concreto. As torres tubulares são de forma cônica, com seu diâmetro diminuindo em direção à ponta superior, e são mais caras que as torres de concreto. Uma solução alternativa são torres de concreto (RAMÍREZ *et al.*, 2018).

Existem três tipos principais de mecanismo de controle de velocidade para aerogeradores, nomeadamente freios aerodinâmicos, eletro-freios e freios mecânicos. Esses freios previnem que as pás rotacionem a uma velocidade que ponha a integridade física do conjunto em risco. No controle através de eletro-freios, a energia elétrica é despejada em um banco de resistor, carga que resulta em um conjugado relutante que freia o gerador. Nos freios do tipo mecânico, os freios a disco ou a tambor são usados para bloquear as lâminas, enquanto os aerodinâmicos alteram a sustentação da pá, modificando o ângulo de passo. (WILLIS *et al.*, 2018).

Em relação aos componentes elétricos do aerogerador, o transformador tem a função de elevar a tensão da saída do gerador a um nível de tensão compatível com a rede elétrica. A corrente elétrica no primário do transformador é maior que no secundário, o que permite a

utilização de cabos de menor secção, resultando na reduções significativas de custos. A redução do nível da corrente circulante pode possibilitar também que haja menores perdas por efeito Joule no sistema, tendo em vista que as perdas variam diretamente com o quadrado da corrente. (OLIVEIRA, 2014).

Um monitoramento de vibração e sistema de proteção deve ser instalado na turbina com o intuito de evitar danos ao equipamento. A direção e a velocidade do vento também são determinantes para o funcionamento seguro e eficiente da turbina. O anemômetro copo é usado para este propósito. Como a turbina eólica possui peças rotativas, sistemas de lubrificação são requeridos, sendo do tipo circulação forçada ou do tipo pressurizado. Outras medições essenciais são a temperatura da caixa de velocidades, temperatura do gerador, medição de tensão-frequência e medição de velocidade, entre outros (ARCHER *et al.*, 2018).

O mecanismo de guinada (mecanismo de freio aerodinâmico), também conhecido como *yaw*, rotaciona horizontalmente a nacele para posicionar-se face a incidência do vento, por meio de um sistema de controle.

Após apresentada resumidamente as partes de um aerogerador, na próxima seção será apresentada uma breve descrição sobre os tipos de turbinas eólicas.

2.2.2 Classificação das Turbinas Eólicas

As turbinas eólicas podem ser classificadas em duas categorias, conforme a posição do eixo em relação a torre, as quais são: (1) eixo horizontal e (2) eixo vertical (MORATO *et al.*, 2018).

Quase todos os sistemas de energia eólica estabelecidos comercialmente usam turbinas eólicas do tipo horizontal. A principal vantagem da turbina eólica de eixo horizontal é a possibilidade de controle da velocidade do rotor e, conseqüentemente, da potência de saída, através do controle do passo das pás. Também o controle de passo da pás permite proteger a turbina eólica contra as velocidades excessivas. O princípio básico de uma turbina eólica de eixo horizontal é baseado em conceitos semelhantes aos da hélice, de modo que os avanços tecnológicos do projeto da hélice são prontamente incorporados para desenvolver modernas pás eólicas, que estão se tornando mais eficientes a cada dia. (ZHENG *et al.*, 2018)

A turbina vertical, proposta em 1925 por *Darrius*, tinha algumas características promissoras para as fazendas de energia eólica. As lâminas são curvas e o rotor rotaciona em um eixo vertical (PASTORE, 2018). A Figura 7 mostra uma turbina de eixo vertical do tipo *Darrius*.

Figura 5 - Turbina eólica de eixo vertical tipo Darrius.



Fonte: Pastore (2018).

Em comparação com o eixo horizontal, a forma geométrica das pás do eixo vertical é mais complexa, tornando-as difíceis de fabricar. A turbina eólica de eixo vertical de rotor H usa lâminas retas em vez de lâminas curvas, como é mostrado na Figura 8 (MORATO *et al.*, 2018). Nesse tipo de turbina, as lâminas são fixadas a um rotor através de escoras.

Figura 6 - Turbina eólica de eixo vertical de rotor H.



Fonte: Morato *et al.* (2018).

Existem outros tipos de turbinas eólicas de eixo vertical, que são as turbinas de eixo vertical tipo V e do tipo *Savonius*. Estas têm uma taxa de velocidade de ponta muito baixa e um baixo coeficiente de potência, por isso são utilizadas apenas em sistemas de energia eólica de baixa potência (WILLIS *et al.*, 2018).

O gerador de tipo eixo vertical tem um design simples. Este gerador é montado no solo e a torre é necessária apenas para montar as lâminas. As desvantagens destas turbinas correspondem a baixa taxa de velocidade de aceleração e, conseqüentemente, ao baixo potencial de geração em comparação aos geradores de eixo horizontal. Além disso, essa turbina também possui a desvantagem da necessidade de um torque para começar a girar (VITORINO, 2012).

Aerogeradores de grande porte rotacionam em baixas velocidades. Geralmente muito menores que a velocidade de pequenos geradores. O potencial de geração tem relação direta com a energia mecânica (potencial + cinética) capturada pela pá, portanto não é uma relação que depende exclusivamente da velocidade.

No tópico seguinte será abordado de forma mais abrangente conceitos e informações referentes a energia e potência que podem ser extraídas por meio do vento.

2.2.3 Energia e Potência Extraída do Vento

O conceito de vento, no sentido de força motriz, é associado à energia cinética presente nas massas de ar em movimento. Esta energia cinética é ocasionada pela energia radiante do Sol, que aquece desigualmente regiões da superfície terrestre, causando diferenças de pressão, que resulta no movimento do ar (CONCEIÇÃO, 2010). A energia cinética de uma massa de ar em movimento a uma dada velocidade é dada pela Equação 2.1.

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.1)$$

em que:

- E : energia cinética;
- m = massa em kg;
- v = velocidade em m/s.

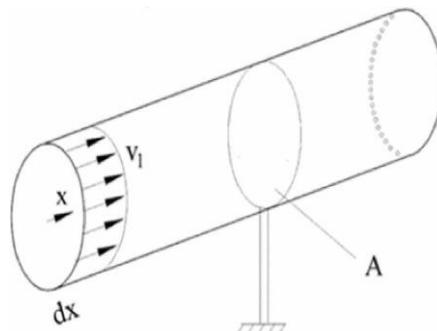
Considerando esta massa m em movimento a uma velocidade v perpendicular a uma seção transversal de um cilindro, conforme mostrado na Figura 9, pode-se demonstrar que a potência disponível no vento que passa pela seção transversal ao fluxo de ar é dada pela Equação 2.2 (DUTRA, 2008).

$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (2.2)$$

em que:

- P = potência do vento (W);
- ρ = massa específica do ar (kg/m^3);
- A = área da seção transversal (m^2);
- V = velocidade do vento (m/s).

Figura 7 - Fluxo de ar através de uma seção transversal A.

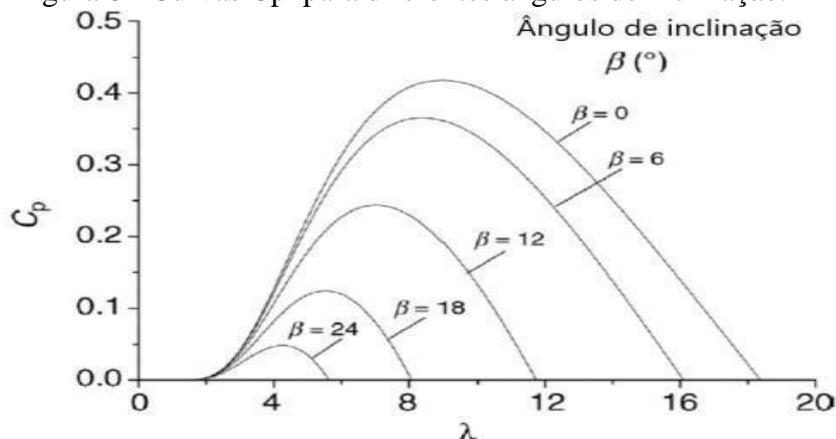


Fonte: Dutra (2008).

Ao reduzir a velocidade do deslocamento da massa de ar, a energia cinética do vento é convertida em energia mecânica pela rotação das pás. A potência disponível no vento não pode ser totalmente aproveitada pelo aerogerador na conversão de energia elétrica, uma vez que essa conversão só seria integralmente convertida se a velocidade de saída do vento fosse zero e se a eficiência mecânica do conjunto pás, caixa de engrenagens e acoplamento do eixo fosse 100%, o que é na prática impossível (WILLIS *et al.*, 2018).

De acordo com a teoria dos elementos finitos, a modelagem da lâmina e do eixo requer cálculos complicados e demorados. Além disso, também requer informações detalhadas e precisas sobre a geometria do rotor. Uma opção para evitar a necessidade de utilizar a teoria dos elementos finitos é utilizar as curvas de potência C_p , que são curvas empíricas que permitem estimar com boa precisão os valores de C_p sem a necessidade de uma modelagem complexa da pá. As curvas de potência C_p (potência do vento que pode ser convertida em potência mecânica) típica para a turbina eólica são mostradas na Figura 12, para diferentes ângulos de inclinação da pá β° , onde λ é a relação entre a velocidade rotacional do aerogerador e a velocidade do vento incidente (ARCHER *et al.*, 2018).

Figura 8 - Curvas C_p para diferentes ângulos de inclinação.



Fonte: Dutra (2008).

A velocidade dos ventos pode apresentar diferentes regimes, logo a escolha das funções de densidade, função que descreve a probabilidade relativa de uma variável aleatória tornar um dado valor, da velocidade dos ventos devem ser consistentes. De acordo com Barcellos (2014), a curva de *Weibull* representa bem a distribuição de frequência da velocidade do vento, cuja função densidade de probabilidade é descrita na Equação 2.10:

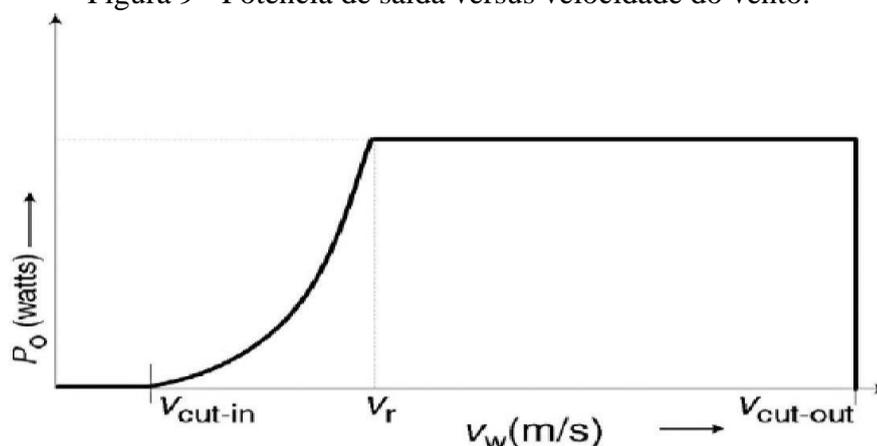
$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (2.3)$$

Onde:

- V : velocidade do vento em m/s;
- c : parâmetro de escala, que corresponde ao eixo da abscissa para a distribuição;
- k : fator de forma, que corresponde a inclinação da distribuição.

As turbinas eólicas podem funcionar de forma eficiente apenas em uma faixa bem definida de velocidade, pois uma velocidade mínima do vento é necessária para que a força mecânica produzida pelo contato dos ventos com as lâminas superem a inércia e o atrito do conjunto de pás, trem de força e gerador. Essa velocidade mínima é chamada de velocidade do vento de corte de entrada V_{cut-in} . O valor típico da velocidade do vento de entrada é de 3 a 5 m/s, dependendo dos tipos de pás e do porte do aerogerador. Quando a velocidade do vento é muito alta, em torno de 25 m/s, a fim de evitar danos às turbinas eólicas, estas são impedidas mecanicamente de girar. Essa velocidade é chamada de velocidade de corte de saída $V_{cut-out}$. A faixa de operação de uma turbina eólica pode ser melhor explicada por uma curva de energia eólica, como mostrado na Figura 13 (REN *et al.*, 2018).

Figura 9 - Potência de saída versus velocidade do vento.



Fonte: Pastore (2018).

Na faixa ideal de velocidade do vento, o sistema de controle permite que a turbina seja capaz de produzir a sua potência nominal. A velocidade nominal do vento é a velocidade que leva a turbina a gerar a potência nominal.

Segundo Ren *et al.* (2018), um modelo mais simples, chamado de Lei de Potência, mostrado na Equação 2.11, permite estimar a velocidade do vento, para certa altura, em função da velocidade, e da altura de referência e em função da característica do terreno.

$$V = V_r \cdot \frac{H^n}{H_r} \quad (2.4)$$

em que H_r e V_r representam a altura e a velocidade de referência, respectivamente.

O expoente n da Equação 2.11 é dado em função da rugosidade do terreno. A Tabela 1 mostra alguns valores típicos de n em função do tipo de terreno. Quanto maior a rugosidade do terreno, menor a velocidade do vento próximo ao solo.

Tabela 1 - Fator n para diferentes tipos de superfícies.

Fator	n
Superfície lisa, lago ou oceano	0,1
Gramma baixa	0,14
Vegetação rasteira (até 0,3 m), árvores ocasionais	0,16
Arbustos, árvores ocasionais	0,2
Árvores construções ocasionais	0,22 - 0,24
Árvores residenciais	0,28 - 0,40

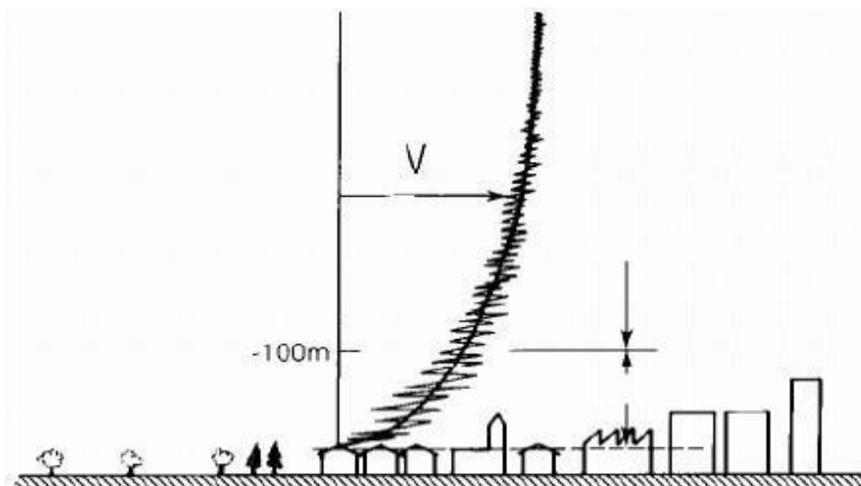
Fonte: Adaptado de Fadigas (2011).

Na prática, segundo Jervell (2008), o fator n é altamente influenciável pela altura, dia, estação do ano, velocidade do vento, natureza do terreno, temperatura e muitos outros mecanismos mais ou menos complexos. Na caracterização do vento, visando o seu aproveitamento energético, a determinação do fator n é normalmente feita de forma experimental, medindo a velocidade do vento a duas alturas do solo, ajustando depois o potencial do vento aos resultados dessas duas medições, realizadas através de torres anemométricas.

Em função do exposto, segundo Leite (2005), os principais fatores que influenciam no regime do vento são:

- **Altura:** como pode ser observado na Figura 14, a velocidade do vento varia com a altura, motivo pelo qual as torres que sustentam os aerogeradores são elevadas e devem ser devidamente escolhidas de acordo com as condições da localidade, onde o eixo x representa a velocidade e o y a altura.

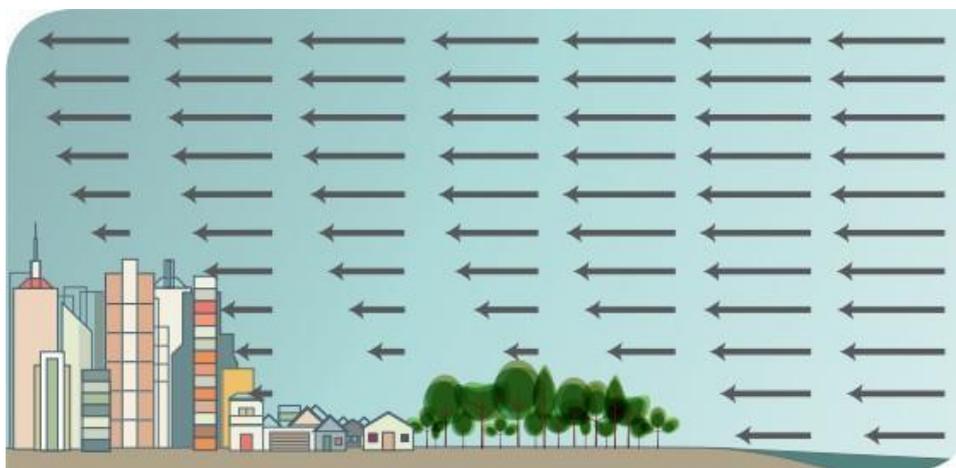
Figura 10 - Variação da velocidade do vento com a altura.



Fonte: Leite (2005).

- Rugosidade: Não menos importante que a altura, destaca-se também a variação da velocidade do vento de acordo com as características do terreno (obstáculos e relevo), como pode ser observado na Figura 15. O fato da classe de rugosidade ser menor em superfícies marítimas tem motivado projetos de parques eólicos *offshore* (parques eólicos em alto-mar).

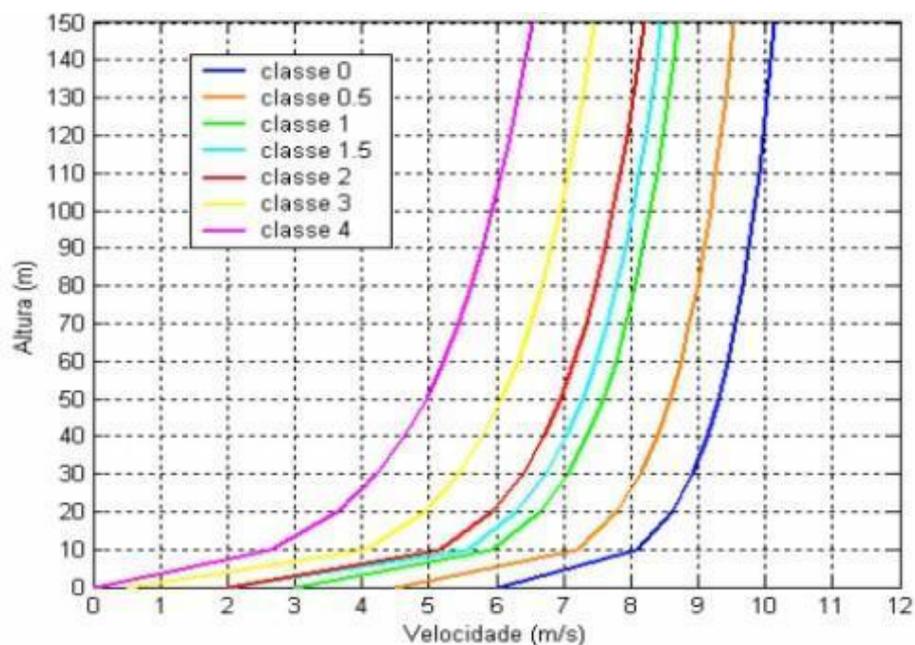
Figura 11 - Gradiente de velocidade do vento em função da altura e cobertura do solo.



Fonte: Schubert Secti (2013).

Através da Figura 16, ilustra-se a influência desses dois fatores em conjunto no comportamento do vento.

Figura 12 - Gradiente de velocidade do vento em função da altura e do tipo de cobertura do solo



Fonte: Leite (2005).

Na Tabela 2 é apresentada a descrição de cada classe de rugosidade que está no gráfico da Figura 16.

Tabela 2 - Descrição das classes

Classe de Rugosidade	Descrição da paisagem
0	Superfície do mar
0,5	Terreno com a superfície plana, aberto, como aeroportos, grama cortada, etc.
1	Área agrícola aberta, sem fendas e cercas e construções dispersas
1,5	Área agrícola com algumas casas e cercas com até 8 m de altura, com uma distância de até 1250 m
2	Área agrícola com algumas casas e cercas com até 8 m de altura, com uma distância de até 500 m
3	Vilas, cidades pequenas, áreas agrícolas com cercas altas, florestas e terrenos irregulares e com rugosidade
4	Cidades muito grandes com edifícios altos e arranhacéus

Fonte: Leite (2005).

- **Sombreamento da Torre e Efeito Esteira:** Ao passar por uma turbina, o vento sai com uma velocidade menor e uma direção diferente, gerando uma turbulência que pode comprometer a geração e a integridade física dos aerogeradores vizinhos, se posicionadas muito próximas uma das outras. Os fatores mencionados explicam por que o distanciamento entre as

turbinas deve ser respeitado. Na Figura 17 é possível visualizar o efeito esteira de um parque eólico.

Figura 13 - Efeito do sombreamento observado em uma usina eólica.



Fonte: Caldas (2010).

Logo, as características que a região deve possuir para que esta seja considerada potencialmente viável para a instalação de um parque eólico são (OLIVEIRA, 2014):

- Presença de pouca rugosidade;
- Presença de ventos constantes e com elevada velocidade média;
- Ventos com baixa turbulência e variação da direção.

De acordo a MME (2019), as características mais relevantes de uma turbina eólica que são verificadas na análise dos projetos são: (1) diâmetro do rotor, (2) altura do cubo e (3) potência do gerador, parâmetros estes determinantes na estimativa da produção de energia de um empreendimento, além da curva de potência do equipamento.

Em 2007 predominavam turbinas com altura de cubo e diâmetro do rotor na faixa de 70 m. Em 2018 esses números chegaram à média de 110 metros, com alguns equipamentos ainda maiores. O desenvolvimento tecnológico dos materiais construtivos propiciou o aumento da altura das torres e do diâmetro dos aerogeradores nos últimos anos, elevando o fator de capacidade das usinas, que representa a razão entre a produtividade efetiva da usina e sua capacidade máxima. Verifica-se que no período de 2007 a 2018 o aumento desses dois parâmetros vem evoluindo significativamente (EPE, 2018).

2.3 Cabeamento

Em projetos de parques eólicos, os aerogeradores são distribuídos em uma grande área, visando maximizar o rendimento deles, especialmente devido ao efeito esteira, descrito

anteriormente. Com isso, é utilizada uma grande quantidade de cabeamento para realizar a transferência da energia gerada pelos aerogeradores. Especial atenção deve ser dada à escolha dos cabos, já que estes costumam impactar profundamente no custo total da parte elétrica (PASTORE, 2018).

O método de instalação dos cabos previstos para o parque têm que ser definidos durante a fase de projeto. A grande maioria dos empreendimentos de geração eólica adota o método de instalação diretamente enterrado que, se comparado às redes aéreas, apresenta maior confiabilidade, porque os condutores ficam protegidos dos fenômenos da natureza (ventos, raios, entre outros), além da ação humana. No entanto, esse tipo de instalação apresenta uma maior dificuldade para uma detecção de eventuais falhas nos condutores. A profundidade na qual estes condutores devem estar enterrados é definida pela norma ABNT¹ NBR 14039:2005, tendo como valor mínimo de profundidade 0,90 m (MME, 2019).

2.4 Instrumentação

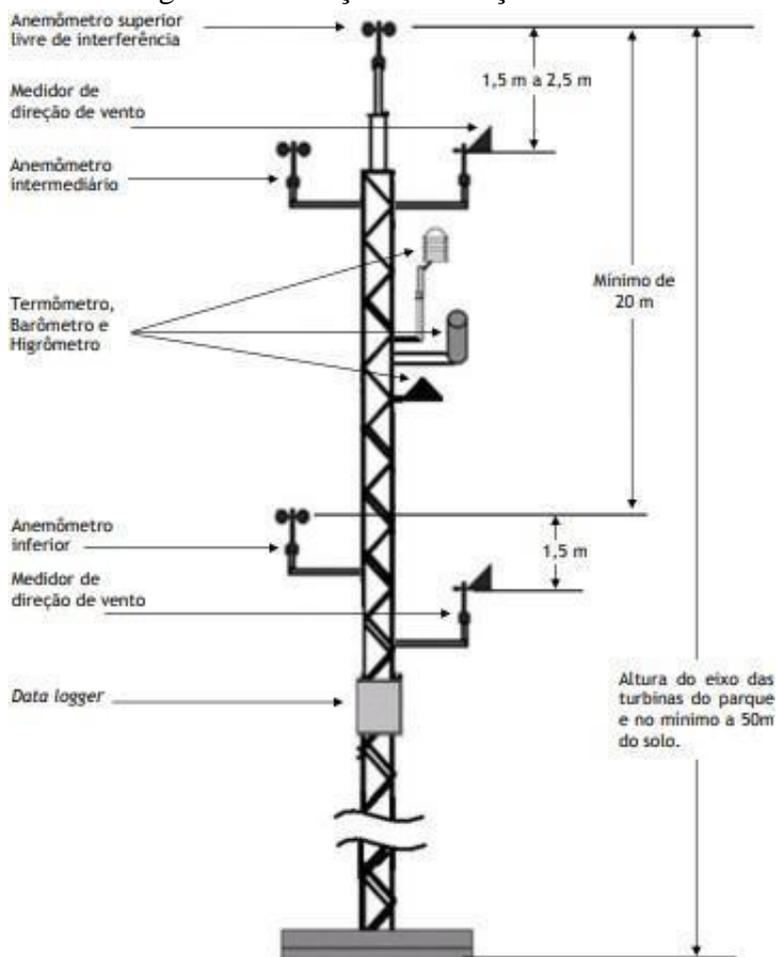
Durante a fase de estudo de viabilidade, após a identificação do potencial eólico, são instaladas torres anemométricas, geralmente de 80 a 100 m de altura, que possuem medidores de temperaturas, barômetros, sensores eletrônicos de rotação, anemômetros e um sistema de coleta de dados. As torres permanecem em média por 3 anos no local onde se pretende instalar o parque e não necessitam de licenciamento ambiental, pois não geraram nenhum tipo de impacto ao meio ambiente (SIMAS; PACCA, 2013).

A estação de medição é um dos itens necessários para avaliar as condições dos ventos e devem ter adequada proteção contra descargas atmosféricas, além de atender as normas relativas à sinalização luminosa para o tráfego aéreo. A estação de medição deve possuir, além do registrador de medições (*data logger*), pelo menos os seguintes instrumentos, respeitando as alturas, conforme mostrado na Figura 18.

- 3 anemômetros de concha;
- 2 medidores de direção dos ventos;
- 1 medidor de umidade do ar;
- 1 medidor de pressão barométrica;
- 1 termômetro.

¹ Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) corresponde ao órgão responsável pela normalização técnica no Brasil, fornecendo insumos ao desenvolvimento tecnológico brasileiro.

Figura 14 - Estação de medição dos ventos.



Fonte: EPE (2018).

As prefeituras devem ser consultadas, por meio do plano diretor de cada município, acerca da legislação aplicável sobre uso e ocupação do solo, pois são elas as responsáveis por fornecer a autorização para a implantação das torres anemométricas, condicionada à autorização dos proprietários das respectivas propriedades (SIMAS; PACCA, 2013).

2.5 Subestação

São descritos nessa seção as subestações que são utilizadas em parques eólicos, para dar ao leitor um melhor entendimento sobre o tema em estudo.

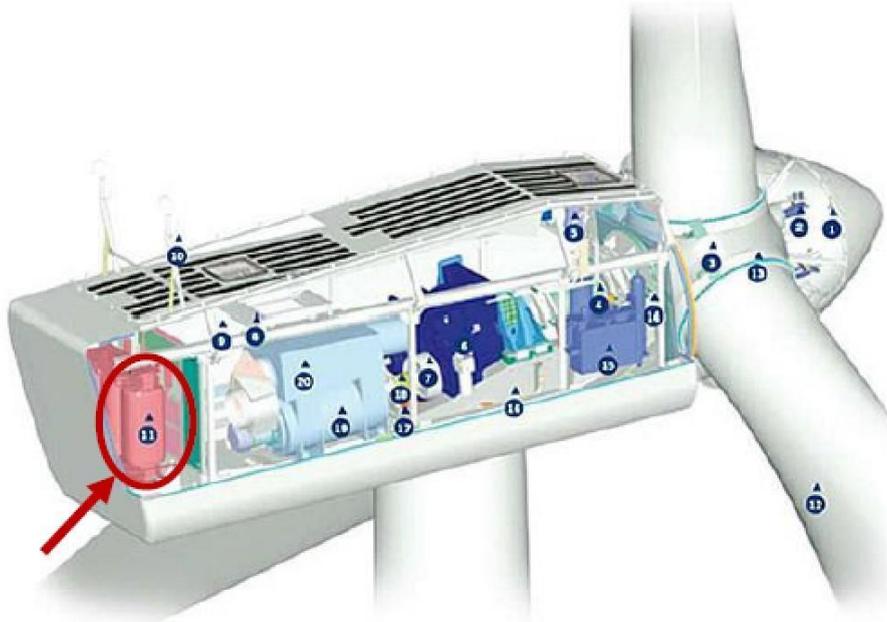
Segundo a norma NBR 5460, subestação elétrica é definida como: parte de um sistema de potência, concentrada em um dado local, compreendendo primordialmente nas extremidades de linhas de transmissão e/ou distribuição, com os respectivos dispositivos de manobra, controle e proteção, incluindo as obras civis e estruturas de montagem, podendo incluir também transformadores, equipamentos conversores e/ou outros equipamentos.

Nas seções subsequentes serão apresentadas as categorias de subestações, apresentando-se as características gerais de cada categoria.

2.5.1 Subestações Unitárias de Transformação

As subestações unitárias ou centrais de transformação são constituídas por transformadores que elevam a tensão de geração fornecida pelos aerogeradores para o nível de tensão da distribuição. São compostas por transformadores elevadores que estão em associação a um dispositivo de manobra e proteção, que é responsável pela elevação do nível da tensão de geração fornecida pelos aerogeradores (400 V a 12kV) para o nível de tensão de distribuição (12 kV a 34,5 kV) (SECCO, 2015). Algumas subestações unitárias ou centrais de transformação podem ser instaladas dentro da nacela ou torre, como é mostrado na Figura 20, indicado através da seta na Figura 19. Nestes casos, a subestação é fornecida junto com os aerogeradores, dentro do contrato de aquisição das turbinas (ABREU *et al.*, 2014).

Figura 15 - Subestação unitária de aerogerador.



Fonte: Castaignet *et al.* (2014).

Cada indicação numérica na Figura 20 é descrita abaixo:

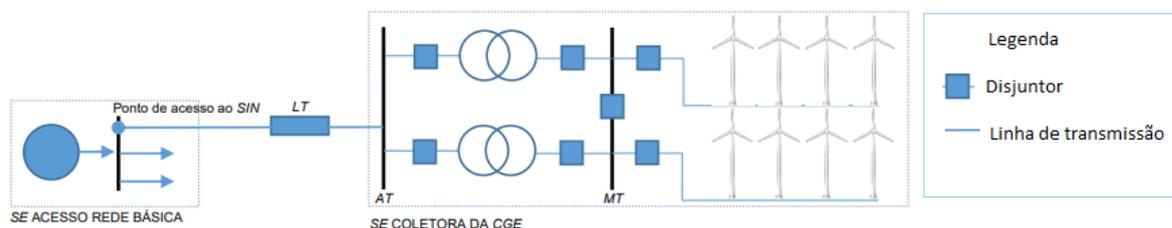
1. Controlador do Cubo;
2. Atuador do controle pitch;
3. Fixação das pás no cubo;
4. Eixo principal;
5. Aquecedor de óleo;
6. Caixa multiplicadora;
7. Sistema de freios;

8. Plataforma de serviços;
9. Controladores e inversores;
10. Sensores de direção e velocidade do vento;
11. Transformador de alta tensão;
12. Pás;
13. Rolamento das pás;
14. Sistema de trava do rotor;
15. Sistema hidráulico;
16. Plataforma da nacele;
17. Motores de posicionamento da nacele;
18. Luva de acoplamento;
19. Gerador;
20. Aquecimento de ar.

2.5.2 Subestações Coletora

A subestação coletora é o ponto de entrada principal para o sistema de transmissão. A potência gerada nos aerogeradores é fornecida às subestações unitárias, que por sua vez fornecem a energia a uma subestação coletora, através de um barramento de média tensão (entre 12 e 34,5 kV) que alimenta a subestação, e este promove a elevação para tensão da rede de transmissão, usualmente entre entre 69 e 500 kV. Um diagrama esquemático da subestação coletora é mostrado na Figura 20 (SECCO, 2015).

Figura 16 - Diagrama esquemático de uma Subestação Coletora e o ponto de acesso ao Sistema Interligado Nacional.



Fonte: SECCO. (2015).

Quando a ligação é realizada através de uma subestação existente, o arranjo da ampliação deve seguir o mesmo padrão adotado nas outras instalações do mesmo nível de tensão. Caso as instalações existentes não estejam adequadas ao exposto acima, poderá ser atribuído ao agente gerador, no contrato de conexão do sistema de transmissão, o ônus e a responsabilidade de adequação de toda a subestação (MONSALVE-GIRALDO *et al.*, 2019).

Para as subestações coletoras de uso exclusivo do agente gerador, ou seja, sem considerar a fronteira da rede básica, o arranjo a ser adotado deverá atender, no mínimo, às seguintes configurações (SECCO, 2015):

- Para tensões até 230kV, barramento simples com possibilidade de evolução para barra dupla a quatro chaves;
- Para tensões iguais ou superiores a 345kV, arranjo em anel, para até seis pontos de conexão, com possibilidade de evolução para disjuntor e meio, e configuração final para número de conexões superior a seis.

2.6 Conclusão

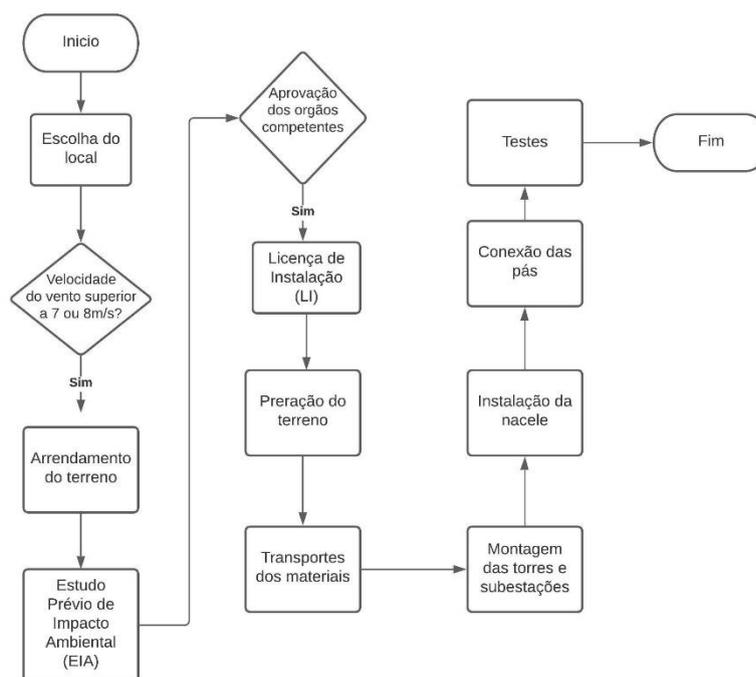
O incentivo a utilização de energias renováveis é de grande importância para o desenvolvimento da sociedade e para o meio ambiente. Uma das fontes renováveis com maior crescimento mundialmente é a energia eólica.

Estudos prévios de viabilidade técnica e econômica são indispensáveis para justificar a instalação de um parque, a fim de evitar problemas futuros durante a fase de implantação ou operação. O Capítulo a seguir trata das etapas de um estudo preliminar de implantação de um parque eólico.

3 ETAPAS DE ESTUDO DE VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO

O processo de implantação de parques eólicos no Brasil é composto basicamente por pela escolha do local, estudo de impacto ambiental, aprovação de instalação, preparação do terreno, instalação e testes, como o apresentado na Figura 22.

Figura 17 – Fluxograma da Implantação de uma Usina Eólica no Brasil.



Fonte: Adaptado de Silva et al. (2015)

Para que um parque eólico seja instalado e comece a operar, algumas exigências legais devem ser atendidas. Com tudo, não são apenas as obrigatoriedades legais para a aprovação da viabilidade, mas as condições financeiras e econômicas interferem muito, chegando a ser um ponto crucial para a instalação do parque.

3.1 Estudos prévios

A escolha do local é a primeira etapa que deve ser realizada para analisar a viabilidade técnica de implantação de um parque eólico. Após ser selecionado o local de instalação, começam os estudos do potencial eólico da região, analisando dados de velocidade e regularidade dos ventos. Segundo Rossoni (2013), a área a qual se pretende implantar o empreendimento deve atender três requisitos básicos, os quais são: recurso eólico disponível,

infraestrutura para acesso ao local, infraestrutura para acesso a rede de transmissão e viabilidade ambiental.

A presente seção está dividida em três tópicos: caracterização do local de instalação, condições do vento e fontes de financiamento, conforme apresentado a seguir.

3.1.1 Caracterização do local da instalação

Segundo a EPE (2016), a empresa que pleiteia a implantação de um parque eólico deve instalar, dentro da área do parque, pelo menos uma estação para medição e registro de dados anemométricos e climatológicos, que deverão ser enviados à Empresa de Pesquisa Energética (EPE). As medições anemométricas e climatológicas devem ser permanentes e continuadas, durante todo o período de vigência do contrato estabelecido nos leilões de aquisição de energia, promovidos pelo MME.

Com a instalação da torre anemométrica, deve-se definir o chamado raio de representatividade da torre, ou seja, o raio máximo, partindo do local de instalação da torre, onde o registro dos dados de vento seja representativo. É nesta área que as turbinas eólicas devem ser instaladas e seu alcance está relacionado com as características da rugosidade do solo (OLIVEIRA, 2014).

A questão do acesso ao local de geração deve ser considerada com cuidado, pois dependendo da região, é necessário investir em novas vias para facilitar o acesso de máquinas e operários. Essa questão pode inviabilizar a implantação do empreendimento no local, caso o mesmo seja de difícil acesso, encarecendo ou até mesmo inviabilizando financeiramente a instalação do parque eólico.

3.1.2 Condições do vento

Para a geração da energia eólica é necessária que os ventos da região apresentem as seguintes características principais: sejam estáveis, com a intensidade certa e sem mudanças bruscas de velocidade ou de direção (FUNDAJ, 2019).

O Brasil é um país que apresenta condições favoráveis para a instalação de parques eólicos, principalmente na região Nordeste. Em relação ao fator de capacidade, o Brasil apresenta uma média de 42,5%, enquanto o fator de capacidade média mundial era de 25%. (FUNDAJ, 2019).

Com o intuito de verificar a viabilidade técnica da instalação do parque eólico na região de estudo é necessário uma análise do comportamento do vento na região, analisando a velocidade, constância do vento e a sazonalidade ao longo do ano.

Nesta pesquisa foram utilizados os dados de potencial eólico contidos no Atlas Eólico do Ceará 2020 para a análise do potencial eólico do local previamente escolhido para o estudo de viabilidade de instalação do parque. O Atlas também disponibiliza uma plataforma online, onde é possível realizar simulações para obtenção de dados do local de estudo.

3.1.3 Fontes de financiamento

O Plano Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), elaborado sob a demanda de mitigar a alteração do clima mundialmente, impulsionou ao Brasil nos âmbitos social, ambiental e econômico a incentivar os investimentos para utilização de tecnologias limpas e energias renováveis.

Uma das fontes de financiamento para projetos de construção de parques eólicos foi oferecido pelo Banco Nacional Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Na maioria dos casos o modelo de financiamento oferecido é o *project finance*, onde o principal meio de pagamento ou amortização do projeto é por meio fluxo de caixa do empreendimento (RIBEIRO, 2012). No *project finance* a taxa de juros é calculada levando em consideração a classificação de risco, o risco de implantação e operação, a suficiência, previbilidade e estabilidade do fluxo de caixa do projeto (BNDES, 2021).

Essa linha de crédito tem uma taxa de amortização de até 16 anos e um prazo de carência de até 6 meses após a entrada do projeto em operação comercial (BNDES, 2013). A taxa de juros cobrada pelo BNDES, é composta pela TLP (custo financeiro), a Remuneração do BNDES (de 1,3% a.a. para eólica), a taxa de risco de crédito, peculiar a cada projeto (RUIZ, 2021), essa taxa de juros foi modificada recentemente em razão da pandemia de 2019 sem alteração nas demais condições de financiamento.

Atualmente o BNB é o principal credor do setor eólico brasileiro, em 2020 teve R\$ 6,64 bilhões contratados para projetos energéticos, dos quais R\$ 911 milhões foram investidos em geração solar fotovoltaica e R\$ 3,533 bilhões para geração eólica (BNB, 2021). Mesmo com recursos reduzidos se comparados a anos anteriores, em disputa com setores de infraestrutura emergenciais, almeja uma maior disponibilidade junto ao BNDES de ofertas de crédito.

3.2 Legislação pertinente

A Resolução N° 462/2014 do Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA) é a responsável por estabelecer os procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica, em superfície terrestre. Os parques eólicos são classificados pelo CONAMA (2014, p.1) como empreendimento de baixo potencial poluidor.

No entanto, as instalações eólicas apresentam alguns impactos biológicos se o parque eólico for instalado em determinadas regiões, dentre elas, em formações dunares, planícies fluviais e de deflação, mangues e demais áreas úmidas, e em áreas regulares de rota, pouso, alimentação e reprodução de aves migratórias. Nesses casos, são exigidos a apresentação de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), além de audiências públicas, nos termos da legislação vigente. Nos casos em que for exigido o EIA e RIMA, deverá ser adotado o Termo de Referência do Anexo I da Resolução N° 462/2014, ressalvadas as características regionais e as especificações do órgão licenciador.

Inicia-se um EIA e um RIMA, para posterior obtenção da Licença Prévia (LP) ou Licença de Localização (LL). O EIA é o conjunto de estudos, com dados técnicos detalhados, que busca identificar os problemas ambientais e os respectivos graus de impacto que podem ser gerados por um empreendimento. Dessa forma, fornecendo informações que possibilitam a criação de medidas e ações de prevenção para mitigação dos riscos (LEITE, 2013).

O RIMA é o relatório no qual descreve todas as conclusões obtidas no EIA. Deve ser escrito de forma clara e objetiva, com ilustrações como mapas, quadros, gráficos, etc., de modo que se possa entender as vantagens e desvantagens do projeto, bem como todas as consequências ambientais de sua implantação (SIMAS; PACCA, 2013).

Em caso de aprovação do RIMA, é feito o cadastramento do parque eólico junto à EPE. Para o cadastramento, o empreendedor deverá apresentar cópia da licença ambiental compatível com a etapa do projeto, emitida pelo órgão competente municipal ou estadual. Na Licença Ambiental deve constar o nome do agente interessado, a potência instalada do projeto, a data de emissão e o prazo de validade (STUAT, 2011).

A Licença Ambiental é expedida pelo município onde se pleita realizar a instalação do parque eólico. Para o caso em estudo, a Licença Ambiental deve ser solicitada à prefeitura de Caucaia, como exposto no Plano Diretor de Planejamento e Desenvolvimento Urbano (PDDU) da cidade de Caucaia no Artigo 187, para implantação e operação do parque devem ser expedidas as licenças listadas abaixo.

- A Licença Prévia (LP), na fase preliminar do planejamento da atividade, contendo requisitos básicos a serem atendidos nas fases de localização, instalação e operação, observados os planos municipais, estaduais ou federais de uso do solo;
- A Licença de Instalação (LI), que consiste do documento autorizando o início da implantação, de acordo com as especificações constantes do Projeto Executivo aprovado;
- A Licença de Operação (LO), que consiste do documento autorizando, após as verificações necessárias, o início da atividade licenciada e o funcionamento de seus equipamentos de controle de poluição, de acordo com o previsto nas Licenças Prévia e de Instalação.

Caso não sejam expedidas, o empreendimento é caracterizado como uma instalação ilegal e constitui infração elegível a sanções legais, como pagamento de multas e reclusão.

A LI é obtida por meio da aprovação do projeto *Micrositing*, sendo composto pelo layout da usina, tipos de máquinas a serem instaladas, fabricante dos equipamentos, altura das torres, potência, previsão de geração anual e a capacidade máxima de produção. O projeto deve ser elaborado pela empresa responsável pelo pleito de instalação do parque (SIMAS; PACCA, 2013). Por fim, a LO libera as atividades de operação do parque eólico.

O empreendimento poderá fazer uso do Licenciamento Simplificado ou Licença Única (Licenciamento Ambiental que engloba a LP, LI e LO em uma única licença), se atende às exigências de distância mínima de 350 metros, incluindo as subestações e seu entorno, de comunidades circunvizinhas; localização fora da Zona de Amortecimento de Unidade de Conservação de Proteção Integral; ausência de Intervenção física em formações dunares móveis, planícies fluviais e de deflação e mangues, em qualquer fase do empreendimento ou de suas obras associadas; ausência de Supressão de vegetação arbórea/arbustiva nativa, na área da poligonal do empreendimento Caldas e Júnior (2020).

De acordo com o CONAMA, os mapas e plantas de localização devem ser entregues com escalas apropriadas, abrangendo o local da usina e da sua área de influência. Deve também indicar os possíveis obstáculos, benfeitorias e outros detalhes exigidos pelo o órgão ambiental. A documentação necessária para que todas as liberações ambientais sejam rigorosamente expedidas ao empreendimento difere dependendo da região em que se pleiteia a instalação do parque eólico. Sendo a questão ambiental um dos principais fatores que podem definir a escolha da região, o local deve possuir um potencial eólico satisfatório, não obstante, uma área territorial de baixo impacto ambiental, para que se alcance a liberação das licenças ambientais exigidas.

3.3 Impactos socioambiental

A literatura indica uma forte influência dos parques eólicos na população avifauna. Tais impactos não estão apenas relacionados à mortalidade por colisões na estrutura em si, mas também associados ao afugentamento da fauna, muito em função da perturbação ou tomada do habitat, redução da reprodução e, em muitos casos, alteração de comportamento de alimentação (AVERSA, 2018).

Pesquisas internacionais envolvendo o monitoramento de impactos de aves em torres eólicas evidenciam a necessidade de estudos específicos para cada proposta de instalação. De acordo com De Lucas *et al.* (2008), é difícil elaborar recomendações gerais para a mitigação dos impactos sobre a avifauna, levando em consideração que a taxa de mortalidade está relacionada a fatores mais específicos, como a espécie e o seu comportamento.

As características técnicas dos projetos também influenciam nos impactos ocasionados. Estudos apontam altas taxa de mortalidade em parques com diâmetro de rotor menores, o que implica em maior velocidade de rotação das pás, com menor espaçamento entre os aerogeradores e entre as treliçadas de aço, que podem ser usadas para ninho de aves (MAGOHA, 2002).

Um dos impactos mais mencionados em pesquisas relacionadas está a alteração visual da paisagem. Algumas pesquisas apontam que a deterioração da paisagem, devido à instalação de aerogeradores e linhas de transmissão, são causadores de danos às atividades econômicas, como turismo e atividades imobiliárias (MIRASGEDIS *et al.*, 2014). Contudo, em alguns estudos relacionados, os parques eólicos foram apontados como positivos na percepção da população (AVERSA, 2018).

3.4 Etapas da Vida Útil de Um Parque Eólico

Nessa seção são tratadas as questões econômicas de um empreendimento de geração eólica. São descritas resumidamente as fases de comissionamento, operação, manutenção e descomissionamento, enquanto no item seguinte são apresentados os dos indicadores financeiros pertinentes. Nesse sentido, são relatados os gastos médios da implantação, operação e descomissionamento do parque.

3.4.1 Implantação e Comissionamento

O comissionamento consiste em um procedimento que visa garantir que os sistemas e componentes de uma edificação ou unidade industrial estejam projetados, instalados e testados de acordo com o projeto e requisitos operacionais estabelecidos (BRANDÃO, 2017). Em

relação aos parques eólicos não é diferente, podendo ser aplicado tanto a novos empreendimentos quanto a unidades já existentes, que estejam em processo de expansão. Na prática, o processo de comissionamento consiste na aplicação integrada de um conjunto de técnicas e procedimentos de engenharia para verificar, inspecionar e testar cada componente físico do empreendimento, desde os individuais, como peças, instrumentos e equipamentos, até os mais complexos, como módulos, subsistemas e sistemas. Essa etapa deve ser realizada em todos os empreendimentos, inclusive em parques eólicos.

O comissionamento se executa após a instalação de cada equipamento e também após a instalação de todo o maquinário, antes da entrega ao cliente. É comum que o empreendimento opere por um período inicial em modo de operação assistida, com capacidade produtiva reduzida. Nessa fase, a produção vai sendo elevada progressivamente, sendo avaliado o comportamento da planta a cada aumento de produção.. O processo de comissionamento pode ser dividido basicamente em 5 etapas, de acordo com a LYNX (2017).

- Planejamento do Comissionamento;
- Complementação mecânica;
- Pré-comissionamento;
- Comissionamento;
- Operação assistida.

O planejamento consiste basicamente em planejar as etapas do comissionamento. Nela são desenvolvidos e revisados os procedimentos e normas aplicáveis durante todo o processo.

A complementação mecânica consiste em avaliar a correta montagem das instalações conforme o projeto, além de acompanhar os testes específicos de cada equipamento, de acordo com as especificações do fabricante e normas. Ao final, deverá ser registrado através de check-list as observações pertinentes da montagem e os resultados dos testes. São realizados testes e ensaios para a comprovação que os equipamentos foram instalados de acordo com as normas do fabricante e assim, após a realização dos testes, preenchimento e validação dos protocolos, o equipamento segue para a próxima etapa (PMKB, 2020).

O Pré-comissionamento tem como objetivo preparação para o comissionamento. Ocorre nessa fase a sinalização dos equipamentos em testes, energizados e em término de montagem, a energização e testes dos equipamentos de forma individual, conforme especificações dos fabricantes e normas técnicas. Ao final dessa etapa, a constatação do perfeito funcionamento e os resultados dos testes dos equipamentos e das linhas da produção deverão ser formalizados através de check-list (PMKB, 2020).

Por fim, a fase de comissionamento é atingida. Nela são realizados os testes nos equipamentos conforme predefinições planejadas pelo processo de produção implantado, conforme especificações e normas. Primeiramente, deverão ser testados a vazio e, na sequência, com cargas. Ao final dessa etapa, a constatação do perfeito funcionamento e resultado dos testes dos grupos de equipamentos, linhas e sistemas devem ser formalizados os resultados do teste (PMKB, 2020).

3.4.2 Operação e Manutenção

A viabilidade financeira de um parque eólico é uma condição fundamental e decisiva para a aprovação da sua construção. Na análise da viabilidade financeira de empreendimentos desta natureza, normalmente considera-se um período de operação de 20 anos, de acordo com Alves (2010). Os custos financeiros são fatores cruciais para a viabilidade do projeto. Os custos de manutenção/operação estão associados a escolha dos aerogeradores, assim como, o custo de importação, logística, instalação e o custo de depreciação do maquinário. Os impostos também devem ser levados em consideração, visto que representam valores significativos.

Além disso tem os custos com o terreno destinado para implantação de um parque eólico, pois este pode ser próprio ou arrendado. O arrendamento é um contrato que permite ao arrendatário o uso de parte ou de todo terreno do proprietário, em troca de um pagamento anual ou mensal. O proprietário da terra pode continuar realizando suas atividades de agricultura e/ou pecuária normalmente e ainda recebe uma renda anual extra, cedendo uma parcela do terreno para cada unidade geradora instalada.

Para avaliar a viabilidade financeira preliminar para a implantação do parque eólico proposto nesta pesquisa, são avaliados indicadores financeiros importantes, os quais são : (1) *payback*, (2) Valor Presente Líquido (VPL) dos investimentos necessários, (3) fator de capacidade, (4) estimativa de receita gerada e (5) custos e despesas gerados pelo empreendimento, incluindo o comissionamento e o descomissionamento (CARVALHO, 2019). Tais itens serão tratados nas subseções a seguir

3.4.3 Descomissionamento

O manual de avaliação produzido Instituto LACTEC (2007) enumera três fatos que podem ser motivo para o fim de um empreendimento eólico, os quais são descritos abaixo:

- Término do prazo do Contrato de Compra e Venda de Energia, normalmente entre 15-20 anos, sem interesse na sua renovação;

- Término do contrato de arrendamento entre o proprietário do terreno e a empresa proprietária do empreendimento eólico, sem interesse na sua renovação;
- Tempo de vida útil das máquinas em fase terminal ou obsolescência da tecnologia, sem interesse dos proprietários na sua renovação;

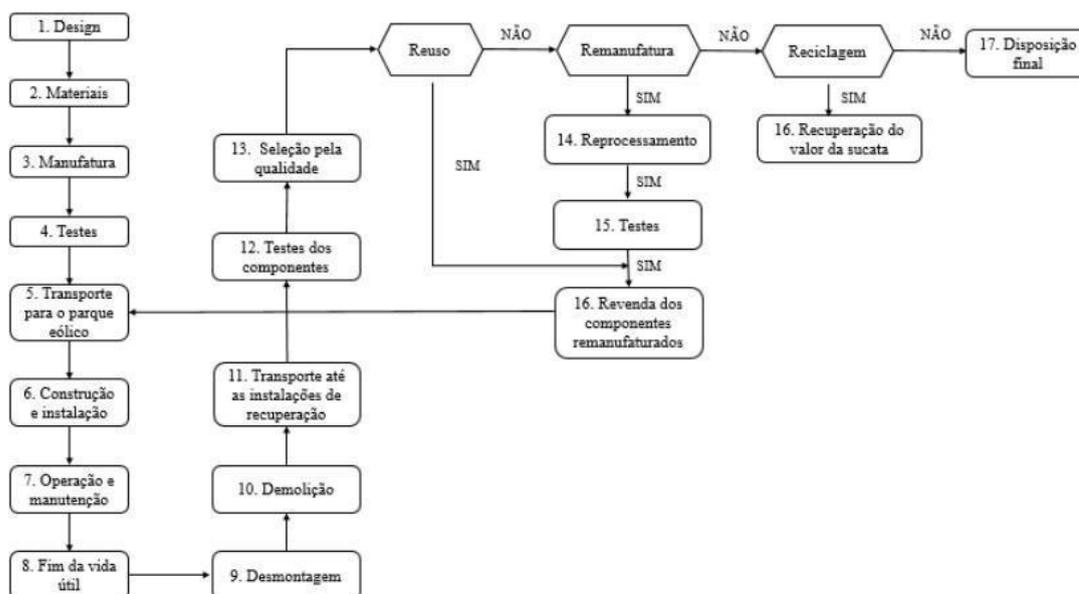
No caso de ocorrer um ou mais desses eventos, as máquinas, estruturas civis e a rede elétrica devem ser desmontadas e retiradas do local de instalação, sendo devolvido o terreno ao proprietário, em caso de arrendamento, conforme condições estipuladas em contrato. Geralmente, eventuais danos a propriedade, como buracos no solo, portões ou cercas destruídas, devem ser consertados para retornar às condições originais.

De acordo com Ortegon *et al.* (2013) existem dois caminhos para empreendimentos eólicos, quando são finalizados: repotencialização ou descomissionamento. Em ambos os casos, ocorrem o desmonte, separação, recuperação e manejo dos componentes do sistema de geração, que podem ter como destino:

- Reciclagem: Processo que ocorre a recuperação do material;
- Recondicionamento: Processo de manutenção para prolongar a vida útil;
- Reuso: Consiste em reutilizar os componentes de remanufatura do sistema eólico.

Na Figura 24 é mostrado um fluxograma das etapas de um ciclo de vida útil de um parque eólico.

Figura 18 - Ciclo de vida útil de um parque eólico.



Fonte: Adaptado Ortegon *et al.* (2013)

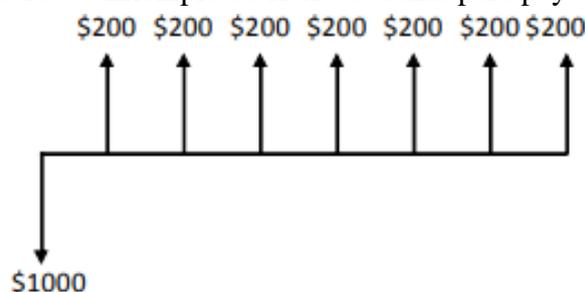
Evidentemente, todo o equipamento retirado tem um valor financeiro residual, que pode ser usado para auferir recursos. Segundo Montezano (2012), o valor residual das turbinas é suficiente para cobrir os custos de desativação.

3.5 Indicadores financeiros

Um ponto importante na análise de um projeto é a viabilidade financeira, para isso são necessários a verificação de indicadores financeiros, estes tem a função de demonstrar o quanto o projeto é atrativo ou não para os seus investidores.

O *payback* é o tempo necessário para que o investimento inicial do projeto seja recuperado de forma integral, sendo um indicador financeiro que tem relação direta com outros indicadores, como ROI (retorno sobre o investimento, do inglês *return on investment*), VPL (valor presente líquido) e TIR (taxa interna de retorno). Para exemplificar essa metodologia de avaliação econômica, a Figura 23 ilustra o fluxo de caixa com *payback* simples. Nesse exemplo, o projeto demanda um investimento inicial de R\$1.000,00 no ano zero e possui fluxos positivos de R\$200,00 nos demais anos, de modo que em cinco anos o projeto “se paga”, ou seja, seus fluxos de caixa nominais já se igualam ao investimento inicial requerido (SIMAS; PACCA, 2013).

Figura 19 - - Exemplo de fluxo de caixa para *payback* simples.



Fonte: Simas e Pacca (2013).

Para avaliação desse estudo, é aplicado o *payback* descontado, o valor presente líquido, a taxa interna de retorno e o índice de lucratividade. Nesse caso, a aplicação do *payback* descontado se mostra mais real ao investimento realizado. O seu cálculo é semelhante ao simples, só que nesse caso é considerada uma taxa de juros para corrigir periodicamente as parcelas do fluxo de caixa (RODRIGUES; ROZENFELD, 2017).

Segundo Sousa e Nascimento (2012), embora o *payback* seja um critério bastante comum, não tem boa aplicabilidade para projetos que envolvem grandes investimentos. O problema dessa avaliação é o fato de não ser levada em conta a distribuição dos fluxos de caixa que ocorrem dentro do período de *payback*, assim como o valor corrigido do investimento,

servindo, portanto, apenas como uma avaliação adicional e como critério secundário de decisão ou de desempate entre alternativas excludentes e semelhantes.

Um outro indicador financeiro básico trata-se do Valor Líquido Presente (VLP), que consiste em calcular o valor presente de uma série de pagamentos futuros, descontado uma taxa de custo de capital estipulada, já que o dinheiro que se recebe no futuro não vale o mesmo que no tempo presente. Normalmente, o cálculo do VPL é feito em análises de retorno de projetos ou valoração de empresas. O termo mais famoso para esse tipo de estudo é a viabilidade econômica com as variações econômicas financeiras ou técnica-econômica (BORGES, 2013). Ao se tomar o VPL como indicador financeiro, é calculado o tempo necessário para que o VPL vá para zero.

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é a taxa mínima que um investidor ou empresa deseja ganhar ao fazer um investimento (GARRÁN, 2021). E com isso, a TIR de um projeto deve ser maior que a TMA para garantir a viabilidade financeira de um projeto.

O VPL de um projeto de investimento possui três possibilidades de resultado. VPL maior do que zero significa que o investimento é atrativo economicamente, já que o valor presente das entradas de caixa é maior do que o valor presente das saídas de caixa. O VPL igual a zero significa que o investimento é indiferente, já que as entradas de caixa são iguais ao valor presente das saídas de caixa. Já se o valor for menor do que zero, o empreendimento não é economicamente atrativo, porque o valor presente das entradas de caixa é menor do que o valor presente das saídas de caixa.

Já a receita de um parque eólico advém de duas fontes, da venda da energia elétrica gerada e da venda de créditos de carbono. Nesta análise, não será considerada a venda de créditos de carbono, pois no Brasil essa comercialização não é estabelecida por lei. Isso ocorre pois existe um processo longo para obter as Reduções Certificadas de Emissões (RCEs).

Portanto, no Brasil a venda de energia elétrica é a única forma de receita que um empreendimento de geração de energia pode ter. Essa receita se dá por meio do estabelecimento de contrato de venda de energia (*Power Purchase Agreement* - PPA), que consiste de um contrato assinado entre o comprador e o desenvolvedor do projeto, e contém as condições de pagamento, preços, período de entrega e garantias (CEBDS, 2020). O preço da venda de energia evolui anualmente e o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) pode ser adotado como índice de correção nesse tipo de contrato.

A energia que é realmente gerada pelo parque eólico é o somatório da energia gerada por cada turbina, excluindo-se as perdas que ocorrem no sistema, como por exemplo, as perdas

nos circuitos elétricos do parque. Tudo isso é englobado pelo Fator de Capacidade (FC) do parque (PROCOPIAK *et al.*, 2003).

Ressalta-se que o fator de capacidade de um parque eólico pode apresentar variações significativas entre dois ou mais anos, em razão principalmente das características de vento. Cabe ainda destacar que, em geral, os valores de fator de capacidade dos parques eólicos instalados no Brasil, em particular no Nordeste, superam os obtidos na Europa.

Em relação a geração, o parque pode gerar energia durante vinte e quatro horas por dia. A receita obtida a partir da geração é consumida parcialmente para arcar com custos como os custos anuais com Operação e Manutenção (O&M), o arrendamento da terra, o seguro, a tarifa de transmissão, entre outros.

3.6 Conclusão

Estudos de viabilidade são de extrema importância para a implantação de empreendimentos de grande porte, como parques eólicos. Por isso, as etapas do estudo devem ser realizadas com muito critério e serem avaliadas de forma séria.

A seguir, são apresentados os valores alcançados para os indicadores de viabilidade financeira do potencial empreendimento em estudo. Serão tratados as questões de potencial eólico, econômico e ambiental.

4 RESULTADOS

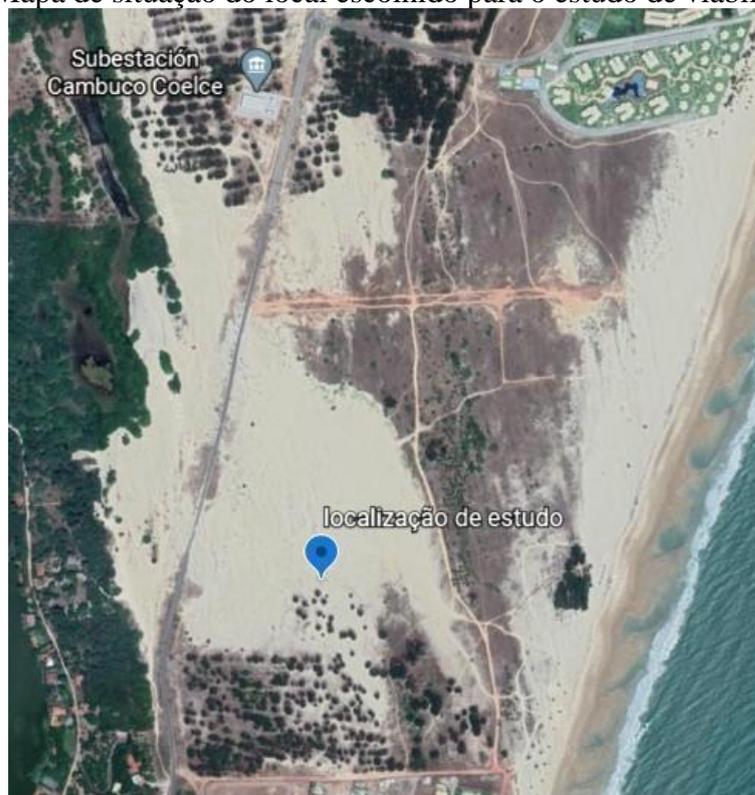
As coordenadas geográficas da área em estudo estão indicadas na Tabela 3. A escolha dessa área se dá pelas características favoráveis da região. De acordo com informações obtidas no Atlas Eólico do Ceará: a região escolhida possui um coeficiente de potência (C_p) de 32%, capacidade máxima de geração de energia de 14.218 MWh/ano, além de contar com uma velocidade de vento média de 8 m/s. A área de estudo tem aproximadamente 720 hectares, sendo suficiente para a quantidade de 6 aerogeradores prevista no pré-projeto. As Figuras 25 e 26 mostram, respectivamente, o relevo e os acessos à região praiana da Praia do Cumbuco, localizada na cidade de Caucaia.

Tabela 3 - Coordenadas geográficas da região em estudo.

Graus Decimais	Graus, minutos e segundos
-3.61831 e -38.75496	3° 37'07"S e de 38° 45'18"W

Fonte: Google (2020).

Figura 20 - Mapa de situação do local escolhido para o estudo de viabilidade.



Fonte: Google (2020).

Figura 21 – Mapa de vias de acesso ao local escolhido para o estudo de viabilidade.



Fonte: Google (2020).

Na Figura 27 é apresentada a estrada principal que dá acesso à praia do Cumbuco, ela é asfaltada, não havendo necessidade de uma reforma urgente. É ideal que exista uma base de concreto abaixo do asfalto, corretamente dimensionada para suportar o peso dos equipamentos de transporte e os próprios equipamentos, como aerogeradores, torres e demais materiais, como transformadores, dispositivos de proteção, cabos, acessórios e etc. Assim como se sabe que o asfalto está instalado em um terreno arenoso, o que permite concluir que esse será danificado com a passagem dos veículos de transporte e precisará ser restaurado. Pode-se pensar na viabilidade de realizar uma parceria entre a empresa proprietária do parque eólico e a prefeitura do município, para que seja uma obra conjunta.

Figura 22 - Estrada do Garrote.



Fonte: Google (2020).

4.1 Viabilidade Técnica

Primeiramente, é analisado o potencial eólico do local em estudo. Para isso, é utilizado o Atlas Eólico do Ceará, disponível em <http://atlas.adece.ce.gov.br/User?ReturnUrl=%2F>. Além do atlas, o portal fornece um ambiente de simulação que permite realizar algumas simulações de potencial eólico e solar.

O simulador consiste em uma aplicação web oferecida de forma gratuita pelo governo do Ceará, integrado ao Atlas Eólico e Solar do Ceará. Nele é possível avaliar o potencial eólico e solar em qualquer localidade do estado. Levando em consideração o simulador para energia eólica, é possível avaliar o potencial eólico através de indicadores como por exemplo: potencial eólico a várias alturas, fator de capacidade, unidades elétricas próximas, vias terrestres, dentre outras.

Para se estimar a capacidade de geração do parque eólico pretendido, é necessário estipular alguns parâmetros. Para o presente estudo, utilizaram-se os parâmetros padrões disponíveis no simulador do Atlas Eólico do Ceará, conforme mostrado na Tabela 4.

Tabela 4 - Parâmetros utilizados no simulador do Atlas Eólico.

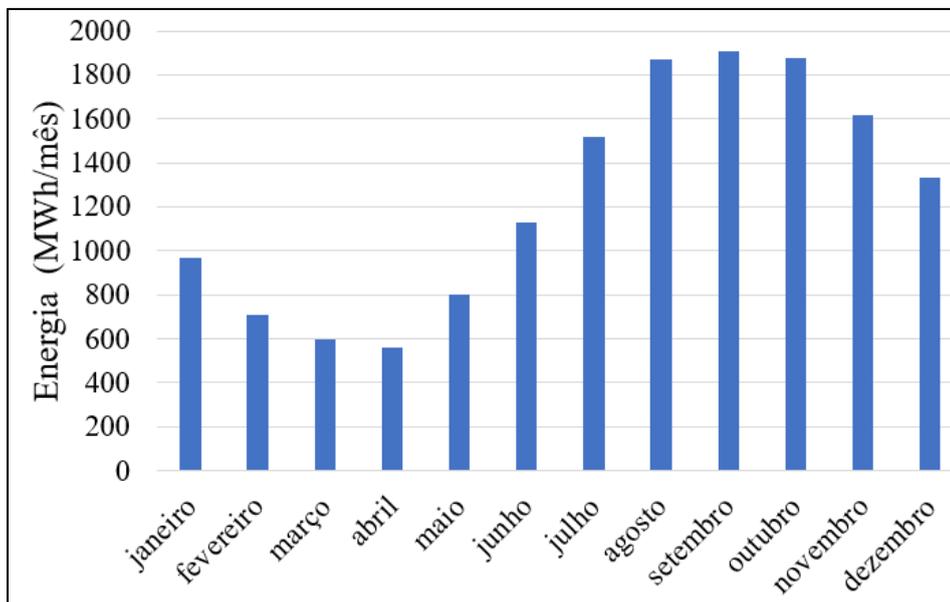
Parâmetros	Valores
Altitude	100 m
Fator de indisponibilidade	4,68%
Perdas elétricas até a conexão com a rede	3%
Degradação e desempenho da lâmina	1,3%
Perdas Aerodinâmicas	6%
Taxa de ocupação	4 MW/ km ²

Fonte: simulador Atlas eólico do Ceará

Para essa pesquisa são consideradas as turbinas da marca *wobben* E-82, com potência de 2 MW, adotando-se 6 aerogeradores, que juntos totalizam 12 MW.

Na Figura 28 é apresentada a estimativa de geração mensal de energia utilizando o simulador. Este gráfico é gerado automaticamente pelo simulador e foi gerado considerando os parâmetros apresentados na Tabela 4. Para esse cenário, a maior geração ocorre entre os meses de julho e dezembro, meses que coincidem com o inverno, outono e início do verão. Considerando esses números, a geração acumulada anual fica em torno de 14.218 MWh/ano.

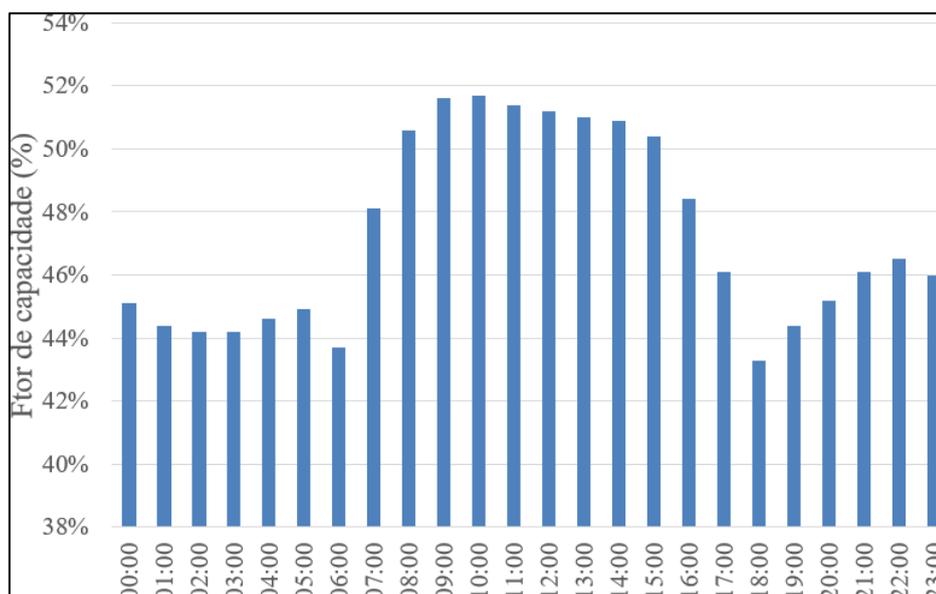
Figura 23 - Geração estimada de energia ao longo do ano, utilizando o simulador do atlas eólico.



Fonte: Atlas eólico do Ceará (2020).

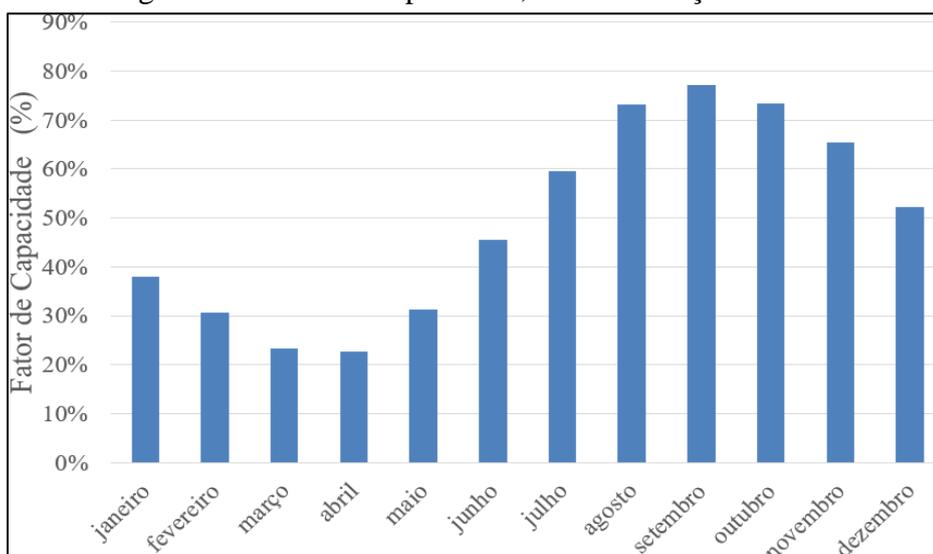
O fator de capacidade médio anual da localidade escolhida para o estudo corresponde a 51,0%, sendo superior aos 42,7% da média nacional em 2019, de acordo com Oliveira (2019). Nas Figuras 29 e 30 encontram-se, respectivamente, os fatores de capacidade horários e mensais. É notório que no horário de 07:00 às 16:00 ocorrem ventos de maior velocidade e mais constantes, o que resulta em um maior fator de capacidade, que chega a ultrapassar 50% na maior parte do tempo. Esse mesmo comportamento é visto nos meses de julho a dezembro, sendo o mesmo período de maior geração de energia.

Figura 24 - Fator de capacidade , em distribuição horária.



Fonte: Atlas eólico do Ceará (2020).

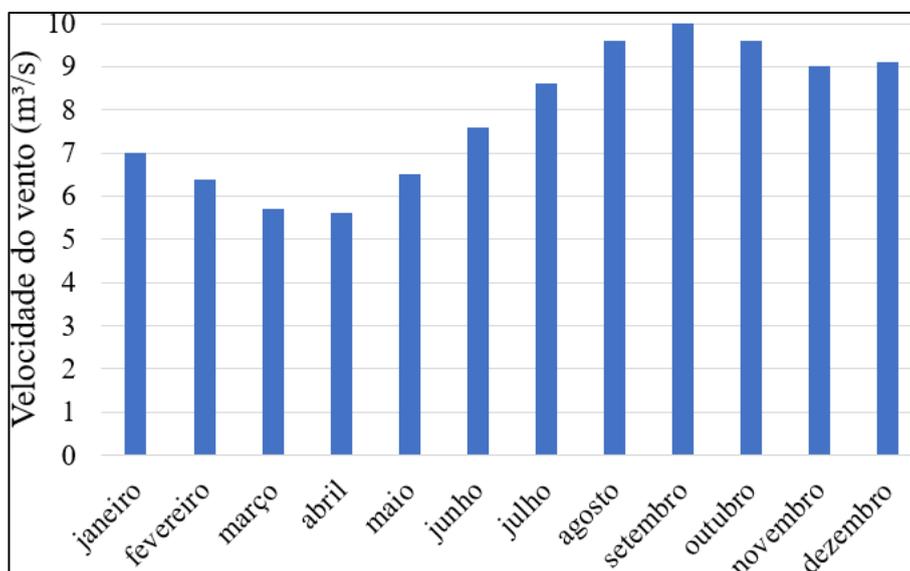
Figura 25 - Fator de capacidade, em distribuição mensal.



Fonte: Atlas eólico do Ceará (2020)

A velocidade média anual dos ventos na localidade escolhida é de 8 m/s. Para uma melhor análise do comportamento da velocidade do vento ao longo de um ano, na Figura 31 é mostrado o comportamento da velocidade média mensal.

Figura 26 - Velocidades médias mensais do vento ao longo do ano, no local em estudo.



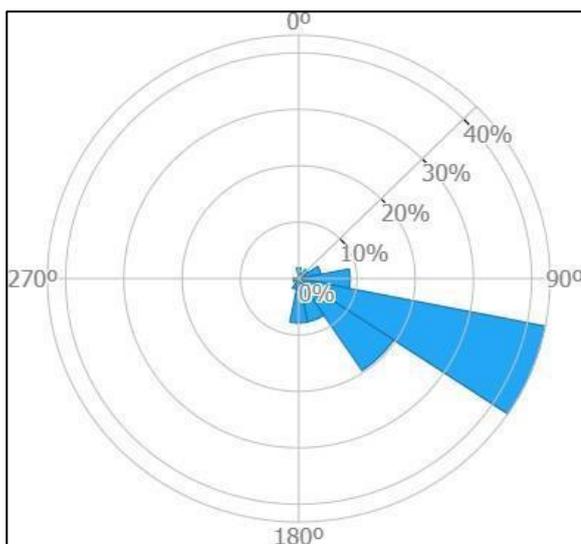
Fonte: Ceará (2020).

A constância de velocidade dos ventos é essencial para a viabilidade financeira de uma usina eólica. Observa-se que existe variação significativa de velocidades ao longo dos meses, principalmente em abril. Levando em consideração a diferença de velocidade entre o mês de maior e menor velocidade, é notado uma diferença de aproximadamente 45%. Da mesma forma,

o fator de capacidade possui grande variação ao longo dos meses, nos cinco primeiros meses do ano ficam abaixo de 40% e no restante dos meses, acima, com uma média anual de 8 m/s .

Já na Figura 32 é mostrada a rosa dos ventos da localidade em estudo. Com esses dados é possível identificar o sentido e a direção do vento, possibilitando o melhor posicionamento das turbinas e, como a Figura 32 mostra, não ocorrem grandes variações na direção dos ventos, onde há a predominância de deslocamento no sentido ao sudoeste.

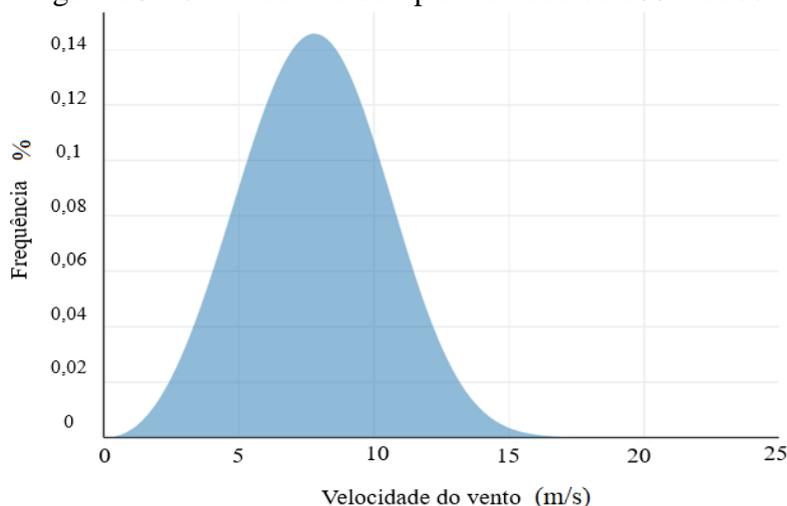
Figura 27 - Rosa do vento para a localização em estudo.



Fonte: Atlas eólico do Ceará (2020).

Como já falado anteriormente, a curva de Weibull apresenta a da frequência de ocorrência dos ventos de acordo com a velocidade. Analisando a curva de Weibull mostrada na Figura 33, nota-se uma maior frequência de ventos no intervalo de 5 m/s a 10 m/s. Utilizando os dados obtidos no simulador, a curva apresenta um fator de forma da distribuição de Weibull (k) de 3,3 e um fator de escala da distribuição de Weibull de 8,7m/s. Os dados da curva auxiliam na escolha da turbina, pois pode-se escolher a turbina que se adequa a realidade do perfil dos ventos no local.

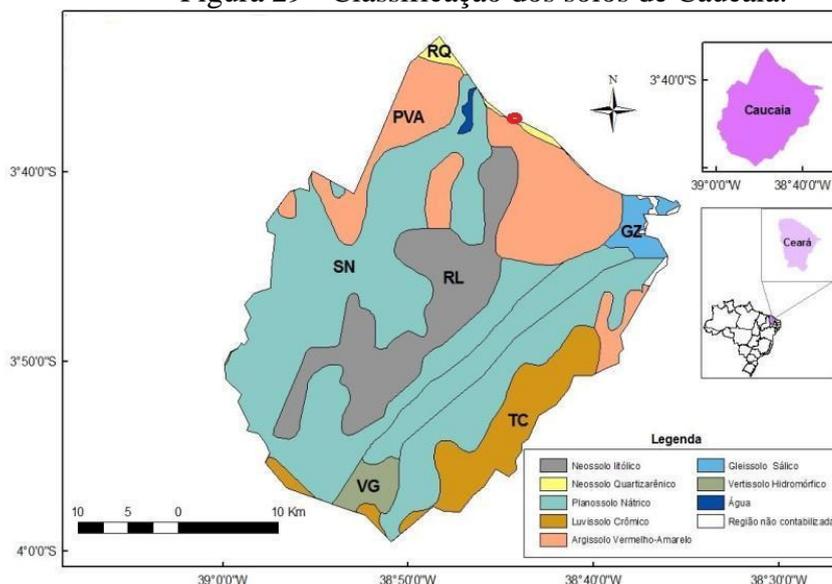
Figura 28 - Curva de Weibull para altitude de 100 metros.



Fonte: Simulador Atlas eólico do Ceará (2020).

Em relação ao solo, a distribuição da formação morfológica da região que abrange o local em estudo é mostrada na Figura 34. A praia do Cumbuco (indicado pelo ponto vermelho) é formada por neossolo quartzarênico, que é uma classe de solo que ocorre em relevo plano ou suavemente ondulado, apresentando uma textura arenosa ao longo do perfil e cor amarelada e uniforme, com baixo nível de erosão (SOLOS, 2013). Contudo, esse tipo de terreno sofre com intemperismo, que corresponde a um processo que altera física e quimicamente as rochas (ALMEIDA, 2021).

Figura 29 - Classificação dos solos de Caucaia.



Fonte: Adaptado de Moraes *et al.* (2016).

Sítios adequados para parques eólicos devem ter áreas relativamente planas ou pouco onduladas. Isto é importante tanto para a instalação das torres, como também para o tráfego de veículos para a obra. Na área escolhida, mostrada na Figura 35, é notada uma planície de fácil

acesso. Isso é um ponto positivo, contudo, deve-se tomar cuidado com os lençóis freáticos, característicos desse tipo de solo, pois esses podem inviabilizar a execução das fundações das torres eólicas.

Figura 30 - Área em estudo de viabilidade.



Fonte: Google (2020)

Em relação a avaliação técnica dos dados para a instalação de um parque eólico na região, os resultados apresentaram-se positivos, pois de acordo com estes, a área em estudo apresenta uma velocidade média dos ventos que justifica um estudo mais detalhado de viabilidade de implantação de um parque eólico. Porém, além da análise técnica, é preciso realizar uma avaliação econômica, como a apresentada no tópico a seguir.

4.2 Avaliação econômica

O projeto proposto contempla um total de 6 aerogeradores que constituem um parque eólico de 12 MW de potência instalada. São utilizados aerogeradores instalados a uma altura de 100 metros e com diâmetro do rotor superior a 70 metros. Foi selecionado um aerogerador da marca *Wobben*, uma das fabricantes mais utilizadas no mercado mundial, modelo E-82, com potência nominal de 2000 kW e diâmetro do rotor de 82 metros, conforme as especificações técnicas do fabricante. O aerogerador possui rotor com peso aproximado de 465 kg, nacelle com 545 kg, torre com 409 kg e os demais componentes com um total de 324 kg, totalizando um peso de 1,74T para toda a estrutura do aerogerador.

O custo médio da estrutura do parque eólico considerado nesse trabalho é de 947 USD/kW, que é o custo mínimo para instalação de parques eólicos no Brasil, de acordo com o relatório do IRENA (2020). Dessa forma, como a proposta é de um parque eólico de 12 MW

de potência nominal instalada, o custo de estrutura é de R\$ 58.183.680,00², considerando também neste valor os os custos pré-operacionais.

O preço de venda da energia elétrica no mercado livre considerado nesta análise é de R\$ 198,00 MWh, referente ao custo Marginal de Referência dos Leilões A-3 e A-4 para 2021, operado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Neste estudo foi considerado um fator de capacidade de 51,0%, de acordo com atlas eólico do Ceará, e assim utilizando a Equação 4.1, calcula-se a produção anual de energia elétrica (MASTERS, 2004), considerando que o ano possui 8.760 horas.

$$P_{AE} = 8760 \cdot P_{INST} \cdot \frac{FC}{100} [kWh] \quad (4.1)$$

Em que:

- P_{AE} - Produção anual de energia elétrica;
- P_{INST} - Potência Nominal, instalada em W;
- FC - Fator de Capacidade, em percentual.

Dessa forma, considerando o valor do preço de venda da energia em 2021, a receita bruta é de R\$ 10.615.017,60 e a mesma é reajustada todos os anos com, base na taxa de reajuste considerada para o projeto.

Para os custos com O&M, é considerada uma premissa do projeto com valor fixo anual de 12% do custo de implantação (AQUILA, 2015), totalizando um montante anual de R\$ R\$ 6.982.041,60 para a operação do parque eólico. O valor do arrendamento é acertado entre o dono do terreno e o dono do projeto e para este caso foi considerado um valor de 2% do total da receita bruta, equilavendo a R\$ 212.300,35, sendo reajustado todos os anos de taxa de reajuste considerada. Em relação aos equipamentos, foi considerado neste estudo uma depreciação anual de 5% do custo da estrutura (AQUILA, 2015).

Para análise de viabilidade foi calculada a TIR, o VPL e o índice de lucratividade, além do payback descontado. Para a realização do cálculo foi considerada uma TMA de 10% e uma taxa de reajuste de 8,4% ao ano do preço de venda da energia elétrica. A taxa de reajuste utilizada foi uma média dos valores do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) para os últimos 10 anos (2010-2020).

Inicialmente o custo considerado para a implantação do projeto é de R\$ 58.183.680,00, que engloba o custo de implantação e o custo de O&M inicial, considerado como um valor negativo no ano zero do fluxo de caixa.

² Considerando o preço médio do dólar no final de julho de 2021 a R\$5,12

A Tabela 5, apresenta a receita bruta e os custos do projeto ao longo dos 20 anos considerados nos cálculos de viabilidade do projeto. Divididos em O&M, depreciação dos equipamentos e o arrendamento do terreno. A receita bruta considera o valor da venda da energia levando em consideração o reajuste anual do preço da venda da energia.

Tabela 5 - Descrição da receita bruta e despesas

Tempo (Ano)	Receita bruta/ Investimento inicial	O&M	Depreciação	Arredamento
0	-R\$ 58.183.680,00			
1	R\$ 10.615.017,60	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 212.300,35
2	R\$ 11.506.679,08	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 230.133,58
3	R\$ 12.473.240,12	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 249.464,80
4	R\$ 13.520.992,29	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 270.419,85
5	R\$ 14.656.755,64	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 293.135,11
6	R\$ 15.887.923,12	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 317.758,46
7	R\$ 17.222.508,66	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 344.450,17
8	R\$ 18.669.199,39	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 373.383,99
9	R\$ 20.237.412,14	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 404.748,24
10	R\$ 21.937.354,75	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 438.747,10
11	R\$ 23.780.092,55	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 475.601,85
12	R\$ 25.777.620,33	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 515.552,41
13	R\$ 27.942.940,44	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 558.858,81
14	R\$ 30.290.147,43	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 605.802,95
15	R\$ 32.834.519,82	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 656.690,40
16	R\$ 35.592.619,48	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 711.852,39
17	R\$ 38.582.399,52	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 771.647,99
18	R\$ 41.823.321,08	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 836.466,42
19	R\$ 45.336.480,05	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 906.729,60
20	R\$ 49.144.744,37	-R\$ 6.982.041,60	-R\$ 2.909.184,00	-R\$ 982.894,89

Fonte: Autor (2021)

Na Tabela 6 é apresentado o fluxo de caixa simples e fluxo de caixa descontado, para um tempo de vida útil de 20 anos, levando em consideração as informações em relação aos custos apresentadas anteriormente.

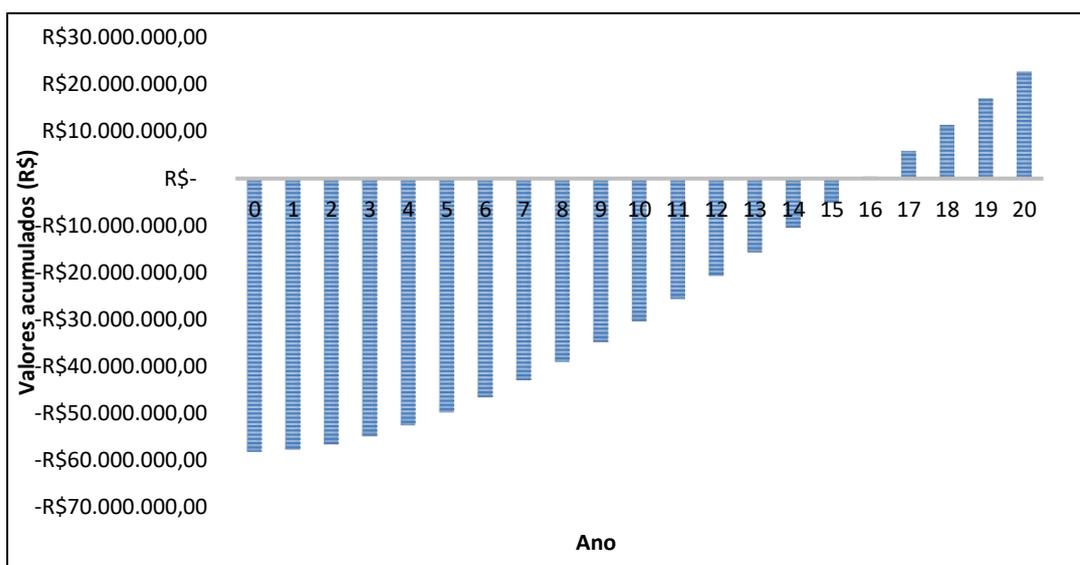
Tabela 6 – Fluxo de caixa simples e fluxo descontado

Tempo (Ano)	Entradas/Saídas	Fluxo de caixa Simples	Valor Presente	Fluxo de caixa descontando
0	-R\$ 58.183.680,00	-R\$ 58.183.680,00	-R\$ 58.183.680,00	-R\$ 58.183.680,00
1	R\$ 511.491,65	-R\$ 57.672.188,35	R\$ 464.992,41	-R\$ 57.718.687,59
2	R\$ 1.385.319,90	-R\$ 56.286.868,46	R\$ 1.144.892,48	-R\$ 56.573.795,12
3	R\$ 2.332.549,72	-R\$ 53.954.318,74	R\$ 1.752.479,13	-R\$ 54.821.315,99
4	R\$ 3.359.346,85	-R\$ 50.594.971,89	R\$ 2.294.479,10	-R\$ 52.526.836,89
5	R\$ 4.472.394,93	-R\$ 46.122.576,96	R\$ 2.777.005,38	-R\$ 49.749.831,51
6	R\$ 5.678.939,06	-R\$ 40.443.637,91	R\$ 3.205.613,05	-R\$ 46.544.218,47
7	R\$ 6.986.832,89	-R\$ 33.456.805,02	R\$ 3.585.350,02	-R\$ 42.958.868,45
8	R\$ 8.404.589,80	-R\$ 25.052.215,22	R\$ 3.920.803,17	-R\$ 39.038.065,28
9	R\$ 9.941.438,29	-R\$ 15.110.776,93	R\$ 4.216.140,30	-R\$ 34.821.924,98
10	R\$ 11.607.382,06	-R\$ 3.503.394,87	R\$ 4.475.148,26	-R\$ 30.346.776,72
11	R\$ 13.413.265,10	R\$ 9.909.870,24	R\$ 4.701.267,59	-R\$ 25.645.509,13
12	R\$ 15.370.842,32	R\$ 25.280.712,56	R\$ 4.897.624,06	-R\$ 20.747.885,07
13	R\$ 17.492.856,03	R\$ 42.773.568,59	R\$ 5.067.057,29	-R\$ 15.680.827,78
14	R\$ 19.793.118,88	R\$ 62.566.687,47	R\$ 5.212.146,82	-R\$ 10.468.680,96
15	R\$ 22.286.603,82	R\$ 84.853.291,29	R\$ 5.335.235,76	-R\$ 5.133.445,19
16	R\$ 24.989.541,49	R\$ 109.842.832,78	R\$ 5.438.452,32	R\$ 305.007,13
17	R\$ 27.919.525,93	R\$ 137.762.358,71	R\$ 5.523.729,36	R\$ 5.828.736,49
18	R\$ 31.095.629,06	R\$ 168.857.987,77	R\$ 5.592.822,21	R\$ 11.421.558,70
19	R\$ 34.538.524,85	R\$ 203.396.512,62	R\$ 5.647.324,80	R\$ 17.068.883,51
20	R\$ 38.270.623,89	R\$ 241.667.136,50	R\$ 5.688.684,38	R\$ 22.757.567,89

Fonte: Autor (2021).

O fluxo de caixa simples apresenta o valor da receita bruta, menos os descontos anuais com O&M, arrendamento e a depreciação. Através disso, pode-se obter o payback descontado com um valor de 16 anos, o resultado do payback simples foi de 10 anos, um VPL positivo de R\$ 22.757.567,89, a TIR de 13% valor que fica acima da TMA e a lucratividade de 1,39, o que significaria uma lucratividade positiva. Apesar dos índices financeiros serem positivos, o investimento demora muito para gerar lucro, o que torna o investimento pouco atrativo. Para uma melhor visualização, a Figura 36 mostra a evolução do fluxo de caixa descontado durante os anos.

Figura 31 - Fluxo acumulado durante os anos de geração.



Fonte: Autor (2021).

Os dados apresentados são apenas para uma análise preliminar, pois são bastantes superficiais para justificar um empreendimento que exige investimento tão elevado. Para um empreendimento real são necessários mais cálculos e um estudo mais aprofundado, englobando outros potenciais cenários, requerendo uma análise suportada por mais indicadores financeiros e econômicos.

Vale reforçar que o custo de descomissionamento, de acordo com Montezano (2012), se paga com a venda e a reciclagem dos equipamentos do parque eólico, portanto não precisa ser contabilizada como um custo no fluxo de caixa.

4.2.1 Questões Ambientais

Em relação às questões ambientais, o primeiro passo é avaliar se o local em estudo não faz parte de nenhuma das APA do estado do Ceará. De acordo com o site da SEMACE, disponível em <https://www.sema.ce.gov.br/gestao-de-ucs/areas-de-protecao-ambiental/>, o local não pertence a nenhuma APA. Além disso, ainda de acordo com a SEMA/CE, o local também não faz parte de região de proteção dunar.

Em relação às aves migratórias, o local não corresponde a um local importante para aves migratórias, de acordo com o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (2019). A Figura 37 dá um apanhado geral sobre as rotas de aves no Ceará, estando a localização da praia do Cumbuco destacada pelo ponto vermelho.

Figura 32 - Áreas importantes para aves migratórias.



Fonte: (BIO, 2019).

O parque em estudo tem uma carga instalada de 12 MW e com isto, de acordo com Preuss (2020) e o Conselho Estadual de Meio Ambiente (COEMA), o mesmo corresponde a um pequeno Potencial Poluidor Degradador (PPD). Além disso, de acordo com Preuss (2020), o empreendimento em estudo necessita apenas de um estudo simplificado de viabilidade por não se enquadrar em nenhuma das condições que seguem:

- Áreas de formações dunares, planícies, fluviais e de deflação, mangues e demais áreas úmidas;
- Áreas de biomas da Mata Atlântica, além de não implicar em corte e supressão de vegetação primária e secundária no estágio avançado de regeneração;
- Em zonas de amortecimento de unidades de conservação de proteção integral, como limite de 3 km;
- Em áreas regulares de rota, pouso, descanso, alimentação e reprodução de aves migratórias;
- Em áreas que ocorram ameaças de extinção.

4.3 Conclusão

Através da análise de potencial eólico, notou-se que a região apresenta uma média de 8m/s de velocidade anual de ventos, além de um fator capacidade médio anual de 51,0%, acima

inclusive do fator de capacidade nacional, mesmo apresentando oscilações ao longo do ano, principalmente nos primeiros meses, a implantação de um parque eólico é viável tecnicamente.

O local não é zona de perigo para espécies e nem relevo, o que permite concluir que a localidade escolhida atende aos quesitos ambientais básicos exigidos para esse tipo de empreendimento, porém os quesitos econômicos indicam que o empreendimento possui baixa atratividade, pois o retorno só ocorre a partir dos 16º ano.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como intuito realizar um estudo prévio de viabilidade da implantação de um parque eólico na praia do Cumbuco. No caso em estudo, é considerado a potência total instalada de 12 MW, dispostos em 6 aerogeradores de 2 MW cada. Para este estudo foi considerado a utilização das turbinas E-82 da *Wobben*.

O estudo de potencial energético se deu por meio do Atlas Eólico de 2019, disponibilizado pelo governo do Ceará. A região estudada apresenta uma velocidade média anual de vento de 8 m/s e um fator de capacidade médio anual de 51,0%, o que indica inicialmente que a região possui potencial eólico compatível com empreendimentos de geração eólica. Contudo, a região sofre com grandes oscilações, principalmente nos primeiros meses do ano. Logo, isso interfere na regularidade da geração de energia, tornando-a uma região com possibilidades aquém da recomendada para a implantação de um parque eólico. No que diz respeito às características do solo, o tipo presente na região possui características adequadas para receber o parque, porém existe a possibilidade da presença de lençóis freáticos, característicos do tipo de solo do local. Existem estradas asfaltadas que dão acesso a região, o que cria condições favoráveis de logística para o transporte dos maquinários e pessoal.

Já em relação à análise financeira, foi realizada uma análise utilizando o indicador financeiro payback descontado, TIR, VPL e taxa de lucratividade. O tempo de retorno ficou em torno de 16 anos. O parque tem uma vida útil média de 20 anos, logo, financeiramente, o empreendimento não mostra-se muito atrativo.

Por último, a praia não é uma Área de Proteção Ambiental (APA), nem de proteção de dunas. Após uma pesquisa nos órgãos competentes, verificou-se que a região não é rota migratória de pássaros. Por conta disso, para a aprovação de viabilidade ambiental é necessário apenas um procedimento simplificado para autorização para a implantação do parque.

Em resumo, levando em consideração o conjunto das análises e, principalmente, às questões econômicas, concluiu-se que o empreendimento é viável, porém de baixa atratividade, a implantação do parque eólico, pois é um investimento muito alto, com um retorno apenas nos últimos quatro anos de operação do parque.

5.1 Sugestões de Trabalhos Futuros

A partir deste trabalho, novos trabalhos podem ser realizados, como complementação do que já foi desenvolvido. Seguem algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Análise de viabilidade utilizando outras turbinas;

- Análise de viabilidade da instalação de um parque de potência maior;
- Análise de viabilidade da instalação de um parque offshore na mesma região.
- Realização do estudo do potencial de energia híbrida (solar + eólica), como forma de aumentar a atratividade para o investimento.

Também seria interessante a realização de medições da velocidade do vento no local, através de torres anemométricas, para verificação dos dados e assim, obtendo resultados mais precisos.

REFERÊNCIAS

- ABREU, M. C. S. d.; SIEBRA, A. A.; CUNHA, L. T. d.; SANTOS, S. M. d. Fatores determinantes para o avanço da energia eólica no estado do Ceará frente aos desafios das mudanças climáticas. **REAd. Revista Eletrônica de Administração (Porto Alegre)**, SciELO Brasil, v. 20, n. 2, p. 274–304, 2014.
- ALMEIDA, R. Q. **Modelagem de uma turbina eólica em escala reduzida e controle da velocidade de rotação via planicidade diferencial**. Dissertação (Mestrado) – Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2016.
- ALMEIDA, R. R. de. Intemperismo. **Brasil Escola**. Disponível em: <https://brasilecola.uol.com.br/geografia/intemperismo.htm>. Acesso em 10 de ago. de 2021.
- ALVES, J. J. A. Análise regional da energia eólica no Brasil. **Revista Brasileira de Gestão e Desenvolvimento Regional**, v. 6, n. 1, 2010.
- AMARANTE, O.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**, Ministério de Minas e Energia. [S.l.]: Eletrobrás, CEPEL, 2010.
- AQUILA, G. **Análise do impacto dos programas de incentivos para viabilizar economicamente o uso de fontes de energia renovável**. 2015. 105 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Produção, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015.
- ARCHER, C. L.; VASEL-BE-HAGH, A.; YAN, C.; WU, S.; PAN, Y.; BRODIE, J. F.; MAGUIRE, A. E. Review and evaluation of wake loss models for wind energy applications. **Applied Energy**, Elsevier, v. 226, p. 1187–1207, 2018.
- AVERSA, I. C. **Avaliação de impacto ambiental aplicada a projetos de geração de energia eólica: o caso do estado do Ceará**. 2018. Dissertação (Mestrado em Ciências da Engenharia Ambiental) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, Fortaleza, 2018.
- BARCELLOS, S. N. **Avaliação de potencial eólico para aerogeradores de pequeno porte – região de estudo: Espírito Santo**. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Mecânica), Universidade do Espírito Santo, Vitória, ES, 2014.
- BITTENCOURT, F. Cadeia de valor da energia eólica no Brasil. In: SEBRAE (Ed.). **Projeto Plataforma**. [S.l.: s.n.], 2017. (1, v. 1), p. 202.
- BNB. Programação Regional FNE 2021. 2021b. Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/fne>. Acesso em 15 de jun. de 2021.
- BNDES. **BNDES Project Finance**. Disponível: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-project-finance>. Acesso: 30 de jun. de 2021.
- BNDES. Parques Eólicos. Disponível: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/leiloes-infraestrutura/parques-eolicos-2013>. 2013. Acesso em: 30 de jun. de 2021.

BORGES, L. O que é e Como Calcular o Valor Presente Líquido (VPL). **Luz**. 30 set. 2013. Disponível em: <https://blog.luz.vc/o-que-e-o-que-e-e-como-calcular-o-valor-presente-liquido/>. Acesso em: 25 de abr. de 2021.

BRANDÃO, A. C. C. Atividades de comissionamento são aplicáveis a todas as fases do empreendimento. **PCM Comissionamento**. 2017. Disponível em: <http://www.pcmcomissionamento.com.br/artigos/atividades-comissionamento-aplicaveis-todas-fases-empreendimento/>. Acesso: 17 jan. 2021.

BRASIL. **Decreto nº 6263 de 21 de novembro de 2008**. Estabelece o Plano Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC. Brasília, DF. 2008. Disponível em: <https://www.terrabrasil.org.br/ecotecadigital/pdf/plano-nacional-sobre-mudanca-do-clima-brasil-pnmc.pdf>. Acesso em 12 de jun. 2021.

CALDAS, A. V. S.; JÚNIOR, A. F. d. A. d. S. Fatores determinantes de sucesso: Uma análise dos projetos eólicos dos leilões de energia de reserva da aneel. **Contextus – Revista Contemporânea de Economia e Gestão**, v. 18, 2020.

CALDAS, D. M. **Estudo do potencial eólico e estimativa de geração de energia de um projeto eólico na cidade do Rio de Janeiro utilizando o WindPro e o WAsP**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2010.

CARVALHO, C. A. d. **Análises dos princípios físicos responsáveis pela redução do desempenho de células fotovoltaicas**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em ciência e tecnologia), Universidade Federal Rural do Semi-Árido, 2019.

CASTAIGNET, D.; BARLAS, T.; BUHL, T.; POULSEN, N. K.; WEDEL-HEINEN, J. J.; OLESEN, N. A.; BAK, C.; KIM, T. Full-scale test of trailing edge flaps on a vestas v27 wind turbine: active load reduction and system identification. **Wind Energy**, Wiley Online Library, v. 17, n. 4, p. 549–564, 2014.

CEARÁ, G. do Estado do. **Atlas Eólico e Solar**. 2020. Disponível em: <http://atlas.adece.ce.gov.br/User?ReturnUrl=%2F>. Acesso em: 11 dez. 2020.

CEBDS – Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável. **Guia para Power Purchase Agreements (PPAs) corporativos de energia renovável**. 2020. Disponível: <https://cebds.org/publicacoes/guia-para-power-purchase-agreements-ppa-corporativos-de-energia-renovavel/#.YKbF8KhKjIU>. Acesso: 11 dez. 2020.

CONAMA. **Resolução Nº 462, de 24 de julho de 2014**. Estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre. Brasília, DF, 2014. Disponível em: <https://www.ibama.gov.br/component/legislacao/?view=legislacao&legislacao=133565>. Acesso em 17 de mar. 2021.

CONCEIÇÃO, M. R. M. d. **Modelos dinâmicos de sistemas de conversão de energia eólica ligados à rede elétrica**. Tese (Doutor em Engenharia Electrotécnica), Universidade da Beira Interior, Covilhã, Portugal, 2010.

CRECESB – Centro de Referência das Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **FAQ Eólica**. Disponível: [http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&catid\[\]=1&catid\[\]=5](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&catid[]=1&catid[]=5). Acesso em: 17 de mar. 2021.

DE LUCAS, M; JANSS, G. F. E; WHITFIELD, D. P; FERRER, M. Collision fatality of raptors in wind farms does not depend on raptor abundance. **Journal of Applied Ecology**. v.45, n. 6, 2008.

DINIZ, T. B. Expansão da indústria de geração eólica no Brasil: uma análise à luz da nova economia das instituições. **Planejamento e Políticas Públicas**, n. 50, 2018.

DUTRA, R. Energia eólica: Princípios e tecnologia. **Rio de Janeiro: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito**, 2008.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2020**. Rio de Janeiro : EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>. Acesso em 05 de mar. de 2021.

EPE. Energia renovável: Hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica/mauricio tiomno tolmassquim (coord.). **EPE: Rio de Janeiro**, 2016.

EPE. Participação de empreendimentos eólicos nos leilões de energia no Brasil: evolução dos projetos cadastrados e suas características técnicas. **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**, 2018.

FADIGAS, E. Energia eólica. **Série sustentabilidade [coordenador Arlindo Philippi Jr]**. São Paulo: Manole, 2011.

FUNDAJ. Nordeste gera 85% da energia eólica do Brasil. **Fundação Joaquim Nabuco**. 2019. Disponível em: <https://www.fundaj.gov.br/index.php/a-questao-energetica/10859-nordeste-gera-85-da-energia-eolica-do-brasil>. Acesso: 30 de junho de 2021.

GARRÁN, F. TMA – Taxa mínima de atratividade. Mundo Financeiro. Disponível em: <https://www.mundofinanceiro.com.br/taxa-minima-de-atratividade/>. Acesso em 10 de ago. de 2021.

GOOGLE. **Google Maps**. 2020. Disponível em: <https://www.google.com.br/maps/preview>. Acesso: 25 de maio de 2020.

INSTITUTO CHICO MENDES DE CONSERVAÇÃO DA BIODIVERSIDADE (ICMBio). **Relatório anual de rotas e áreas de concentração de aves migratórias no Brasil**. CEMAVE/ICMBio, v. 89, 2019.

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2019**. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.

JERVELL, J. T. **Estudo da influência das características do vento no desempenho de aerogeradores**. Relatório de projeto final (Mestrado integrado em Engenharia Mecânica) - Porto, Portugal, 2008.

LACTEC - Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento. **Manual de avaliação técnico-econômica de empreendimentos eólio-elétricos**. LACTEC Curitiba, 2007.

LEITE, A. P. **Modelagem de fazendas eólicas para estudos de confiabilidade**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

LEITE, M. M. Análise comparativa dos sistemas de avaliação de impacto ambiental. In: LIRA, WS., and CÂNDIDO, GA., orgs. **Gestão sustentável dos recursos naturais: uma abordagem participativa**. Campina Grande: EDUEPB, 2013, pp. 273-293.

LYNX, P. **Comissionamento multidisciplinar de plantas industriais**. 2017. Disponível em: <<http://comissionamento.com/comissionamento/>>. Acesso em: 17 jan. 2021.

MAGOHA, P. Footprints in the environmental impacts of wind power development. **Refocus**, v. 3, n.5, p.30-33, 2002.

MASTERS, G. M. **Renewable and eficiente power systems**. Ed. 1. New Jersey: Wiley-IEEE. 2004.

MIRASGEDIS, S.; TOURKOLIAS, C.; TZOVLA, E.; DIAKOULAKI, D. Valuing the visual impact of wind farms: An application in South Evia, Greece. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 39, p. 296-311, 2014.

MME. **Participação de Empreendimentos Eólicos nos Leilões de Energia no Brasil**. 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-394/NT_041_2018-r0.pdf>. Acesso em: 17 jan. 2021.

MONSALVE-GIRALDO, J.; VIDEIRO, P.; SOUSA, F. M. de; SANTOS, C. dos; SAGRILO, L. Parametric interpolation method for probabilistic fatigue analysis of steel risers. **Applied Ocean Research**, Elsevier, v. 90, p. 101838, 2019.

MONTEZANO, B. E. M. Estratégias para identificação de sítios eólicos promissores usando sistema de informação geográfica e algoritmos evolutivos. **Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro**, 2012.

MORAES, M.; OLIVEIRA, M.; ANDRADE, J.; CHAVES, L. C.; ALBUQUERQUE, A. **Atualização das classes de solos do município de Caucaia - Ceará, utilizando sistema de informação geográfica**. 2016. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/310459979_Atualizacao_das_classes_de_solos_do_municipio_de_Cauaia_-_Ceara_utilizando_Sistema_de_Informacao_Geografica. Acesso em: 13 dez. 2020.

MORATO, M. M.; MENDES, P. R. da C.; CANI, A. A.; NORMEY-RICO, J. E.; BORDONS, C. Future hybrid local energy generation paradigm for the brazilian sugarcane industry scenario. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 101, p. 139–150, 2018.

NOBRE, N. Brasil ratifica Acordo de Paris sobre Mudança do Clima Fonte: Agência Câmara de Notícias. **Câmara dos deputados**, 2016. Disponível: <<https://www.camara.leg.br/noticias/497879-brasil-ratifica-acordo-de-paris-sobre-mudanca-do-clima/>>. Acesso em: 17 jan. 2021.

OLIVEIRA, C. d. C. **Análise do potencial eólico na região nordeste do Brasil e sua evolução na participação da matriz elétrica nacional**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em ciência e tecnologia) - Universidade Federal Rural do Semi-Árido, 2019.

OLIVEIRA, K. **Projeto básico de um parque eólico e estudos de conexão**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2014.

ORTEGON, K.; NIES, L. F.; SUTHERLAND, J. W. Preparing for end of service life of wind turbines. **Journal of Cleaner Production**, Elsevier, v. 39, p. 191–199, 2013.

PASTORE, T. Life cycle analysis versus cost benefit of renewable energy: Solar systems photovoltaics in public private partnerships. In: **Sustainable Cities and Communities Design Handbook**. [S.l.]: Elsevier, 2018. p. 147–157.

PATEL, M. Wind and solar power systems: Design, analysis, and operation, ser. **Mechanical Engineering**. Taylor & Francis, 2006.

PMKB, P. M. K. B. **Comissionamento: o que é, para que serve e quem faz**. 2020. Disponível em: <<https://pmkb.com.br/artigos/comissionamento-o-que-e-para-que-serve-e-quem-faz/>>. Acesso em: 13 dez. 2020.

PREUSS, S. L. d. C. **Proposta de um guia de boas práticas para a avaliação de impacto ambiental de parques eólicos na zona costeira do Ceará**. Tese (Doutorado em Engenharia Civil). Universidade Federal do Ceará - CE, 2020.

PROCOPIAK, L. A. J.; MULLER, M.; SCHULTZ, D. J.; ZANIN, W. R.; AMARANTE, O. A. C.; SILVA, F. J. L.; RIOS FILHO, L. G. Desenvolvimento e Validação de Nova Metodologia para Avaliação TécnicoEconômica de Empreendimentos Eólicos. In: II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (CITENEL). **Anais ...** 2003. Disponível em: <https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/03/Desenvolvimento-e-Validac%CC%A7a%CC%83o-de-Nova-Metodologia-para-Avaliac%CC%A7a%CC%83o-Te%CC%81cnico-Econo%CC%82mica-de-Empreendimentos-Eo%CC%81licos.pdf>. Acesso em: 11 dez. 2020.

QUETZALCOATL, H. E.; ALBERTO-JESÚS, P. M.; FRANCISCO, M. A.. Wind energy research in Mexico. **Renewable Energy**, v. 123, p. 719-729, 2018.

RAMÍREZ, F. J.; HONRUBIA-ESCRIBANO, A.; GÓMEZ-LÁZARO, E.; PHAM, D. T. Therole of wind energy production in addressing the european renewable energy targets: The case of spain. **Journal of Cleaner Production**, Elsevier, v. 196, p. 1198–1212, 2018.

REN, G.; WAN, J.; LIU, J.; YU, D.; SÖDER, L. Analysis of wind power intermittency based on historical wind power data. **Energy**, Elsevier, v. 150, p. 482–492, 2018.

RIBEIRO, S. P. Dos S. **O Impacto do project finance nas empresas portuguesas no setor têxtil**. Dissertação (Mestrado em Contabilidade e finanças) – Instituto Politécnico do Porto, Porto, 2012.

RODRIGUES, K. F. de C.; ROZENFELD, H. **Sistematização dos Métodos de Avaliação Econômica**, p. 6, USP, 2017. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/273003522_Sistematizacao_dos_Metodos_de_Avaliacao_Economica. Acesso em 08 de jun. 2021.

ROSSONI, F. **Estudo da viabilidade técnica para implantação de parque eólico na microregião sudoeste do Paraná e oeste de Santa Catarina**. Dissertação (B.S. thesis) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2013.

RUIZ, E. T. Panorama da oferta de crédito para projetos eólicos em 2021. **Cenários Eólicos**. Disponível em: <https://cenarioseolica.editorabrasilenergia.com.br/2021/03/18/panorama-da-oferta-de-credito-para-projetos-eolicos-em-2021/>. Acesso em: 30 de junho de 2021.

SCHUBERT SECTI, S. C. S. C. Atlas eólico: Bahia. In.: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlaseolicobahia2013.pdf : [s.n.], 2013.(9, v. 1), p. 96.

SECCO, G. P. **Procedimento para estudo de coordenação das proteções elétricas em centrais de geração eólica**. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

SIMAS, M. S.; PACCA, S. Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável. **Instituto de Estudos Avançados da Universidade de São Paulo**, v. 27, n° 77, 2013.

SILVA, L. C.; SILVA, A. R.M; BARBOSA, A. S.; SANTOS, D. K. A.; ROCHA, F. B. A. Implantação de parques eólico no brasil. XXXV Encontro Nacional de Engenharia de Produção. **Anais...** Fortaleza – Ceará, 2015. Disponível em: http://www.abepro.org.br/biblioteca/TN_STP_206_222_27524.pdf. Acesso em: 02 de Maio de 2021.

SOLOS, E. Sistema brasileiro de classificação de solos. **Centro Nacional de Pesquisa de Solos: Rio de Janeiro**, 2013.

STATHOPOULOS, T.; ALRAWASHDEH, H.; AL-QURAAAN, A.; BLOCKEN, B.; DILIMULATI, A.; PARASCHIVOIU, M.; PILAY, P. Urban wind energy: Some views on potential and challenges. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, Elsevier, v. 179, p. 146–157, 2018.

VITORINO, C. R. S. **Modelagem dinâmica de caixa multiplicadora de velocidades de aerogeradores**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia mecânica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2012.

VOGEL, E.; SARAVIA, G.; KOBE, S.; SCHUMANN, R.; SCHUSTER, R. A novel method to optimize electricity generation from wind energy. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 126, p. 724–735, 2018.

WILLIS, D.; NIEZRECKI, C.; KUCHMA, D.; HINES, E.; ARWADE, S.; BARTHELMIE, R.; DIPOLA, M.; DRANE, P.; HANSEN, C.; INALPOLAT, M. *et al.* Wind energy research: State-of-the-art and future research directions. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 125, p. 133–154, 2018.

ZHENG, C.-w.; XIAO, Z.-n.; PENG, Y.-h.; LI, C.-y.; DU, Z.-b. Rezoning global offshore wind energy resources. **Renewable energy**, Elsevier, v. 129, p. 1–11, 2018.