



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE

FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

CURSO DE LICENCIATURA EM ENGENHARIA MECÂNICA

TRABALHO DE LICENCIATURA

**Estudo de viabilidade para instalação de um parque eólico de  
60MW em Maputo**

**Autor:**

Chaulila, Ulfat Faia

**Supervisor:**

Eng° Roberto David

Maputo, Março de 2024



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE

FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

CURSO DE LICENCIATURA EM ENGENHARIA MECÂNICA

TRABALHO DE LICENCIATURA

**Estudo de viabilidade para instalação de um parque eólico de  
60MW em Maputo**

**Autor:**

Chaulila, Ulfat Faia

**Supervisor:**

---

Eng° Roberto David

Maputo Março de 2024



**ESTUDO DE VIABILIDADE PARA INSTALAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO DE  
60MW EM MAPUTO - ULFAT FAIA CHAULILA**

## TERMO DE ENTREGA DE RELATÓRIO DO TRABALHO DE LICENCIATURA

Declaro que o estudante: Ulfat Faia Chaulila

Entregou no dia \_\_\_/\_\_\_/20\_\_\_, as \_\_\_ cópias do relatório do seu Trabalho de Licenciatura com a referência: \_\_\_\_\_

Intitulado: **Estudo de viabilidade para instalação de um parque eólico de 60MW em Maputo**

Maputo, \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 20\_\_

A Chefe de Secretaria

---

## Índice Geral

AGRADECIMENTOS.....	iv
DEDICATÓRIA .....	v
DECLARAÇÃO DE HONRA.....	vi
ÍNDICE DE TABELAS .....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	viii
LISTA DE ABREVIATURAS .....	x
RESUMO.....	xii
ABSTRACT .....	xiii
CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO .....	1
1.1. Introdução .....	1
1.2. Objectivo geral .....	3
1.3. Objectivos específicos.....	3
1.4. Estrutura do trabalho.....	3
CAPÍTULO II - ESTADO DA ARTE .....	4
2.1. A ENERGIA EÓLICA MODERNA E SUAS ORIGENS.....	4
2.1.1. História das turbinas eólicas .....	4
2.1.2. A Energia Eólica Moderna .....	7
2.1.3. A Energia Eólica em Moçambique: Análise dos recursos e oportunidades .....	9
2.2. O VENTO .....	13
2.2.1 Perfil dos ventos.....	13
2.2.2. Estabilidade da camada limite atmosférica .....	15
2.2.3. Superfície e obstáculos.....	16
2.3.4. Estimativa do potencial eólico.....	18
2.3.4. Medição e instrumentação do vento .....	20

2.5. AS TURBINAS EÓLICAS .....	26
2.5.1. Classificação dos sistemas de geração de energia .....	26
2.5.2. Conceitos de extracção de energia e limite de betz-jukovsky .....	30
2.5.3. Escoamento e forças envolvidas nas pás das turbinas.....	34
2.5.4. Estrutura e carregamentos (teoria de momentos unidimensional) .....	39
2.5.5. Materiais e componentes de turbinas eólicas modernas .....	42
2.6. Os custos da energia eólica .....	45
2.7. INDICADORES DE VIABILIDADE ECONÓMICA .....	47
2.7.1. Tempo de recuperação de capital investido.....	47
2.7.2. Valor presente líquido (VPL) .....	48
2.7.3. Custo nivelado de energia .....	49
2.8. MECANISMOS DE APOIO A RECEITAS .....	50
2.8.1. <i>Feed in Tariff (FiT)</i> .....	51
2.8.2. <i>Price premium tariff</i> .....	51
2.8.3. Licitação ( <i>tendering</i> ).....	51
2.8.4 Certificados verdes .....	52
CAPÍTULO III – CONTEXTUALIZAÇÃO DA INVESTIGAÇÃO.....	53
CAPÍTULO IV – METODOLOGIA .....	56
4.1. Análise das características temporais do vento local .....	56
4.2. Análise da superfície e condições do terreno.....	59
4.3. Análise do desempenho das turbinas .....	62
CAPÍTULO V – APRESENTAÇÃO, ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS .....	68
5.1. Análise dos custos .....	69
5.2. Viabilidade económica .....	71
5.3. Redução na emissão de gases de efeitos de estufa .....	72

5.4. Análise de risco e sensibilidade financeira .....74

CAPÍTULO VI - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....76

6.1. Conclusões.....76

6.2. Recomendações .....77

Referências Bibliográficas .....78

ANEXOS.....a

## AGRADECIMENTOS

Ao meu pai, Faia Chaulila a quem não posso na verdade retribuir por sempre incutir em mim a necessidade da busca pelo saber e o equilíbrio entre o saber intelectual e religioso. Como meu mentor, sua sabedoria e orientação moldaram minha mentalidade.

A minha mãe, Anastácia Maria Lourenço Licucu pelo apoio e amor incondicional ao longo desta longa jornada e por moldar a minha personalidade rumo a humildade e gratidão. O seu amor incondicional e exemplo constante são tesouros que carrego com orgulho.

Aos meus companheiros, Abdul, Reginaldo Zunguze e Nilton Madade, pela cumplicidade e ajuda na expansão dos limites do meu pequeno intelecto durante a jornada académica.

Aos meus amigos, Émerson Honwana, Dário Mutolo e Ivan Mahumane, com quem passei maior parte da minha infância e juventude, pelo suporte e conselhos face as adversidades vividas.

Ao meu professor, Roberto David, pela sua paciência e contribuição na conclusão desta tese, por compreender as minhas dificuldades intelectuais e na ajuda que dispôs para que eu as pudesse superar.

Ao meu amigo Igor Chissico pela ajuda concedida, no processamento de dados e preparação para a defesa.



## DEDICATÓRIA

**Aos meus pais,**

Faia Chaulila

Anastácia Maria Lourenço Licucu

Com um enorme obrigado e meu reconhecimento pelos sacrifícios que fizeram em sua vida para que eu pudesse ter na minha aquilo que não conseguiram ter, mas mereciam.

## DECLARAÇÃO DE HONRA

Eu, Ulfat Faia Chaulila declaro por minha honra que a presente tese é exclusivamente de minha autoria, não constituindo cópia de nenhum trabalho realizado anteriormente e as fontes usadas para a realização do trabalho encontram-se referidas na bibliografia.

---

Ulfat Faia Chaulila

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Principais materiais usados nas turbinas modernas.....	45
Tabela 2: Comparação dos diferentes custos para diferentes fontes de geração. ....	46
Tabela 3: Principais características das áreas seleccionadas.....	55
Tabela 4: Características técnicas das turbinas eólicas seleccionadas.....	62
Tabela 5: Determinação do coeficiente de cisalhamento e desvio padrão .....	63
Tabela 6: Parâmetros de entrada para a análise dos custos.....	69
Tabela 7: Distribuição dos custos ao longo das etapas do projecto de um parque eólico..	71
Tabela 8: Parâmetros de entrada para análise de viabilidade económica.....	71
Tabela 9: Indicadores financeiros de viabilidade económica .....	72
Tabela 10: Tabela de equivalências de redução das emissões considerando o cenário proposto.....	74
Tabela 11: Variação do VPL em função da variação quantidade de energia exportada para a rede e do CAPEX .....	75
Tabela 12: Variação do VPL em função da variação dos OPEX e CAPEX. ....	75
Tabela 13: Variação do VPL em função da variação da Taxa de comercialização a taxa de juros da dívida .....	75

**ÍNDICE DE FIGURAS**

Figura 1: Turbina Charles F Bush. (1887/1888) .....	5
Figura 2: Turbina Balaclava (1931), Smith-Putnam (1941) e F.L. Smidth (1942) Respectivamente.....	5
Figura 3: Relação entre o diâmetro típico do rotor e a potência nominal da turbina.....	6
Figura 4: Tendência da capacidade Eléctrica instalada.....	8
Figura 5: Potencial para projectos Eólicos em horas médias de produção por província...11	
Figura 6: Comparação das horas médias de produção anual das províncias de Moçambique com outros países. ....	12
Figura 7: Custo nivelado de energia dos projectos eólicos.....	13
Figura 8: Variação diurna do vento em função da altitude.....	15
Figura 9: Variação diurna do vento em vales e montanhas.....	16
Figura 10: Comprimento característico da superfície .....	17
Figura 11: valores típicos do comprimento característico da rugosidade em função do tipo de terreno. ....	17
Figura 12: Perfil vertical do vento e efeito do relevo de obstáculos. ....	18
Figura 13: Esquema que mostra o fluxo de ar com velocidade U que atravessa a área A.19	
Figura 14: Sistema de caracterização de turbulência .....	21
Figura 15: Anemómetro de copo e Anemómetro sónico, Respectivamente. ....	23
Figura 16: Sensoriamento remoto por feixes de electrões (LIDAR). ....	26
Figura 17: Turbinas eólicas de eixo horizontal (HAWT) & vertical (Darreius), respectivamente. ....	28
Figura 18: Tipos de pás para turbinas HAWT.....	29
Figura 19: Rotor savonius.....	30
Figura 20: Processo de extracção de energia por uma turbina HAWT .....	30
Figura 21: Coeficiente de potência e limite de Betz.....	33
Figura 22: Aerofólio de uma turbina eólica. ....	34
Figura 23: Movimento de rotação da turbina induzindo pelo ar e Movimento de rotação do ar induzido pela rotação da turbina (efeito esteira).....	35
Figura 24: Triângulo de velocidades para uma seção da pá de uma turbina. ....	35

Figura 25: Forças actuantes da secção da pá da turbina .....	38
Figura 26: Distribuição dos esforços ao longo da pá. ....	40
Figura 27: A carga distribuída e os esforços internos ao longo do comprimento da pá. ....	40
Figura 28: Cargas gravitacionais nas pás da turbina.....	42
Figura 29: Componentes de turbinas eólicas modernas.....	43
Figura 30: Representação dos mecanismos de apoio as receitas .....	52
Figura 31: Mapa do recurso eólico da província de Maputo. ....	53
Figura 32: Mapa de localização das áreas de estudo .....	54
Figura 33: Variação interanual do vento (2008 - 2017).....	57
Figura 34: Variação anual da velocidade do vento.....	58
Figura 35: Variação diurna do vento.....	59
Figura 36: Distribuição da velocidade do vento, Comprimento característico de rugosidade ao longo das áreas de estudo (Namaacha, Matutuine e Manhiça, respectivamente). ....	60
Figura 37: Hipsometria e declividade para Manhiça, Matutuine e Namaacha respectivamente. ....	61
Figura 38: Curvas de Potência .....	62
Figura 39: Variação do factor de capacidade em função da área e modelo de turbinas. ...	64
Figura 40: Variação da quantidade de energia produzida por turbina. ....	65
Figura 41: Quantidade de energia Exportada para a rede.....	66
Figura 42: Fluxo de caixa acumulado ao longo do ciclo de vida do projecto .....	72
Figura 43: Emissão anual de gases de efeito estufa: cenário base: gás naturais; cenário proposto: vento.....	73

## LISTA DE ABREVIATURAS

CAPEX – Custos de capital;  
CCGT – Ciclo combinado Turbina a gás;  
CF – Factor de capacidade;  
CNTP – Condições normais de temperatura e pressão;  
CO<sub>2</sub> – Dióxido de Carbono;  
DEWI – Deutsches Wind Energie Institute  
DTU – Universidade Técnica da Dinamarca;  
ER – Energias Renováveis;  
EUA – Estados unidos da América;  
FER – Fontes de energias renováveis;  
FUNAE – Fundo Nacional de energias Renováveis;  
FiT – *Feed in tariff*;  
GEE – Gases de Efeito Estufa;  
HAWT – Turbina de eixo horizontal;  
I&D – Investigação e Desenvolvimento;  
IRENA – *International Renewable Energy Agency*;  
LCOE – Custo nivelado de geração de energia;  
LIDAR – Sensoriamento remoto por feixes de Luz;  
MAN – Manhija  
MAT – Matutuine  
MDE – Modelo digital de elevação;  
MINERE – Ministério dos recursos minerais e energia;  
MW – Megawatt;  
MWh – Megawatt-hora;  
NAM – Namaacha  
NASA – *National Aeronautics and Space Administration*;  
NEP – Número de horas medias de produção;  
NREL - *National Renewable Energy Laboratory*;  
OPEX – Custos de operação e manutenção;

O&M – Operação e manutenção;  
REN – Rede eléctrica nacional;  
SODAR – Sensoriamento remoto por radar acústico;  
 $tCO_2$  – Toneladas de dióxido de carbono;  
TIR – Taxa interna de retorno;  
TGC – *Tradable Green certificate*;  
TWh – Terawatt-hora;  
T&D – Perdas na linha de transmissão e distribuição;  
UE – União europeia;  
VAWT – Turbina de eixo vertical;  
VPL – Valor presente líquido;

## RESUMO

A presente tese de Licenciatura propõe uma análise da viabilidade da instalação de um parque eólico de 60MW em Maputo, considerando três áreas de estudo (Namaacha, Matutuie e Manhiça) para a avaliação do recurso eólico. Para tal foram cuidadosamente examinadas as variações temporais na velocidade do vento e as características do terreno. Com um notável factor de capacidade de 40,5% e uma velocidade média anual de 7,66m/s, Matutuine destacou-se como a área mais promissora para a instalação do parque eólico. A capacidade de exportação atingiu 211.911.828MWh, gerando uma receita anual estimada em 20.343.535,50USD. Apresentado um Valor Presente Líquido (VPL) avaliado em 43.423.948,50USD o projecto mostrou-se financeiramente atractivo e o retorno do investimento inicial (Payback Time) é projectado para ocorrer em aproximadamente 7,6 anos de operação, um período inferior à vida útil do projecto, que é de 20 anos. Além dos benefícios económicos, a instalação do parque eólico em Matutuine prevê uma redução anual estimada de 161,773.4896 tCO<sub>2</sub> nas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), quando comparada à geração equivalente de energia a partir de gás natural. Esta redução equivale a 376,17.4 barris de petróleo não utilizados. A tese está estruturada em três partes principais: Estudo da Arte, enfocando a contextualização histórica e princípios da geração de energia eólica; Análise do Recurso Eólico e Implementação; e Análise da Viabilidade Económica e Impactos Ambientais. Dados do Global Wind Atlas e NASA foram utilizados para o estudo do recurso eólico, enquanto simulações e análises económicas foram conduzidas com o software RETScreen Expert.

**Palavras-chave:** Energia eólica; Viabilidade; RETScreen expert.



## ABSTRACT

The present Bachelor's thesis proposes an analysis of the feasibility of installing a 60MW wind farm in Maputo, considering three study areas (Namaacha, Matutuine, and Manhiça) for the evaluation of the wind resource. Temporal variations in wind speed and terrain characteristics were carefully examined. With a notable capacity factor of 40,5% and an annual average wind speed of 7,66m/s, Matutuine stood out as the most promising area for the wind farm installation. The export capacity reached 211.911.828MWh, generating an estimated annual revenue of 20.343.535,50USD. With a Net Present Value (NPV) assessed at 43.423.948,60USD, the project proved financially attractive, and the payback time for the initial investment is projected to occur in approximately 7,6 years of operation, a period shorter than the project's lifespan of 20 years. In addition to the economic benefits, the installation of the wind farm in Matutuine anticipates an estimated annual reduction of 161.773,4896 tCO<sub>2</sub> in Greenhouse Gas (GHG) emissions compared to generating an equivalent amount of energy from natural gas. This reduction is equivalent to 376.217,42 barrels of oil not used. The thesis is structured into three main parts: Art Review, focusing on the historical context and principles of wind energy generation; Wind Resource Analysis and Implementation; and Economic Feasibility and Environmental Impact Analysis. Data from the Global Wind Atlas and NASA were used for the wind resource study, while simulations and economic analyses were conducted using the RETScreen Expert software.

**Keywords:** Wind energy; Feasibility; RETScreen Expert.

## CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

### 1.1. Introdução

Há milhões de anos, o efeito estufa natural proporciona ao planeta as condições ideais para a sobrevivência da espécie humana (Monteiro *et al.*, 2004). O meio ambiente que vivemos encontra-se em contínuas mudanças devido a causas naturais e antropogénicas. A geração de energia é responsável, hoje, por 60% da emissão dos GEE no mundo. Segundo Edenhofer *et al.* (2011) “É fundamental reduzir a emissão de GEE na ordem de 50 a 85% até 2050, possibilitando a estabilização da concentração atmosférica desses gases em níveis que possibilitem mitigar os efeitos das alterações climáticas em curso”. Essa redução não deve implicar a redução da oferta dos serviços energéticos.

A sustentabilidade continua um assunto importante dada às evidências que a actividade humana sobre o ambiente está seguindo uma trajectória insustentável (Sartori *et al.*, 2017). Os efeitos das mudanças climáticas terão um grande impacto para a população humana e no ecossistema, tornando-as mais vulneráveis aos eventos climáticos extremos, como ciclones, inundações, seca, nevasca e outros, que podem ocasionar a extinção de várias espécies

Agência Internacional de Energia (IRENA) afirma que o acesso a electricidade é uma condição essencial para o desenvolvimento humano sustentável. No entanto, estima-se que aproximadamente 22% da população mundial (cerca de 1,6 bilhão de pessoas) não tenha acesso à electricidade, sendo uma parte significativa dessas pessoas residente em áreas rurais de países em desenvolvimento na África Subsariana. Isso ocorre apesar do facto de que a África possui um enorme potencial em fontes de energia renovável e não renovável. Em Moçambique, aproximadamente 50% da população não tem acesso à electricidade, devido ao fato de que 66,6% da população reside em áreas rurais, onde a taxa de acesso à electricidade é ainda pior. Paradoxalmente, Moçambique possui um significativo potencial em fontes de energia renovável equivalente a 23TW (Manhique *et al.*, 2021). Actualmente, o país tem sido objecto de uma crescente exploração de recursos naturais, incluindo a exploração de gás natural, carvão, petróleo e minerais. Embora esses recursos possam

trazer benefícios económicos e impulsionar o desenvolvimento do país, também é importante considerar os potenciais impactos ambientais destacando a importância de desenvolver e investir em fontes de energia renovável. As energias renováveis, como a energia solar, eólica, hidrelétrica e biomassa, são alternativas mais sustentáveis e com menor impacto ambiental. A expansão da capacidade de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis pode ajudar a reduzir as emissões e combater as mudanças climáticas a nível global.

O plano Quinquenal do Governo (2020-2024) prevê a injeção de 600MW à rede elétrica nacional dos quais 200MW a serem gerados a partir fontes renováveis para o alcance da ambiciosa meta de eletrificação universal até 2030 definida no programa Energias para todos coordenado pelo MINERE. Em consonância com esse objetivo, este estudo pretende estudar a viabilidade de implantação de um parque eólico de 60 MW em Maputo, Moçambique, como alternativa para a expansão e diversificação da Matriz elétrica nacional.

## 1.2. Objectivo geral

- Analisar a viabilidade para a instalação de um parque eólico de 60MW em Maputo.

## 1.3. Objectivos específicos

- a) Delimitar as áreas de estudo;
- b) Analisar o recurso eólico e as variações do vento no local;
- c) Seleccionar as turbinas adequadas e o seu desempenho;
- d) Avaliar a viabilidade económica e impacto ambiental;

## 1.4. Estrutura do trabalho

Esta Tese de Licenciatura é constituída por 6 capítulos incluindo o capítulo introdutório.

Capítulo 2: Estudo do estado da arte, neste capítulo são abordados conceitos relevantes, revisão literária abrangendo a contextualização histórica e análise da energia eólica moderna e o sector eólico em Moçambique até aos princípios da geração de energia eólica.

Capítulo 3: A Contextualização, trata contextualização da pesquisa, identificando as áreas de estudo, localização e características climáticas.

Capítulo 4: A Metodologia, este capítulo considera a análise das variações temporais da velocidade do vento, avaliada das condições topográficas e análise do desempenho das turbinas como as ferramentas chaves para a condução da presente pesquisa.

Capítulo 5: Os Resultados obtidos são apresentados e discutidos, posteriormente é conduzida a avaliação económica do projecto a partir da análise dos custos, indicadores de viabilidade e impacto ambiental.

Capítulo 6: Apresenta as conclusões obtidas ao longo do estudo e recomendações.

## CAPÍTULO II - ESTADO DA ARTE

### 2.1. A ENERGIA EÓLICA MODERNA E SUAS ORIGENS

#### 2.1.1. História das turbinas eólicas

O vento sempre foi usado desde os primórdios da civilização para geração de energia mecânica. Antes da utilização de combustíveis fósseis para a geração de energia, o Homem já usava moinhos de grãos e embarcações impulsionados pela força do vento (HAU, 2006). Os primeiros registros da utilização do vento como força mecânica sucedem de 1700 A.C. (INESTROZA, 2017), sendo usados predominantemente para moagem de grãos e bombeamento de água. A tecnologia foi bastante difundida em toda a Europa. Acredita-se que os ápices dos moinhos de vento sucederam nos meados do século XIX. Assim, com o passar dos anos, foram conduzidos diversos estudos visando melhorar a potência dos geradores eólicos (Hau, 2006). Até o século XIX, todos os moinhos produziam somente energia mecânica, com o surgimento da electricidade, os engenheiros rapidamente perceberam que os moinhos de vento podiam ser usados como geradores eléctricos e que a potência gerada poderia ser usada para iluminação e aquecimento. O primeiro moinho de vento para gerar electricidade foi construído em julho de 1887 na cidade escocesa de Glasgow pelo engenheiro electricista e professor James Blyth (1839-1906). A máquina de 10m de altura de eixo Vertical foi instalada na casa de campo de Blyth em Markrik Kinacardineshere e era usada para carregar os acumuladores do francês Camille Alphonse Faure, alimentado a iluminação da casa que se tornou a primeira casa do mundo a ter a sua electricidade fornecida por energia eólica (Pinto, 2013). Nos finais do século XIX, com o surgimento dos geradores eléctricos ficou logo claro que esses engenhos poderiam ser acoplados aos moinhos como rotores. Nos Estados Unidos, o exemplo mais notável foi construído em 1888 por Charles Brush em Cleveland, Ohio. Sua casa foi a primeira a possuir electricidade em toda cidade (Por meio de um gerador eólico que alimentava 12 baterias), esta invenção tornou-se bastante difundida nos anos seguintes. A máquina de eixo horizontal de Charles, bem mais complexa em relação a do Blyth, consistia em 144 pás aproximadamente 17m de diâmetro do rotor e 18,3m de altura da torre.

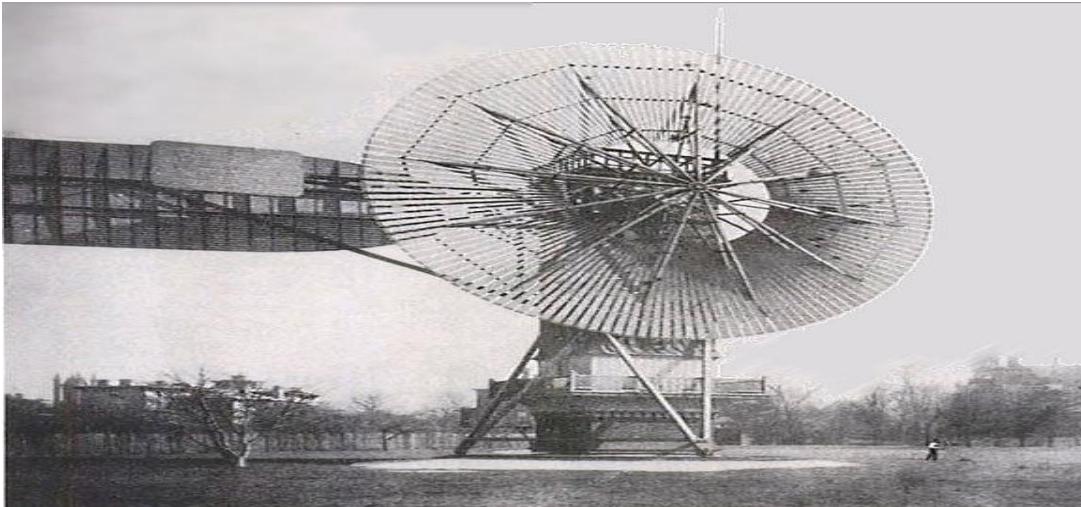


Figura 1: Turbina Charles F Bush. (1887/1888)

[Fonte: Pinto 2013]

Com os estudos advindos de Albert Betz (BETZ, 1920), formulando os princípios físicos da conversão de vento em energia e ainda, estudos de perfis aerodinâmicos para uso em aeronaves (JR, 2010), foi possível uma melhora significativa na performance de turbinas eólicas (Hau, 2006). Um dos primeiros passos no desenvolvimento de turbinas eólicas de grandes dimensões, para produção de energia eléctrica, foi dado na Rússia em 1931 com a ligação à rede eléctrica do aerogerador Balaclava de 100 kW. Anos mais tarde, fruto das actividades de I&D motivadas pela economia dos combustíveis fósseis no decurso da 2ª Guerra Mundial, surgiram novos modelos de aerogeradores.



Figura 2: Turbina Balaclava (1931), Smith-Putnam (1941) e F.L. Smidth (1942) Respectivamente.

Em 1941 entrou em funcionamento o Smith-Putnam, com um rotor de duas pás de 53,3m de diâmetro e 16 toneladas de peso, equipado com um gerador síncrono de 1250 kW de potência directamente ligado à rede local em Grandpa's Knob, EUA. No decorrer dos séculos XIX e parte do século XX, as tecnologias de geração de energia eólica passaram por um período de desuso, em grande parte devido a factores como a ascensão da máquina a vapor e a dominação das fontes de energia convencionais. Durante a Revolução Industrial, a máquina a vapor se tornou o principal motor de crescimento industrial, impulsionando fábricas, locomotivas e outras máquinas com eficiência e confiabilidade. O advento das energias fósseis, como o carvão e posteriormente o petróleo, ofereceu fontes de energia mais práticas, fáceis de transportar e armazenar do que a energia eólica. Além disso, a electricidade, na época, era menos difundida e dificilmente distribuída, o que limitava o uso da energia eólica a aplicações locais menores.

Até o final da década de 1980 a capacidade dos aerogeradores era da ordem dos 300 kW e actualmente já existem modelos de 7,5MW (Pinto, 2013). A tecnologia da energia eólica é hoje, uma tecnologia sofisticada e amplamente disseminada. A Figura 3 ilustra a tendência crescente do aumento da potência instalada unitária e relaciona o diâmetro típico do rotor com a potência nominal com o passar do tempo.

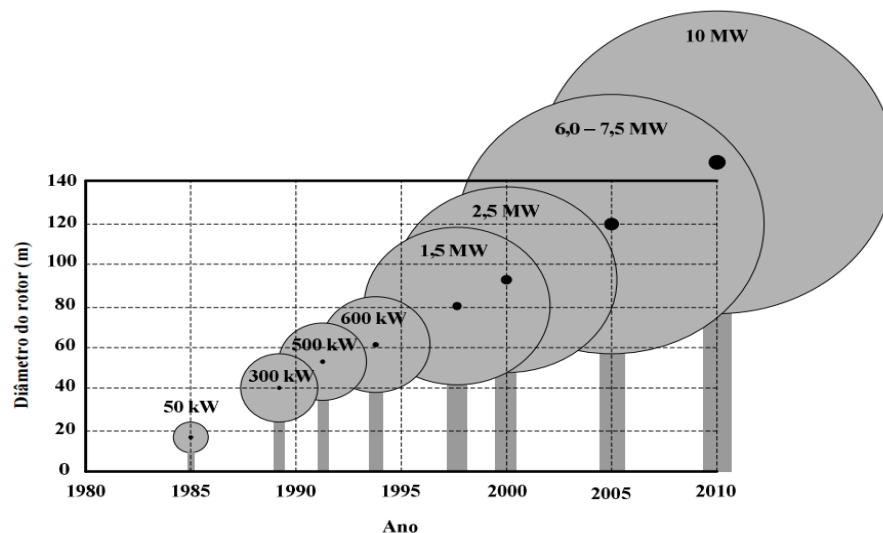


Figura 3: Relação entre o diâmetro típico do rotor e a potência nominal da turbina

(Fonte: DEWI: 2009)

## 2.1.2. A Energia Eólica Moderna

De acordo com os dados da IRENA a energia eólica tem crescido rapidamente desde 2000. A capacidade global instalada de produção eólica, tanto onshore como offshore aumentou 98 vezes nas últimas duas décadas, saltando de 7,5 GW em 1997 para cerca de 733 GW em 2018, a capacidade eólica onshore cresceu de 178 GW em 2010 para 699 GW em 2020, enquanto a eólica offshore cresceu proporcionalmente mais, mas a partir de uma base inferior, de 3,1 GW em 2010 para 34,4 GW em 2020. A produção de energia eólica aumentou por um factor de 5,2 entre 2009 e 2019 para atingir 1.412 TWh.

Esta evolução foi inicialmente impulsionada pelas crises energéticas das décadas de 1970 e 1980 (Costa 2009), juntamente com as crescentes preocupações com a dependência de combustíveis fósseis, que levaram ao interesse renovado na energia eólica como uma fonte de energia limpa e renovável. Actualmente tem sido desenvolvida várias políticas de apoio a pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias, produtos e processos, podendo incluir subsídios e créditos fiscais. Tanto a energia eólica onshore como offshore ainda têm um enorme potencial para maior implantação e melhoria, a nível global. À medida que a tecnologia melhorou e se expandiu, os custos caíram e os factores de capacidade aumentaram. Entre 2010 e 2020, o custo nivelado médio ponderado global da electricidade (LCOE) da energia eólica onshore caiu 56%, de 0,089 USD/kWh para 0,039 USD/kWh. Durante o mesmo período, o LCOE dos projectos eólico offshore recém-comissionados caiu cerca de metade (48%) (IRENA).



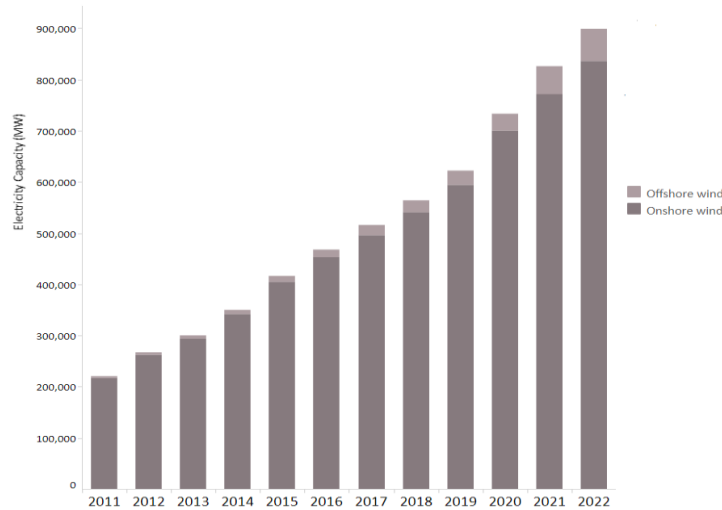


Figura 4: Tendência da capacidade Eléctrica instalada

[Fonte: IRENA, 2022]

A maioria das turbinas eólicas modernas usa um design de três pás montadas em um eixo horizontal. Esse design é altamente eficiente e permite que as turbinas capturem o máximo de energia do vento e estão disponíveis em uma variedade de tamanhos, desde modelos pequenos para aplicações residenciais e comerciais até grandes turbinas usadas em parques eólicos em escala industrial. Algumas das maiores turbinas eólicas podem ter pás com mais de 80 metros de comprimento montadas em torres altas para alcançar ventos mais consistentes e fortes que ocorrem em altitudes mais elevadas. A altura das torres pode variar, mas algumas podem atingir mais de 100 metros.

As turbinas eólicas modernas são equipadas com sistemas de controle avançados que ajustam automaticamente o ângulo das pás para otimizar a captura de energia, garantindo que a turbina opere de maneira eficiente em uma ampla gama de condições de vento. O controle remoto é uma característica comum, permitindo o acompanhamento em tempo real do desempenho da turbina e a detecção precoce de problemas. A electricidade gerada pelas turbinas eólicas modernas é integrada às redes eléctricas locais ou regionais e requer sistemas de gerenciamento para garantir uma contribuição estável e confiável à rede.

### 2.1.3. A Energia Eólica em Moçambique: Análise dos recursos e oportunidades

Moçambique é um país em transição que aposta num progresso rápido e no crescimento económico, através do aumento de receitas e geração de emprego para os jovens e a população em crescimento. O processo de crescimento será facilitado pelo Governo e liderado pelo sector privado. O Governo de Moçambique comprometeu-se a alcançar a meta do acesso universal à energia até 2030 e, para este efeito, a energia deve ser acessível e sustentável. Dotado de uma matriz energética diversa e vasta (hídrica, carvão mineral, gás natural, solar e eólica), muito acima do necessário para satisfazer a procura interna nas próximas décadas.

Moçambique apresenta um regime de ventos de intensidade média-baixa com velocidades predominantemente entre os 4 e os 6 metros por segundo a 80 metros de altitude, com excepção da zona sul do país e das zonas altas no Centro e Norte do país onde os ventos atingem valores mais elevados (FUNAE). Junto à costa o clima de ventos é essencialmente influenciado pelas brisas marítimas durante o dia e as brisas terrestres durante a noite, verificando-se maior intensidade do vento no final do dia e de madrugada. O regime de ventos nas zonas costeiras apresenta-se bastante estável ao longo do ano com maior intensidade nos meses de Setembro a Novembro (Bié, 2017). Nas zonas montanhosas o clima é tropical de altitude. Nas zonas de montanha interiores, em particular na província de Tete, os ventos apresentam uma maior oscilação sazonal com uma redução mais significativa no período de Dezembro a Março. O maior potencial eólico verifica-se nas províncias de Maputo, Tete, litoral de Sofala, Inhambane e de Gaza (Chambal, 2018).

O mapeamento em mesoescala é uma técnica utilizada para avaliar e mapear características geográficas ou fenómenos em uma escala intermediária, entre a escala global e a escala local. No contexto do potencial eólico, o mapeamento em mesoescala envolve a análise do recurso eólico em uma determinada região ou país, considerando factores como a velocidade do vento, direcção do vento e distribuição espacial dos recursos. Para realizar o mapeamento em mesoescala do potencial eólico, são utilizados dados de satélite, que fornecem informações sobre a topografia, cobertura vegetal, padrões de vento

e outros elementos relevantes para a análise. Esses dados são processados e interpretados para identificar as áreas com maior potencial de geração de energia eólica. O objectivo do mapeamento em mesoescala é fornecer uma visão geral do potencial eólico de uma determinada região, permitindo identificar as áreas mais promissoras para a instalação de parques eólicos. Essa análise preliminar é útil para direccionar estudos mais detalhados, como o *site assessment*, que envolve a colecta de dados em locais específicos para uma análise mais precisa do recurso eólico.

O primeiro mapeamento do potencial eólico para Moçambique foi realizado a partir do modelo de Mesoescala MM5, com base nos dados globais do Projecto Reanalysis NCEP/NCAR onde foram identificados e visitados mais de 60 locais ao longo de mais de 8.500 km em todo o território moçambicano das quais foram seleccionadas 35 localizações onde foram instaladas estações para medição do recurso eólico. Durante um ano foram recolhidos e analisados mensalmente os dados de medição das 35 estações. Com o resultado do mapeamento das velocidades médias do vento, e tendo em conta as perdas por efeitos de esteira entre as turbinas, foram identificadas as melhores localizações para a futura implementação de projectos e simuladas as estimativas de produção de energia eléctrica (FUNAE).

Segundo o Atlas das energias renováveis de Moçambique, Moçambique têm 4.5 GW de capacidade eólica, dos quais 1.1 GW com potencial de ligação imediata. Dos 1.100 MW de projectos com potencial de ligação imediata à rede, cerca de 230 MW são considerados projectos com elevado potencial, caracterizando-se por apresentar mais de 3.000 NEPs (horas equivalentes à potência nominal). Os restantes 3.4 GW de potenciais projectos eólicos identificados apresentam como principal constrangimento ao seu desenvolvimento a débil rede eléctrica de Moçambique. As províncias com o melhor recurso são Maputo e Gaza onde o vento médio registado supera os 7 metros por segundo e vários projectos superam as 3.000 NEPs. Adicionalmente a Maputo e Gaza, os projectos identificados e estudados nas Províncias de Sofala, Cabo Delgado, Zambézia, Inhambane e Tete todos superam as 2.500 horas equivalentes, valor superior à média verificada em vários países onde a energia eólica apresenta elevada penetração.

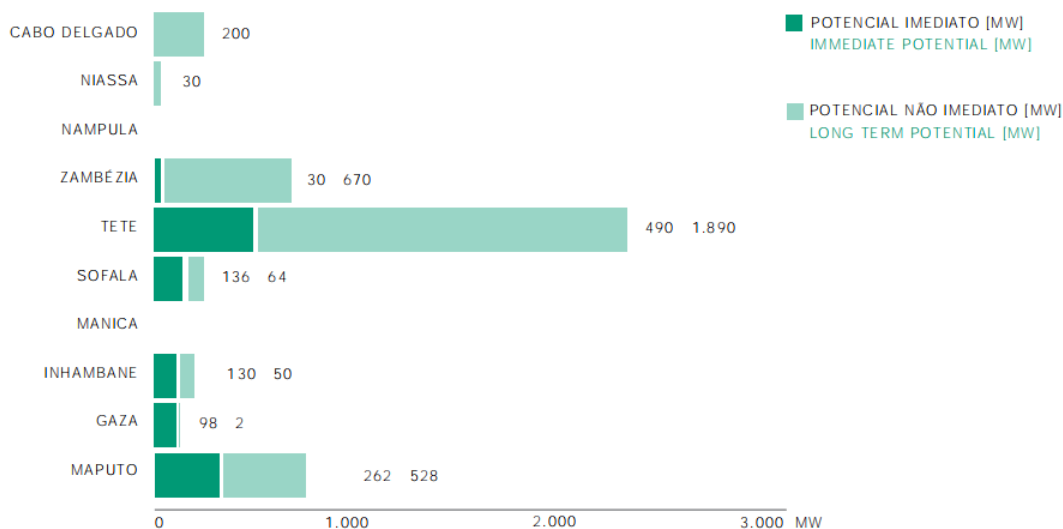


Figura 5: Potencial para projectos Eólicos em horas médias de produção por província

[Fonte: Atlas das energias renováveis de Moçambique].

Desde 2019, o potencial das energias renováveis começou a ser explorado em grande escala. Actualmente, a capacidade de energias renováveis ligada à rede é de 60 MW, composta principalmente por energia solar. No entanto, as projecções indicam um aumento significativo para 575 MW até 2030 abrangendo tanto a energia solar quanto a energia eólica. Essa expansão vai além das expectativas estabelecidas pelo Plano Quinquenal do Governo, que inicialmente previa a adição de 600 MW à rede nacional até 2030, dos quais apenas 200 MW seriam provenientes de fontes de energia renovável (EDM,2022).

A favorável disponibilidade de recursos naturais, como a luz solar e os ventos, combinada com a proximidade à rede de distribuição, possibilita a produção de energia eléctrica em vários locais a custos competitivos, variando entre \$50 USD e \$100 USD por megawatt-hora (MWh). Estudos realizados demonstram que, nos melhores locais e com estratégias de financiamento adequadas, é possível alcançar valores de custo que são comparáveis e até mesmo competitivos em relação às fontes de energia convencional. Maiores factores de capacidade podem levar a menores custos nivelados de electricidade (LCOE) à medida que mais electricidade é gerada a partir do mesmo investimento. Além disso, melhorias na tecnologia e práticas operacionais têm contribuído para a redução do LCOE ao longo do tempo (Priti, 2021).

## ESTUDO DE VIABILIDADE PARA INSTALAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO DE 60MW EM MAPUTO

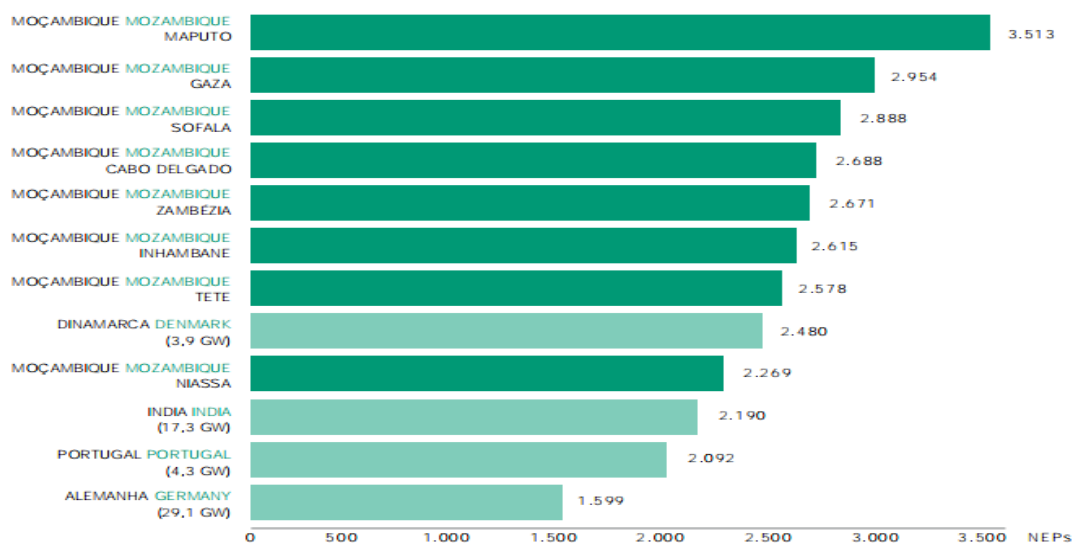


Figura 6: Comparação das horas médias de produção anual das províncias de Moçambique com outros países.

[Fonte: Global wind 2013 report, Global energy council]

Os projectos identificados totalizam uma capacidade de 942 MW e caracterizam-se por um custo de produção de energia situado na faixa de \$50 a \$100 por megawatt-hora (MWh). Esses projectos são predominantemente de média a grande dimensão, abrangendo 870 MW, e também incluem projectos de pequena dimensão, somando 72 MW, que se destacam por seus custos competitivos. Em particular, destacam-se os projectos de Namaacha I, com 30 MW, que apresentam um custo de \$68/MWh; Morrumbala, também com 30 MW, com um custo de \$71/MWh; e Lagoa Pathi, com 12 MW, cujo custo é de \$93/MWh. Esses projectos de menor dimensão demonstram a viabilidade de produzir energia a preços competitivos. A zona de Namaacha se destaca como uma região com excelente potencial eólico em Moçambique. Com ventos de velocidade média atingindo 7,9 metros por segundo, ela tem a capacidade de instalação de até 200 MW, viabilizando a geração de energia a um custo competitivo de \$87/MWh (Atlas das energias renováveis de Moçambique).

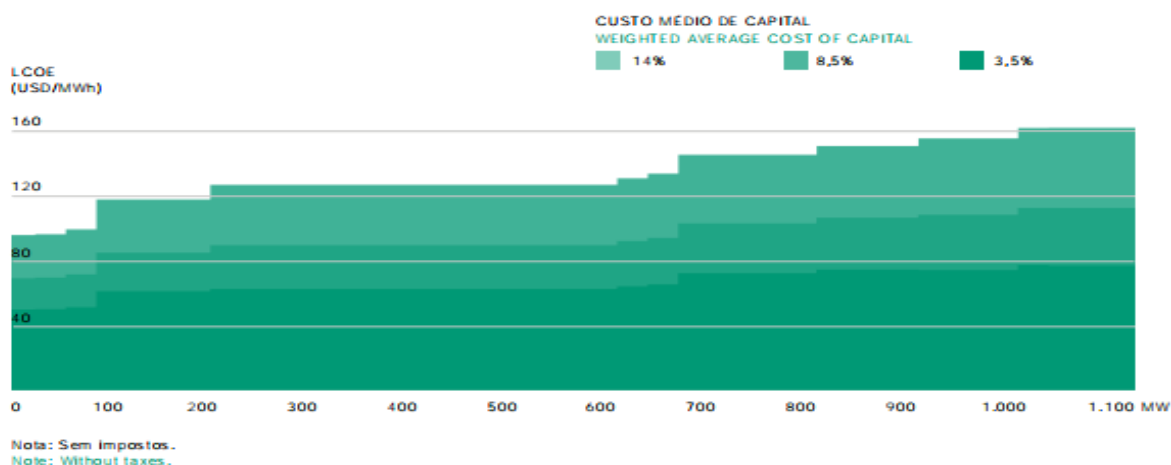


Figura 7: Custo nivelado de energia dos projectos eólicos

[Fonte: Atlas das energias renováveis de Moçambique]

## 2.2. O VENTO

### 2.2.1 Perfil dos ventos

A fonte original da energia renovável contida no recurso eólico da terra é o sol. Os ventos globais são causados pelas diferenças de pressão na superfície da terra devido ao aquecimento desigual da terra pela radiação solar. Por exemplo, a quantidade de radiação solar absorvida na superfície terrestre é maior no equador do que nos polos. Essa variação na energia recebida cria células de convecção nas camadas inferiores da atmosfera, conhecida como a troposfera (Manwell *et al.*, 2009). Se imaginamos as partículas de ar como camadas distribuídas uma em cima da outra ao longo da atmosfera, então poderia se considerar que o ar muito perto da superfície não possui nenhuma velocidade, ou seja a sua velocidade é nula. E as partículas de ar que estão muito longe da superfície do solo tem uma velocidade muito grande. Esta diferença das velocidades nas diferentes camadas de ar em diferentes alturas desde a superfície até a atmosfera é uma principais causas de turbulência atmosférica (Sathe, 2015).

A variação da velocidade do vento com a elevação é chamada de perfil vertical da velocidade ou cisalhamento vertical do vento. Na engenharia eólica a determinação do coeficiente cisalhamento vertical do vento é um parâmetro de projecto importante, pois determina a produtividade de uma turbina eólica em uma torre de certa altura e pode

fortemente influenciar a vida útil da pá do rotor de uma turbina. A vida útil da pá do rotor é influenciada pelas cargas cíclicas resultantes da rotação através de um campo de vento que varia na direcção vertical. A lei logarítmica da velocidade do vento, descreve essa relação complexa entre a altura e a velocidade do vento. De acordo com essa lei, a velocidade do vento diminui logaritmicamente à medida que nos aproximamos da superfície. Em outras palavras, à medida que diminuimos a altitude em direcção ao solo, a redução na velocidade do vento não é linear, mas segue um padrão logarítmico. Este princípio é representado matematicamente pela lei de Prantl (Ludwig Prantl):

$$U(z) = \frac{u}{K} \left( \ln \frac{z}{z_0} - \varphi \right) \quad \text{Eq. 1}$$

Onde:

$U(z)$  - Velocidade do vento a uma altura  $Z$ ;

$Z$  – Altura;

$Z_0$  – Comprimento característico da Rugosidade do solo;

$u_*$  - Velocidade de fricção ou de atrito;

$K$  – Constante de Von Karman (0.4);

$\varphi$  - Coeficiente de estabilidade atmosférica;

Quando o coeficiente de estabilidade atmosférica é nulo, o vento assume um perfil puramente logaritmo. Esse fenómeno ocorre quando e considera que a quantidade de calor libertada pela terra é nula e esta condição é denominada condição de estabilidade atmosférica neutra. Nestas condições a velocidade do vento adopta um perfil puramente logarítmico.

Na Fig.9 a linha reta representa um perfil de vento sob condições neutras (Sem emissão de calor a partir da superfície). Durante o dia, o sol aquece a superfície da terra, o solo fica mais quente do que o ar acima dele. Isso faz com que o ar perto do solo suba, criando correntes ascendentes. Essas correntes ascendentes fazem com que o vento sopra mais forte durante o dia. À noite, a terra perde calor para o espaço, e a superfície esfria. O ar

próximo ao solo também esfria, tornando-se mais denso e mais pesado. Isso faz com que o ar desça, criando correntes descendentes. Essas correntes descendentes reduzem a velocidade do vento durante a noite (Gryning, 2015).

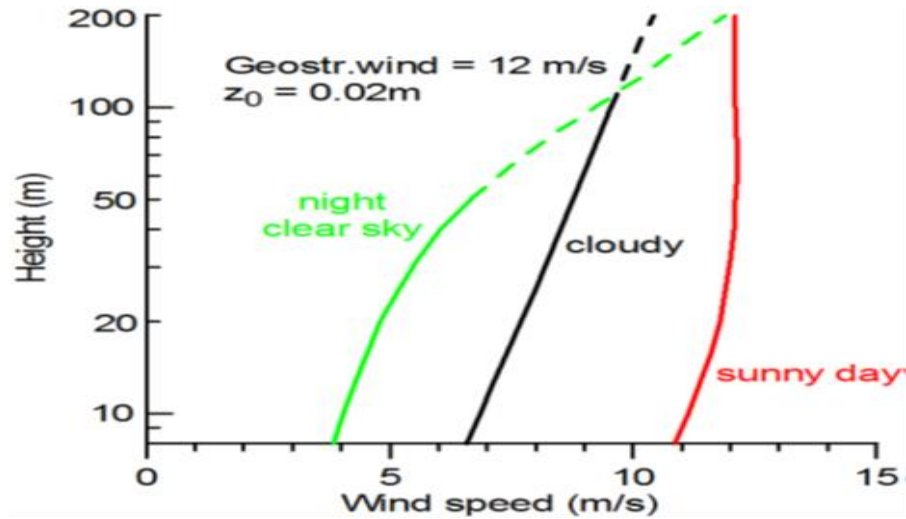


Figura 8: Variação diurna do vento em função da altitude.

[Fonte: Gryning,2015]

## 2.2.2. Estabilidade da camada limite atmosférica

A radiação solar ao incidir sobre os diversos tipos de solos e oceanos de forma desigual associada as diferentes condições locais de temperatura e pressão origina uma movimentação de massas dos pontos de pressão mais alta para os pontos de pressão mais baixa. A alturas elevadas onde já não se faz sentir a influência do atrito da superfície o vento é apenas resultado desse fenómeno associado a força de Coriolis exercida pelo movimento de rotação e translação da terra. Este vento é chamado de vento Geostrofico (Michael *et al.*, 2020). O domínio vertical onde o vento é afectado pela característica do solo é designado por Camada Limite atmosférica que vai desde o solo até aproximadamente 1 quilómetro acima. Efeitos de natureza térmica descrevem esta camada limite em três possíveis estados distintos:

**Instável** (Quando ocorre um aquecimento intenso do solo através da radiação): O ar quente localizado próximo ao solo tem tendência a subir devido a sua menor densidade e o ar frio



nas camadas mais distantes do solo o ar tende a descer criando uma corrente convectiva natural (Ocorrem normalmente durante o dia, Fig:9) devido a falta de equilíbrio das temperaturas nas diferentes camadas de ar acima do solo originado um aumento na velocidade do vento e turbulência na atmosfera.

**Estável** (Quando o solo está a uma temperatura mais baixa que o ar): ocorre geralmente no período da noite causados pela perda de calor por radiação, nestas condições o ar tende a descer para junto do solo onde permanece em equilíbrio. Neste caso o escoamento é laminar não existe mistura de ar e a turbulência é originada somente por efeitos físicos locais (Arvores, obstáculos, etc.) (Bas e Wiel, 2014). A velocidade do vento na superfície é menor, mas cresce rapidamente em função da altura (Fig.9).

**Neutra:** em condições neutras, ou seja, se assumirmos que o fluxo de calor liberto pela superfície é nulo, nestas condições a velocidade do vento adopta um perfil puramente logarítmico (Gryning, 2015).

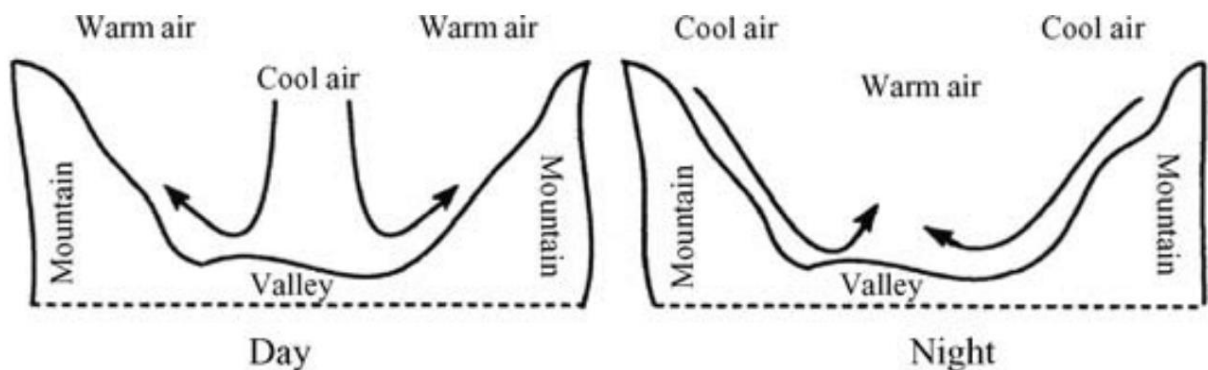


Figura 9: Variação diurna do vento em vales e montanhas

[Fonte: Rohatgi e Nelson, 1994].

### 2.2.3. Superfície e obstáculos

Um dos parâmetros do perfil logarítmico dos ventos é o comprimento da rugosidade. Quanto mais lisa e livre de obstáculos for a superfícies com maior facilidade o vento pode soprar por cima dela atingindo maiores velocidades. O comprimento da rugosidade é usado em modelos matemáticos para expressar a rugosidade de uma superfície em contacto com o

vento. Esta depende da área frontal da superfície em contacto com o vento dividida pela largura que o solo ocupa. Um menor comprimento de Rugosidade indica uma menor troca de calor entre a superfície e a atmosfera e conseqüentemente maiores velocidades do vento próximo a superfície (Gryning, 2015).

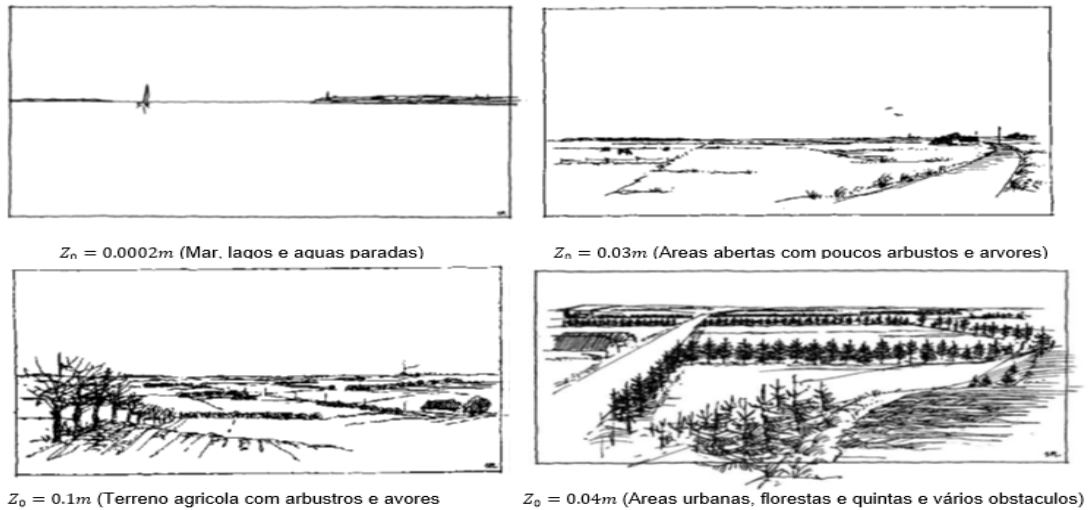


Figura 10: Comprimento característico da superfície

[Adaptado de: Troen e Petersen, 1989]

Valores típicos de  $Z_0$  são mostrados na tabela 1.

Tipo de terreno	Rugosidade superficial $z_0(m)$
Subúrbios, áreas rurais com muita vegetação	0.7
Vilarejos, áreas rurais com árvores e cercas	0.3
Fazendas abertas, poucas árvores e construções	0.1
Planícies com relva e vegetação	0.03
Desertos planos e mar	0.001

Figura 11: valores típicos do comprimento característico da rugosidade em função do tipo de terreno.

[Adaptado de Burton *et al.*,2011]

O valor de  $Z_0$  pode variar com a direcção do vento e também, entre os meses de Verão e Inverno, isso deve ser tomado em consideração quando se analisam as características de um local. O escoamento do ar sobre um certo tipo de terreno pode ser afectado por inclinações acentuadas na ortografia do terreno, podendo ser acelerados ou reduzidos ou ainda provocar uma alteração na sua direcção (Su, 2014). Estes fenómenos ocorrem

quando existem no terreno vales, cumes, bacias que e causem diferenciais de pressões ao escoamento. As Montanhas por exemplo, aumentam a intensidade da turbulência na zona imediatamente a seguir a mesma, provocando uma variação da velocidade do vento a altura. No topo das montanhas, entretanto verifica-se um aumento da velocidade do vento sendo considerado um dos melhores locais para instalação de aerogeradores, contudo este incremento na velocidade do vento apenas se faz sentir até uma certa altura correspondente a metade do comprimento da montanha (Gryning, 2015). Árvores, edifícios, turbinas eólicas, entre outros, são obstáculos que perturbam o normal escoamento do ar criando uma zona de maior turbulência imediatamente após os mesmos (tal como em casos de relevo acentuado) e diminuindo a velocidade do vento a cotas baixas provocando alterações no perfil vertical do vento (Veerabhadra *et al.*, 2022).

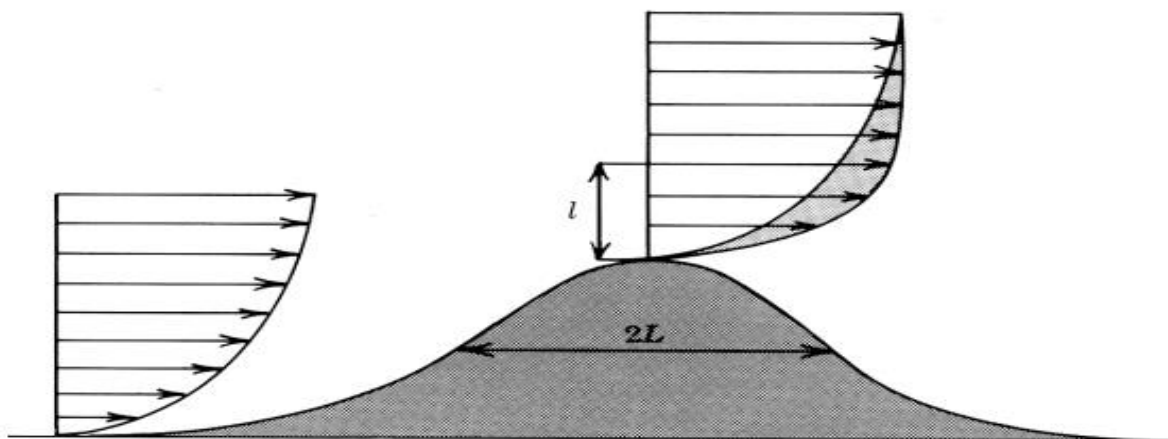


Figura 12: Perfil vertical do vento e efeito do relevo de obstáculos.

[Fonte: Troen e Petersen, 1989].

### 2.3.4. Estimativa do potencial eólico

Sendo que o vento é definido como sendo massa de ar em movimento então ele apresenta uma determinada energia cinética dada pela seguinte expressão (Tong, 2010):

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad \text{Eq. 2}$$

Onde:

- $E$  é a energia cinética;
- $m$  é a massa do ar;
- $v$  é a velocidade do vento;

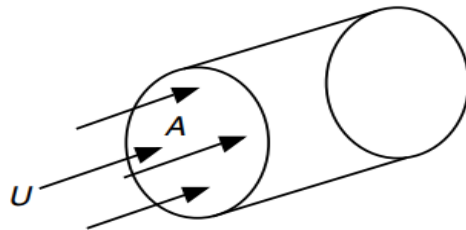


Figura 13: Esquema que mostra o fluxo de ar com velocidade  $U$  que atravessa a área  $A$

[Fonte: Mikkelsen, (2015)]

Considerando um fluxo de ar que atravessa a secção transversal de um cilindro imaginário (Figura 13) a uma velocidade perpendicular à face do cilindro, pode-se demonstrar que a potência disponível no vento que passa pela seção  $A$  é dada pela seguinte expressão (Manwell *et al.*, 2009, 2009):

$$P = \frac{1}{2} \rho \times A \times U^3 \quad \text{Eq.3}$$

Onde:

- $P$  é a potência disponível no vento;
- $\rho$  é a densidade do ar; e
- $A$  é a área da secção transversal.

É de notar que a potência disponível no vento é proporcional à (ao):

- Densidade da energia eólica que é proporcional à densidade do ar. Para condições normais de temperatura e pressão (nível do mar,  $15^\circ\text{C}$ ) a densidade do ar é  $1,225 \text{ Kg}/\text{m}^3$
- Área varrida pelo rotor (ou ao diâmetro do rotor ao quadrado para uma máquina eólica convencional de eixo horizontal).

- Cubo da velocidade do vento.

Analisando a Eq.3 fica evidente que a velocidade é um parâmetro muito importante, uma pequena variação da velocidade do vento causa uma grande variação na potência produzida por isso a velocidade do vento na região onde se pretende explorar o recurso eólico deve ser cuidadosamente avaliada. Se forem conhecidas as velocidades médias anuais do vento da região, é possível desenvolver mapas de densidade de energia eólica para essas regiões. Estimativas mais precisas podem ser obtidas se as variações horárias da velocidade do vento forem conhecidas para um período de no mínimo um ano. A densidade média de energia eólica, com base em médias horárias, é:

$$\bar{P}/A = \frac{1}{2} \times \rho \times \bar{U}^3 \times K_e \quad \text{Eq.4}$$

Onde  $\bar{U}$  representa a velocidade média anual e  $K_e$  é chamado de coeficiente padrão de energia que pode ser determinado pela seguinte expressão:

$$K_e = \frac{1}{NU^3} \sum_{i=1}^N U^3 \quad \text{Eq.5}$$

Onde N é o número de horas anuais, 8760. Outro método qualitativo mais simples de avaliar a disponibilidade do recurso eólico em uma região é situar a densidade de energia eólica com os seguintes intervalos (Manwell *et al.*, 2009):

- $\bar{P}/A < 100 \text{ w/m}^2$  - *Fracó*
- $\bar{P}/A < 400 \text{ w/m}^2$  - *Bom*
- $\bar{P}/A < 700 \text{ w/m}^2$  - *Ideal*

### 2.3.4. Medição e instrumentação do vento

Na maioria das aplicações de energia eólica, informações sobre variações da velocidade e direcção do vento não estão disponíveis, portanto, estas medições devem ser feitas especificamente para determinar o recurso eólico no local candidato. Idealmente, a caracterização do recurso eólico num local deve ser feita com base em medições realizadas em vários pontos da zona envolvente e ao longo de um número significativo de anos. Na

prática, a falta de tempo e de recursos financeiros levam a que decisões sejam muitas vezes baseada num único registro medido ao longo de apenas um ano (Sathe, 2016).

Existem três tipos de sistemas de instrumentos usados para medições de vento:

- Instrumentos utilizados pelos serviços meteorológicos Nacionais;
- Instrumentos concebidos especificamente para medir e caracterizar o recurso eólico;
- Instrumentos especialmente projectados para altas taxas de amostragem para determinar rajadas, turbulência, e informações de fluxo de vento para analisar a resposta da turbina eólica;

Para cada aplicação de energia eólica, o tipo e a quantidade de instrumentação necessária variam largamente. Podendo variar de um sistema simples contendo apenas um anemómetro para registrar a velocidade do vento a um sistema muito complexo projectado para caracterizar a turbulência através o plano do rotor. A Figura 14 mostra um exemplo deste último tipo de sistema. Esse sistema é composto por duas torres e oito anemómetros, com dados amostrados a uma taxa de 5 Hz (Peña *et al.*, 2013).

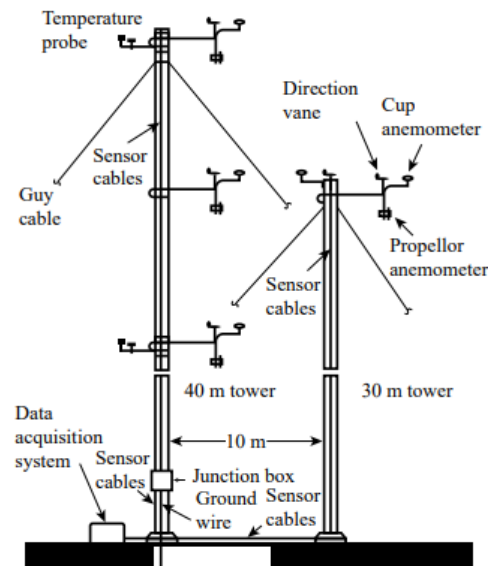


Figura 14: Sistema de caracterização de turbulência

[Fonte: Wendell *et al.*, 1991]

As aplicações de energia eólica utilizam os seguintes tipos de sensores meteorológicos:

- Anemómetros para medir a velocidade do vento;
- Cata-ventos para medir a direcção do vento;
- Termómetros para medir a temperatura do ar ambiente;
- Barómetros para medir a pressão do ar.

No presente trabalho a discussão será limitada aos dois primeiros tipos de sensores. Os sistemas de instrumentação eólica consistem em três componentes principais: sensores, condicionadores de sinal e gravadores. Apesar do número de instrumentos potenciais disponíveis para medições da velocidade do vento, na maioria das aplicações de energia eólica foram utilizados quatro sistemas diferentes. Como discutido abaixo, eles incluem:

- Anemómetros de copo;
- Anemómetros sónicos;
- Sensores Doppler acústicos (SODAR);
- Sensores Doppler acústicos (LIDAR).

#### 2.3.4.1. Anemómetros de copo

O anemómetro de copo é provavelmente o instrumento mais comum para medir a velocidade do vento (Kristensen, 1999). Os anemómetros de copo utilizam sua rotação, que varia em proporção à velocidade do vento para gerar um sinal. Os designs mais comuns de hoje apresentam três copos montados em um eixo pequeno. A taxa de rotação dos copos pode ser medida por:

- Contadores mecânicos que registam o número de rotações;
- Alterações de tensão eléctrica ou electrónica (CA ou CC);
- Um interruptor fotoeléctrico;

A principal desvantagem deste anemómetro é que seu sinal de saída é inversamente proporcional à velocidade do vento, o que significa que ele acelera mais rapidamente com o vento e desacelera mais gradualmente quando o vento cessa, não fornecendo valores muito confiáveis para variações rápidas da velocidade do vento. Além disso, como a força de arrasto é proporcional à densidade do ar (Eyla *et al.*, 2015), qualquer alteração na densidade do ar pode afectar a precisão da velocidade calibrada. Por outro lado, a principal

vantagem deste anemómetro é que ele não requer uma fonte de energia externa para funcionar.

Para colectar dados relacionados à turbulência, é necessário um tipo mais sofisticado (e mais caro) de anemómetro, conhecido como Anemómetro Sónico.

#### 2.3.4.2. Anemómetro sónico

Mede a velocidade através de sensores que detectam mudanças na velocidade do som no ar, possui 3 braços emissores e 3 braços receptores montados perpendicularmente. Estes braços emitem um pulso acústico do emissor ao receptor e depois de volta (Sathe, 2016). é medido o tempo que o pulso acústico leva do transmissor ao receptor e depois do receptor ao transmissor. A diferença entre esses tempos de transição é proporcional a velocidade do vento.

Por não possuir partes móveis este anemómetro não é afectado por efeitos dinâmicos e é confiável para medir a velocidade do vento na faixa de 0 a 60 metros por segundo. Anemómetros sónicos podem ser usados para medições de turbulência com resolução temporal fina (20 Hz ou melhor) (Sathe, 2016).



Figura 15: Anemómetro de copo e Anemómetro sónico, Respectivamente.

[Adaptado de: Mikkelsen,2015 e Pinto, 2013]



### 2.3.4.3. Sensoriamento remoto

Considerando que os modos tradicionais de medição da velocidade do vento e turbulência consistiam em montar um instrumento calibrado no topo de um mastro, com o aumento da altura de operação das turbinas tem se tornado cada vez menos viáveis e caro instalar mastros apenas para medição em alturas muito elevadas (Peña *et al.*, 2013). Com as existências de turbinas alturas superiores a 100 metros e raios do rotor atingindo diâmetros até 120m ou mais por exemplo para produção de mais de 5MW, a distribuição da velocidade ao longo do raio do rotor não pode ser representada por uma medição aferida em apenas um único ponto, originando a necessidade de medir a velocidade do vento para diferentes alturas (Mikkelsen, 2015). Por isso, tem sido implementado métodos de medição com recurso a propagação da luz e do som ao longo a atmosfera em terra-firme. Estes sistemas podem realizar medidas sem que seja necessário instalar um sensor no local e podem ser calibrados para medir velocidades a diferentes altitudes.

#### a) Sensoriamento remoto por radar acústico (sodar)

O sodar (*Sound detection and ranging*) é baseado no princípio de propagação acústica, que para determinar o perfil do vento envia pulsos acústicos verticalmente em pequenos ângulos em 3 direcções diferentes. A intensidade e o desvio da frequência (Efeito doppler) do sinal de retorno são analisados para determinar a velocidade e direcção do vento. Uma vez que tais dispositivos não precisam de torres altas para o seu funcionamento as vantagens são claras (Peña *et al.*, 2013).

O pulso acústico emitido sofre uma dispersão ou flutuações causadas pelo cisalhamento do vento assim como pelos gradientes de temperatura e umidade e energia acústica que retorna a superfície é captada por microfones. Segundo Mikkelsen (2015) a altura de medição é determinada pelo atraso na recepção do sinal do pulso de acústico emitido, sob condições normais de temperatura e pressão a velocidade de propagação do som é de cerca de 340m/s, portanto o pulso acústico de uma medição a uma altura de 170m acima do solo alcançará o receptor após um tempo de atraso de 1 segundo.

A componente da velocidade na direcção transmitida é determinada a partir do efeito doppler observado na diferença de entre a frequência do pulso emitido e a frequência do pulso de retorno. Combinando as medidas nas três dimensões obtém-se um vector que caracteriza a velocidade tridimensionalmente. Como o sondar é um sistema acústico a presença de fontes de ruído pode influenciar na medição, a chuva por exemplo pode ser considerada uma fonte de ruído (Peña *et al.*, 2013). Para qualquer pulso acústico transmitido a frequência de Doppler recebida é calculada e convertida em velocidade do vento através da relação:

$$V = \left( C_s / 2 \right) * \left( f_d / f_0 \right) \quad \text{Eq.6}$$

Onde  $C_s$  é a velocidade do som,  $f_d$  é a frequência de desvio Doppler e  $f_0$  é a frequência do pulso.

O facto deste sistema trabalhar com ondas sonoras e não com feixes de luz faz com que produza mais ruído. Para além desse factor o sondar é extremamente dependente das condições que o rodeiam, qualquer edifício, árvore ou mesmo aviões podem contribuir para imprecisão nas medidas aferidas.

#### b) *Sensoriamento por radar de feixes de luz*

Medir o vento com um lidar (*Light Detection and Ranging*) de vento significa sondar o fluxo atmosférico do sol pelo uso de feixes de luz. Um lidar de vento é um dispositivo de medição de vento capaz de detectar o efeito Doppler na luz retro espalhada. É mais fácil medir o vento através da luz do que através do som (Mikkelsen, 2015).

A semelhança dos Sondar, para medir o vento através da luz é necessário determinar a variação de frequência num sinal recebido. Esta variação de frequência ocorre sempre que existem movimento relativo entre um emissor de uma onda e receptor também conhecido como efeito Doppler.

No caso da luz quando a distância entre o emissor e o receptor da onda electromagnética aumenta ocorre uma redução aparente da frequência recebida pelo receptor, e quando a distancia entre estes diminui à medida que se aproxima um do outro a frequência aparente recebida aumenta em relação a frequência emitida (Peña *et al.*, 2013).

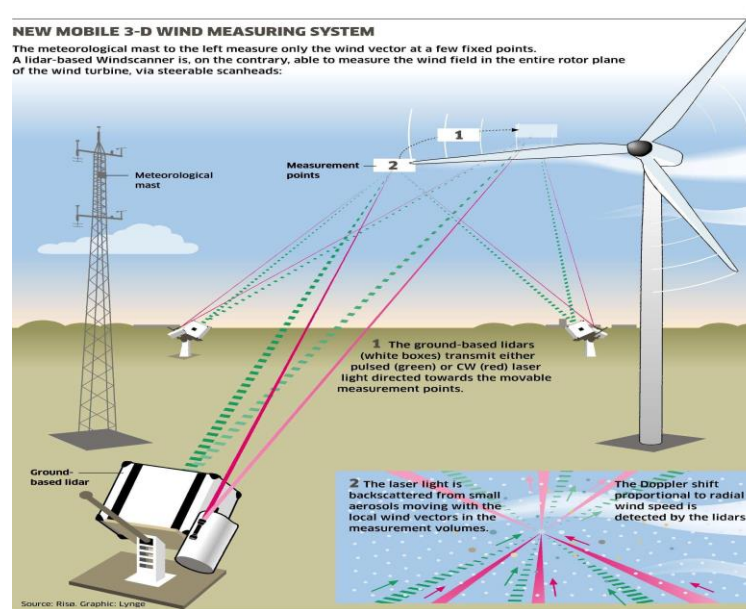


Figura 16: Sensoriamento remoto por feixes de electrões (LIDAR).

[Fonte: Diaz *et al*,2013]

Os lidar detectam esta alteração muito pequena na frequência do feixe de raios lazer emitidos que é reflectido de volta ao incidir com os aerossóis presentes no ar. Esta diferença de frequências é directamente proporcional a velocidade do vento.

O método de medição a partir do lidar é mais preciso em relação ao método de medição do sodar devido essencialmente a natureza da luz que se propaga a aproximadamente 1 milhão de vezes mais rápido (Jinho *et al.*, 2023). Segundo Mikkelsen (2015) a altura de medição é ajustada focando o raio laser na distância pretendida de tal modo que a intensidade sinal recebido para aquele ponto seja maior. Devido ao facto de a velocidade da luz ser constante é possível determinar o espaço (neste caso a altura) que a onda tenha percorrido até retornar a superfície.

## 2.5. AS TURBINAS EÓLICAS

### 2.5.1. Classificação dos sistemas de geração de energia

Os sistemas eólicos de conversão de energia são classificados em dois tipos: aqueles que utilizam a força de arrasto e aqueles que utilizam a força de sustentação. As turbinas

modernas utilizam a concepção de sustentação. Nelas são usados aerofólios que interagem com o vento (Silva, 2006).

### 2.5.1.1. Sistemas de rotação com base na força de sustentação

Uma forma simples de classificar as turbinas que utilizam a força e sustentação é em função da posição do eixo de rotação em volta do qual giram as pás podendo se distinguir o grupo das turbinas de eixo vertical (*Vertical Axis Turbine* -VAWT) e as mais populares que são as turbinas de eixo horizontal (*Horizontal Axis Turbine* -HAWT). Exemplos de ambas são mostradas na Figura 17.

a) *Turbinas eólicas de Eixo vertical (VAWT)*: São comumente chamadas de *Darrius* e fazem uso de aerofólios simétricos e curvados em forma de “c” movidos por uma força de sustentação e com as duas pontas atacadas ao eixo vertical.

Projectos mais antigos de rotores eólicos destacavam rotores com eixo de rotação vertical porque primeiro este tipo de turbina não precisa de nenhum tipo de controle e reajuste para manter-se na direcção do vento e segundo os componentes pesados contidos na nacelle (Compartimento pesado instalado no alto da torre da turbina e que abriga a caixa de velocidades, o gerador e outros componentes mecânicos pesados) podem ser instalados no solo o que facilita sua manutenção e reduz os custos de instalação (Hassen, 2015). Entretanto, algumas das desvantagens deste tipo de turbinas são:

- Elevados níveis de flutuação no toque de cada giro;
- Falta de capacidade de auto partida necessitando de um sistema de accionamento;
- Menor capacidade de geração de energia devido a baixas velocidades próximo ao solo;
- Reduzida área;

b) *Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (HAWT)*: hoje em dia, quase todos parques eólicos conectados a redes eléctricas são constituídos por turbinas de eixo horizontal e que também será futuramente utilizado neste projecto. A superioridade deste modelo em relação aos outros é dada pelo de facto de ser o modelo que permite extrair maior

potência da potência disponível (maior Coeficiente de potência, ilustrado na Figura 21) no vento, aliada a outros factores tais como:

- Acesso a ventos maiores devido a altura da torre;
- A velocidade do rotor e a saída de potência podem ser controladas controlando o ângulo das pás, prevenindo o excesso de velocidades (principalmente em turbinas eólicas de grandes dimensões);
- O formato das pás do rotor pode ser otimizado aerodinamicamente oque permite alcançar a sua eficiência máxima;
- Melhor controle devido a possibiidade ajuste do passo e ângulo das pás;

São desvantagens de uma turbina com eixo horizontal as seguintes:

- Dificuldades na instalação das torres (devido as grandes alturas);
- Dificuldade no transporte dos equipamentos;
- Exigência de um sistema de controle para girar as pás na direcção do vento;
- Construção complexa das torres para apoiar o peso das pás e do cubo;

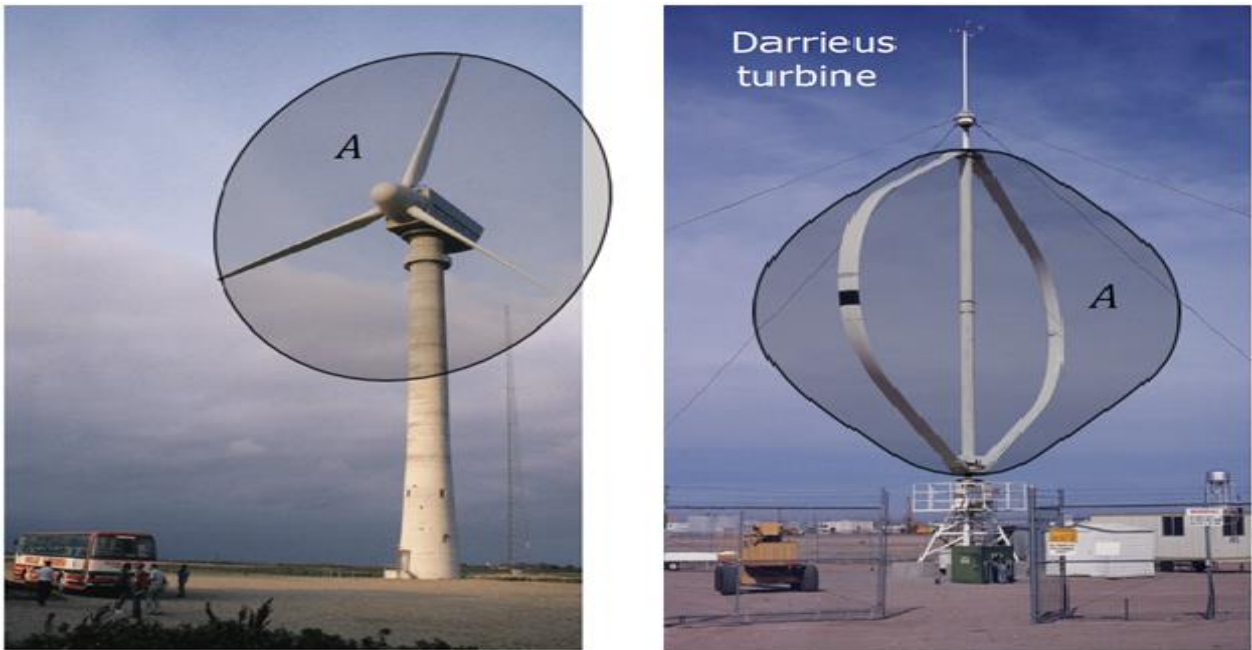


Figura 17: Turbinas eólicas de eixo horizontal (HAWT) & vertical (Darreius), respectivamente.

[Adaptado de: Hansen,2015]

Rotores com duas ou três pás são os comumente usados na geração de energia eléctrica. O rotor de 3 pás opera suavemente e pode ser associado a maior rigidez (Pinto, 2013). A caixa de velocidade e a nacelle são geralmente instaladas no topo da torre sendo possível instalá-los no solo e transmitir o movimento por um veio, mas as complicações destas medidas não superam as vantagens. Rotores de pás múltiplas são usados para bombeamento de água e outras aplicações que requerem potências mecânicas de baixa frequência. (IRENA)

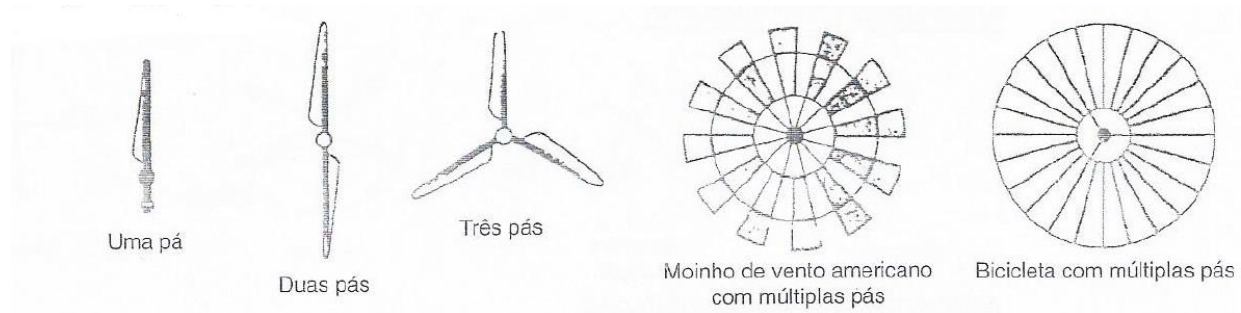


Figura 18: Tipos de pás para turbinas HAWT.

[Fonte: Pinto, 2013]

### 2.5.1.2. Sistemas de rotação com base na força de arrasto

a) *Savonius*: O rotor savonius tem a sua pá em forma de S, e opera como um anemómetro de copo com o vento passando entre a suas pás, dispostas como folhas dobradas como se fossem semicilindros. É uma turbina de baixa rotações e alto torque que pode trabalhar com baixas velocidades do vento. Seu modo de funcionamento, resulta da diferença entre as forças de arrasto, entre as superfícies concava e convexa da pá, que originam um momento de força que tende a fazer girar o rotor (Hassen, 2015).

O coeficiente de potência máxima alcançado por este tipo de turbina segundo estudos desenvolvidos desde 1920 é de 30% (Pinto, 2013). Por isso é útil e económico para sistemas de baixa potência como para bombeamento de água ou ventilação. Também é usada como carregador de bateria de faróis e torres de telecomunicações.

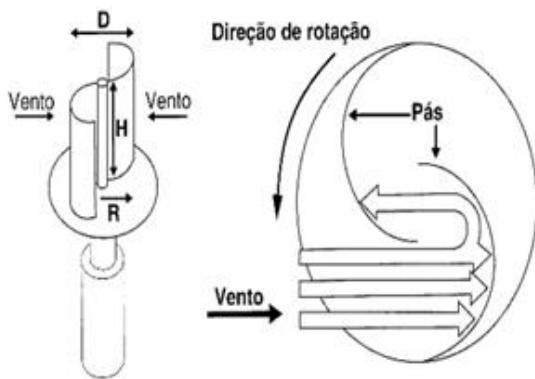


Figura 19: Rotor savonius

[Adaptado de: Pinto 2013 e Hansen,2015]

### 2.5.2. Conceitos de extracção de energia e limite de betz-jukovsky

Uma turbina eólica é um dispositivo usado para extrair energia cinética do vento. Removendo parte de sua energia cinética o vento deve desacelerar, mas apenas a massa de ar que passa através do disco do rotor é directamente afectado (Burton *et al.*, 2021). À medida que o ar passa pelo disco do rotor, ocorre uma queda na pressão estática de tal forma que ao sair o ar fica abaixo do nível de pressão atmosférica. O ar então segue a jusante com velocidade e pressão estática reduzidas: esta região do fluxo é região do efeito esteira. Eventualmente, bem a jusante, a pressão estática na esteira deve retornar ao nível atmosférico para que o equilíbrio seja alcançado (Manwell *et al.*, 2009). O aumento da pressão estática causa uma redução na energia cinética e que se reflecte na desaceleração do vento

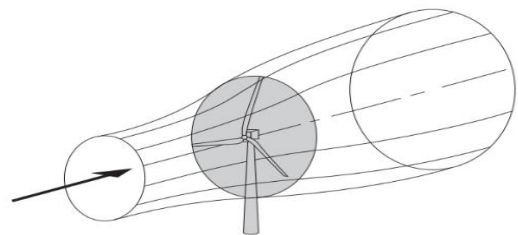


Figura 20: Processo de extracção de energia por uma turbina HAWT

[Fonte: Burton *et al.*, 2021]

Este modelo simples geralmente atribuído a Betz (1926), pode ser usado para determinar a potência de um rotor de turbina ideal. Este modelo simples é baseado na teoria do momento linear desenvolvido há mais de 100 anos.

Se aplicarmos o princípio de continuidade de Bernoulli num ponto qualquer antes e num ponto logo em frente do rotor da turbina teríamos a seguinte expressão:

$$p_0 + \frac{1}{2}\rho V_0^2 = p + \frac{1}{2}\rho u^2 \quad \text{Eq.7}$$

E se aplicarmos novamente a equação de Bernoulli num outro ponto imediatamente depois do rotor e num ponto muito depois da turbina teríamos:

$$-\Delta p + p + \frac{1}{2}\rho u^2 = p_0 + \frac{1}{2}\rho u_1^2 \quad \text{Eq.8}$$

Derivando essas duas equações é possível extrair uma equação que expressa a variação de pressão no rotor em função da velocidade inicial e final do vento:

$$\Delta p = \frac{1}{2}\rho(V_0^2 - u_1^2) \quad \text{Eq.9}$$

Analisado agora a conservação de momento ao longo do mesmo escoamento antes e depois da turbina o balanço dos momentos seria dado por:

$$\rightarrow: \rho A_0 V_0^2 = \rho A_1 u_1^2 + \Delta p A = \rho A_1 u_1^2 + \frac{1}{2}\rho A(V_0^2 - u_1^2) \quad \text{Eq.10}$$

Pela teoria da conservação das massas sabe-se que:  $\rho A_0 V_0 = \rho A_1 u_1 = \rho A u$ , dividindo a equação (10) pelo termo em comum teremos:

$$V_0 = u_1 + \frac{1}{2} \frac{(V_0^2 - u_1^2)}{u} \quad \text{Eq.11}$$

De onde é possível extrair a equação para a velocidade do rotor como a média das velocidades antes e depois da turbina:

$$u = \frac{1}{2}(V_0 + u_1) \quad \text{Eq.12}$$



Podemos definir essa velocidade em função de um factor de indução axial, o factor de indução axial é a diminuição fraccional da velocidade do vento entre a corrente livre e o rotor da turbina.

$$u = (1 - a)V_0 \quad \text{e} \quad u_1 = (1 - 2a)V_0 \quad \text{Eq.13}$$

Então, a força axial que actua sobre a turbina é dada por:

$$T = \Delta p A = \frac{1}{2} \rho A (V_0^2 - u_1^2) (4a(1 - a)) = \frac{1}{2} \rho A V_0^2 C_T \quad \text{Eq.14}$$

Sendo a potência uma multiplicação da força pela velocidade a equação para a potência gerada por uma turbina pode ser extraída de:

$$P = Tu = \frac{1}{2} \rho A V_0^2 C_T (1 - a) V_0 = \frac{1}{2} \rho A V_0^3 C_p \quad \text{Eq.15}$$

Onde:

P é a Potência disponível no vento em [ Kw ],  $\rho$  a densidade do ar em [ Kg/m<sup>3</sup> ], A a Área varrida pelas pás da turbina em [m<sup>2</sup>], V é a velocidade do vento e Cp representa o Coeficiente de potência aerodinâmico.  $C_T$  e  $C_p$  são dois coeficientes definidos em função do factor de indução axial dados por:

$$C_T = 4a(1 - a) \quad \text{e} \quad C_p = 4a(1 - a)^2 \quad \text{Eq.16}$$

Para poder extrair maior potência possível do vento é preciso achar o valor óptimo para o coeficiente de potência Cp, que seria dado pelos zeros da sua equação diferencial na equação anterior:

$$\frac{\partial C_p}{\partial a} = 4(1 - a)(1 - 3a) = 0 \rightarrow a = \begin{cases} 1/3 \\ 1 \end{cases} \quad \text{Eq.17}$$

$$C_{p,optm} = \frac{4}{3} \times \left(\frac{2}{3}\right)^2 = \frac{16}{27} = 0.5926 \quad \text{Eq.18}$$

O coeficiente de potência aerodinâmico [Cp] relaciona a potência extraída pela turbina com a potência disponível no vento. Este coeficiente estabelece um limite de energia que pode ser extraída do vento de forma eficiente também conhecido com Limite de Betz, que

estabelece que só é possível extrair 59.3% da energia do vento. Ao passar pelas pás da turbina a velocidade do vento diminui e a pressão aumenta fazendo com que o ar expanda, e esta velocidade não pode ser reduzida até zero porque o vento precisa dela para atravessar a região da turbina (Hassen, 2015).

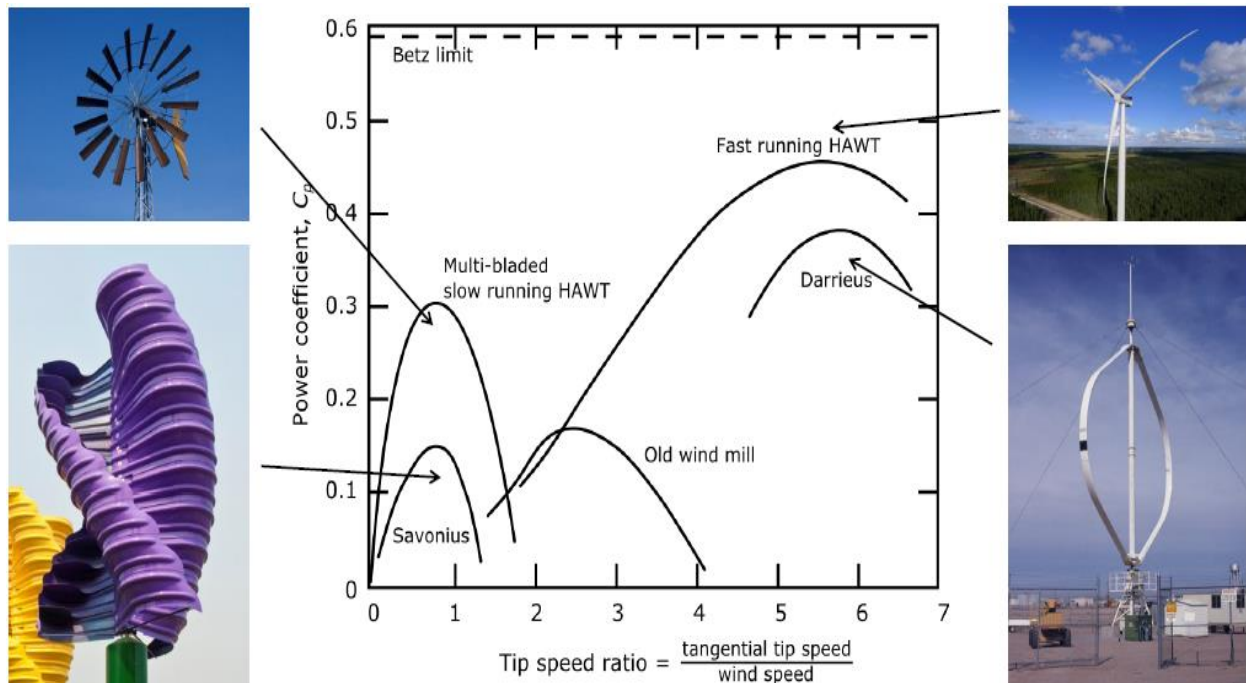


Figura 21: Coeficiente de potência e limite de Betz.

[Fonte: Fonte: Hassen, 2015]

Turbinas eólicas com designs modernos empregues na geração de energia eléctrica operam com valores de  $C_p \cong 0.4$  ou menos. As maiores perdas na eficiência dessas turbinas provem da força e arrasto nas pás, a rotação induzida pelo rotor na corrente de ar e nas perdas ao longo das transmissões e no sistema eléctrico (Taylor, 1983).

O rendimento das turbinas eólicas é muitas vezes apresentado graficamente através de curvas que relacionam o coeficiente de potência aerodinâmico com o  $\lambda$  (relação da velocidade angular com a velocidade tangencial). Estas curvas normalmente apresentam apenas os rendimentos dos tipos de turbinas mais comuns (Figura 21).

### 2.5.3. Escoamento e forças actuantes nas pás das turbinas

Os aerofólios são estruturas com formas geométricas específicas usadas para gerar forças mecânicas. Tais forças surgem devido ao movimento relativo entre o aerofólio e fluido em escoamento. As pás de uma turbina eólica usam aerofólios para desenvolver potência mecânica. A secção transversal das pás de uma turbina eólica tem o formato de um aerofólio. A largura e o comprimento das pás são em função do desempenho aerodinâmico desejado, da potência máxima desejada e das forças envolvidas (Pinto, 2013) . Estas propriedades são medidas em túneis de vento e os coeficientes de sustentação e arrasto são determinados em função do ângulo de ataque. A selecção de um bom aerofólio deve ser feita tendo em conta a qualidade da superfície que pode ser alcançada na fabricação e esta é limitada por factores económicos.

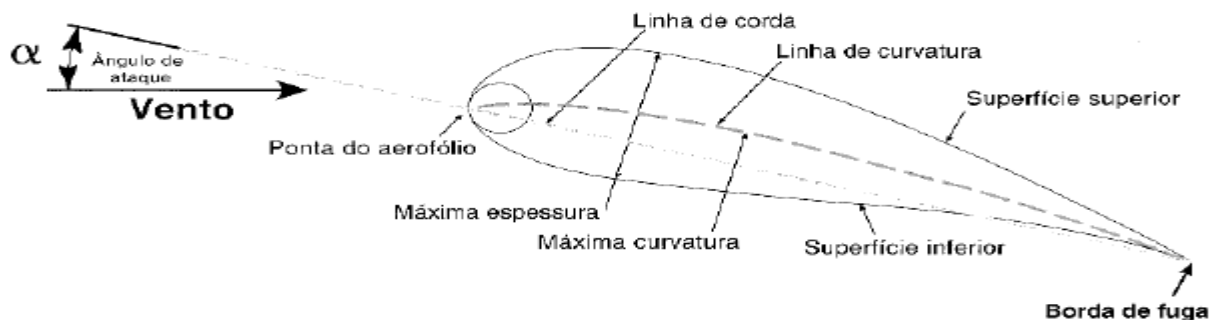


Figura 22: Aerofólio de uma turbina eólica.

[Fonte: Pinto, 2013]

O papel do aerofólio na aerodinâmica das turbinas eólicas é importante. O ar que percorre a parte de cima do aerofólio faz uma trajetória maior em relação ao ar que percorre a parte de baixo. Sob análise do princípio de Bernoulli isso faz com que a pressão na parte de cima do aerofólio seja menor que a pressão em baixo fazendo surgir uma força vertical chamada de força de sustentação, que é a força que origina a rotação da turbina. No processo de extração de energia a partir de turbinas eólicas, o vento ao passar pelas pás do rotor obriga as pás a girarem em volta do seu eixo devido a uma diferença de pressão entre a parte de cima e a parte de baixo do aerofólio (Hassen, 2008).

Uma vez que o fluido ao passar pelas pás obriga-as a girarem, as pás por sua vez também induzem um movimento de rotação no fluido no sentido oposto da rotação do rotor denotado na Figura (23) como  $[C_{\theta 1}]$ .

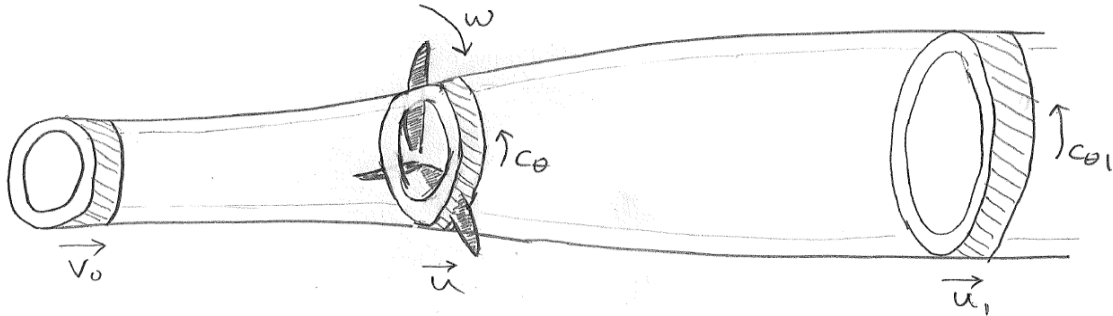


Figura 23: Movimento de rotação da turbina induzindo pelo ar e Movimento de rotação do ar induzido pela rotação da turbina (efeito esteira).

[Fonte: Hassen, 2008]

Estes movimentos relativos entre fluido e as pás das turbinas pode ser bem descrito a partir de um diagrama de velocidades que caracteriza o escoamento em volta da pá da turbina. O diagrama de velocidades é um diagrama de vectores que apresenta as velocidades e o escoamento do vento sobre as pás da turbina.

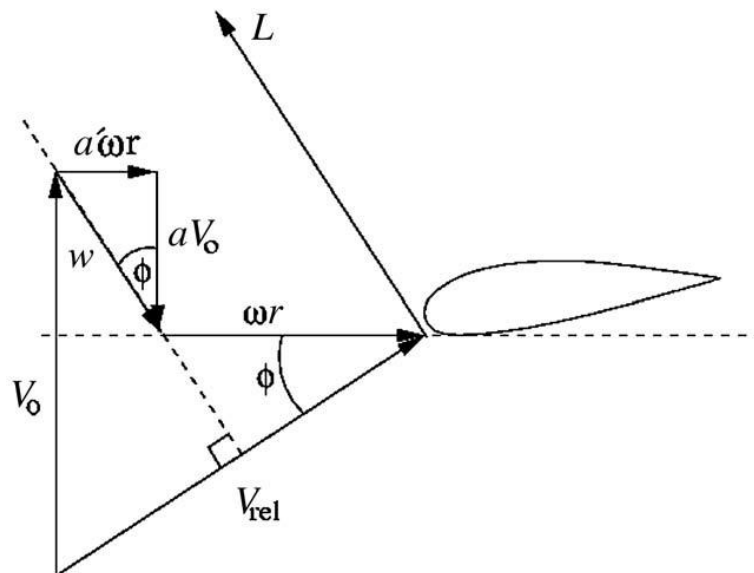


Figura 24: Triângulo de velocidades para uma seção da pá de uma turbina.

[Fonte: Hassen, 2008]

Na Figura 24 o vento incide sobre pá da turbina com uma inclinação  $\varphi$  também conhecida como ângulo de fluxo que é o ângulo de incidência do vento em relação a linha horizontal que representa o plano do rotor. Ao incidir sobre a pá parte da sua energia é extraída e a sua velocidade é reduzida representado pelo vector  $[\overline{aV_0}]$  onde  $[a]$  é o factor de indução axial que expressa redução fraccional da velocidade do vento. Uma vez que as pás ganham movimento de rotação em volta do rotor (Representado pelo vector  $[\overline{\omega r}]$ ) esse movimento de rotação gera uma rotação induzida no fluido de escoamento no sentido contrário ao da rotação das pás como ilustrado anteriormente na (Figura: 23), isto significa que parte da energia extraída do vento é desperdiçada na rotação induzida do ar  $[\overline{a^* \omega r}]$ . Onde  $[a^*]$  representa o coeficiente de indução rotacional,  $[\omega]$  a velocidade angular em  $[rad/s]$  e  $r$  o raio da pá da turbina numa dada posição em  $[m]$ .

A análise do coeficiente de potência feita no capítulo 2.5.2 que estabelece que só é possível extrair apenas 59% (Limite de Betz) da energia disponível no vento não considera aspectos relacionados a rotação induzida do ar pela turbina. Análises mais complexas para a aerodinâmica das turbinas definem um coeficiente de potência  $[C_p]$  que toma em conta não só o factor de indução axial, mas também um factor de indução rotacional definido por:

$$C_p = \frac{8}{\lambda} \int_{x=0}^{\lambda} x^3 a^*(1 - a) dx \quad \text{Eq.19}$$

Para:

$$\lambda = \frac{\omega R}{V_0} ; \quad x = \frac{\omega r}{V_0} \quad \text{e} \quad \omega = \frac{[rpm] \times 2\pi}{60 rad/s} \quad \text{Eq.20}$$

Onde:

$\lambda$ : Rácio de velocidade na ponta da turbina, definido como a relação entre a velocidade angular na ponta da pá e a velocidade inicial ou de incidência do vento

$X$ : Rácio de velocidade local, definido como a relação entre a velocidade angular em um ponto de raio  $[r(m)]$  e a velocidade incidência do vento;

$$C_\theta = a^* \omega r \quad \text{Eq.21}$$

Onde:  $a^*$  é factor de indução rotacional;

Tal como realizado para o limite de Betz, também é desejável que o coeficiente de potência seja otimizado, com base no diagrama de velocidades ilustrado na Figura: 24 e tendo em consideração que as turbinas de eixo horizontal são máquinas de sustentação (Força de sustentação > Força de arrasto), define-se o ângulo de incidência como sendo:

$$\tan \varphi = \frac{(1-a)V_0}{(1+a^*)\omega r} = \frac{a^*\omega r}{aV_0} \quad \text{Eq.22}$$

Que pode ser convertida em:

$$x^2 a^* (1 + a^*) - a(1 - a) = 0 \quad \text{Eq.23}$$

Então o coeficiente de potência seria óptimo quando:

$$16a^3 - 24a^2 + a(9 - 3x^2) - 1 + x^2 = 0 \quad \text{Eq.24}$$

Para:

$$a^* = \frac{1-3a}{4a-1} \quad \text{Eq.25}$$

Conhecido o valor de  $[x]$  é possível determinar o valor óptimo do coeficiente indicado. A potência extraída pode ser expressa por uma integral a partir do centro do rotor até a ponta da pá da turbina:

$$P = \int_{r=0}^R 4\pi r^3 \rho a^* (1 - a) V_0 \omega r^2 dr \quad \text{Eq. 26}$$

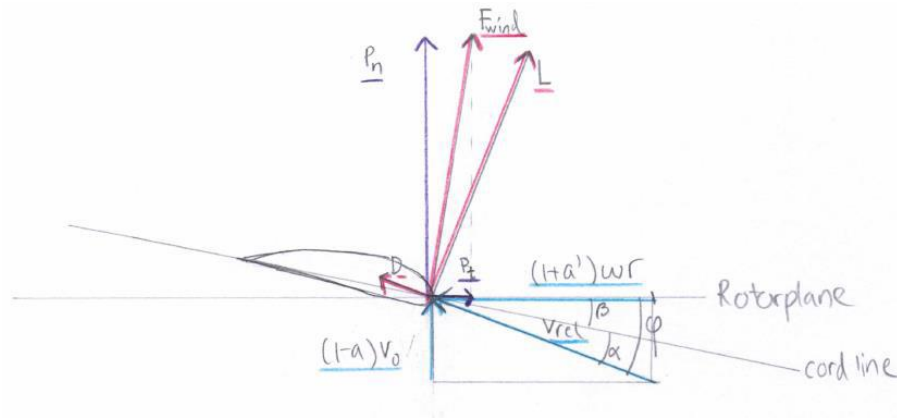


Figura 25: Forças actuantes da secção da pá da turbina

[Fonte: Bredmose, 2015]

Com referência a Figura 25, as grandezas intervenientes são as seguintes:

- $[V_{rel}]$  a velocidade relativa do vento ou induzida, que representa a velocidade do vento na saída da pá e é a resultante entre a velocidade do fluxo incidente  $[V_0]$  e a velocidade tangencial da pá devido a sua rotação.

$$V_{rel}^2 = (1 - a)^2 V_0^2 + (1 + a^*)^2 \omega^2 r^2 \quad \text{Eq.27}$$

- O ângulo de ataque  $[\alpha]$ , definido como o ângulo entre a velocidade incidente do vento na pá e a linha de corda do aerofólio. Para efeitos de melhor performance o ângulo de ataque deve variar entre 4 a 8° (Taylor, 1983).

Até um certo ponto é possível obter bons resultados com o aumento do ângulo de ataque, pois pode melhorar a sustentação. Mas se for ultrapassado um certo ponto crítico, o vento que passa na superfície de cima do aerofólio não entra mais em contacto com a superfície o que causa a perda total da força de sustentação fazendo com que a turbina pare de girar (Taylor, 1983).

- A força de arrasto  $[D]$ , paralela a velocidade induzida e a força de sustentação  $[L]$  definida no sentido perpendicular ao da força de arrasto; pelas teorias dos aerofólios essas duas forças são definidas pelas seguintes expressões:

$$L = \frac{1}{2} \rho c C_L V_{rel}^2 \quad D = \frac{1}{2} \rho c C_D V_{rel}^2 \quad \text{Eq.28}$$

- O ângulo de incidência [ $\varphi$ ], definido como o ângulo formado entre o vento incidente e o plano de rotação das pás.
- O ângulo de passo [ $\beta$ ], definido como o ângulo entre linha de corte do aerofólio e o plano de rotação do rotor. Para questões de melhor performance, as pás são projectadas com um maior ângulo de passo próximo ao rotor que reduz gradualmente a medida que nos aproximamos da ponta da pá.

$$\beta = \varphi - \alpha \quad \text{Eq.29}$$

- [ $P_t$ ] Força responsável pela rotação da turbina. É a força resultante das projecções da força de arrasto e sustentação no plano de rotação do rotor.
- [ $P_n$ ] é a força axial causa pelo vento no rotor da turbina eólica. Como toda força aplica gera uma reacção força tangencial e a força normal podem ser definidas pelas seguintes expressões:

$$P_t = L \sin \varphi - D \cos \varphi \quad P_n = L \cos \varphi + D \sin \varphi \quad \text{Eq.30}$$

#### 2.5.4. Estrutura e carregamentos (teoria de momentos unidimensional)

A teorias que descrevem os esforços nas pás das turbinas podem variar em função da complexidade dependendo da sua finalidade. Métodos mais complexo de análise recorrem a uso de softwares de simulação 3D como e exemplo do BECAS MODEL (Beam Cross-section Analysis Software). Entretanto este estudo pode ser simplificado tendo em conta que as cargas presentes nas pás das turbinas são originadas pela força de gravidade e pelo escoamento do vento ao longo do rotor da turbina. O escoamento do vento ao longo das pás da turbina pode ser simplificado aplicando abordagem baseada na teoria de momentos unidimensional que define que a carga máxima na pá derivada das forças aerodinâmicas do vento pode ser definida por:

$$Q_{max} = \frac{4}{9} \rho_{air} V_r^2 \pi L^2 \quad \text{Eq.31}$$



Onde  $[L]$  é o comprimento da pá da turbina em  $[m]$ ,  $[\rho_{air}] = 1.2 \text{ Kg/m}^3$  a densidade do ar,  $[V_r]$  designada velocidade nominal do vento para a turbina que corresponde a velocidade onde a turbina atinge a capacidade de produção máxima prevista para o gerador.

Esta carga será distribuída em 1/3 para cada pá. Ao longo de cada pá, a intensidade de carga (Carga por unidade de comprimento) pode ser aproximada a uma variação de carga distribuída que é nula eixo de rotação do rotor e aumenta gradualmente até a ponta da pá da turbina:

$$q_x^{flap} = \frac{8}{27} \rho_{air} V_r^2 \pi x \qquad q_L^{flap} = \frac{8}{27} \rho_{air} V_r^2 \pi L \qquad \text{Eq.32}$$

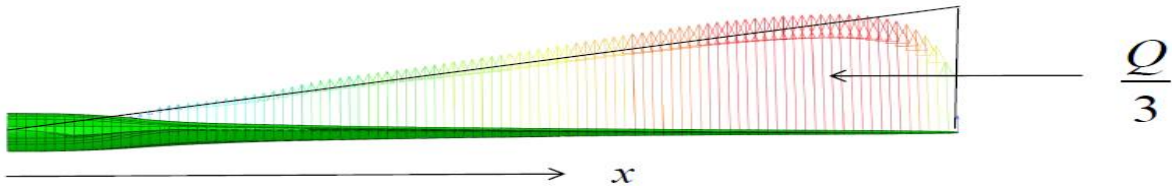


Figura 26: Distribuição dos esforços ao longo da pá.

[Fonte: Mikkelsen, 2015]

Este carregamento linearmente distribuído ao longo do comprimento da pá tende a comprimir uma parte da secção enquanto distende o outro, causando um momento flector que pode ser determinado aplicando o princípio de corte para determinação de esforços:

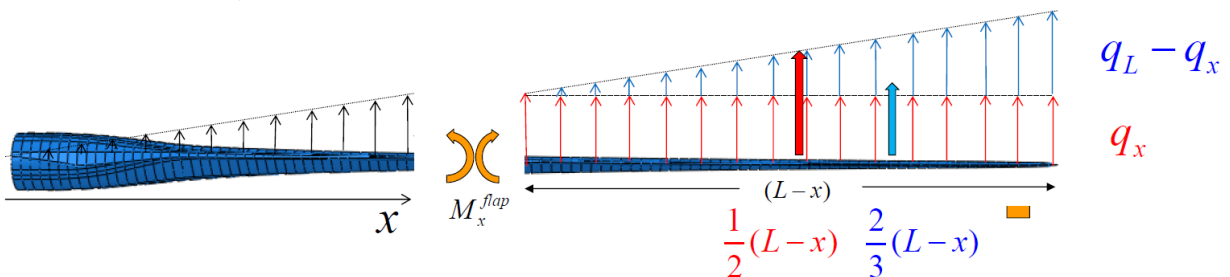


Figura 27: A carga distribuída e os esforços internos ao longo do comprimento da pá.

[Fonte: Mikkelsen, 2015]

$$M_x^{flap} = q_x^{flap}(L-x)\frac{(L-x)}{2} + \frac{q_L^{flap}-q_x^{flap}}{2}(L-x)\frac{2(L-x)}{3} \quad \text{Eq.33}$$

A primeira parcela na Eq.33 corresponde a carga distribuída uniformemente na figura 27 e a segunda parcela corresponde a carga com variação linear. Substituindo os valores de  $[q_x]$  e  $[q_L]$  dados na equação Eq.32 obtêm-se uma expressão simplificada para momento flector devido as forças aerodinâmicas num ponto arbitrário:

$$M_x^{flap} = \frac{4}{81}\rho_{air}V_r^2\pi(2L+x)(L-x)^2 \quad \text{Eq.34}$$

### 2.5.4.1. Cargas gravitacionais nas pás da turbina

As pás das turbinas eólicas apesar de maior parte das vezes serem feitas de matérias muito leves como matérias compósitos na base de vidro ou de fibras de carbono, devido as suas enormes dimensões o seu peso costuma chegar a toneladas (Mikkelsen, 2015). Ter enormes quantidades de materiais suspensas no ar origina algumas cargas gravitacionais ao longo das pás das turbinas, e essas cargas serão perpendiculares a direcção predominante do vento como ilustrado na figura abaixo.

Se assumirmos como pressuposto que a quantidade de material distribuído para cada unidade de comprimento da pá é constante então a carga gravitacional ao longo da pá será uniformemente distribuída e a intensidade deste carregamento será dado por:

$$W_x = \rho_{mat} \times A_{mat} \times g \quad \text{Eq.35}$$

Onde  $[\rho_{mat}]$  é a densidade do material,  $[A_{mat}]$  a quantidade do material e  $[g]$  a força de gravidade  $g = 10m/s^2$ . O momento flector ao longo de um certo comprimento será determinado pela seguinte expressão:

$$M_x^{edge} = \frac{1}{2}\rho_{mat}A_{mat}g(L-x)^2 \quad \text{Eq.36}$$

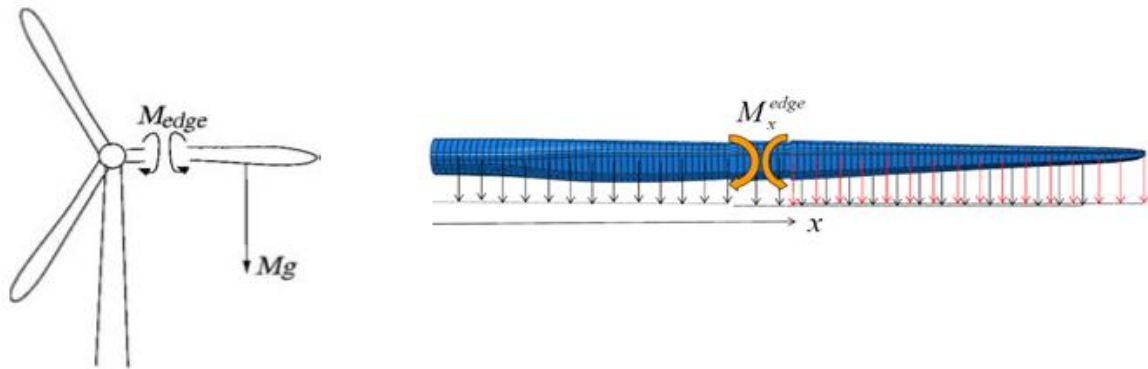


Figura 28: Cargas gravitacionais nas pás da turbina.

[Fonte: Mikkelsen, 2015]

## 2.5.5. Materiais e componentes de turbinas eólicas modernas

### 2.5.5.1. Componentes das turbinas eólicas modernas

- a) **TORRE:** É um item estrutural de grande porte e de elevada contribuição no custo inicial do sistema (Dutra, 2009). É a maior componente da turbina eólica e serve para dar sustentação ao restante do equipamento. Geralmente essas partes são feitas em formato cônico (de aço ou betão) ou na forma de treliças (aço galvanizado).
- b) **ROTOR:** O rotor é projectado para capturar a energia cinética do vento e convertê-la em energia mecânica, especificamente energia rotacional do eixo (Letcher, 2017). É composto pelas pás, geralmente três, e o cubo, que une as pás. Essa composição permite a obtenção da energia mecânica dos ventos através da rotação. Esta rotação é então transmitida através do eixo central, que por sua vez mantém contacto com a caixa de transmissão.
- c) **PÁS:** As pás desempenham um papel fundamental no rotor, sendo responsáveis por extrair a energia do vento e iniciar a rotação do rotor (Manwell *et al.*, 2009). Elas podem operar com base na força de sustentação ou com base na força de arrasto, sendo que as pás que operam com base na força de sustentação tendem a proporcionar maior

eficiência (Letcher, 2017). As pás de uma turbina são normalmente produzidas de materiais compósitos reforçados com fibras de vidro ou de fibras na base de carbono.

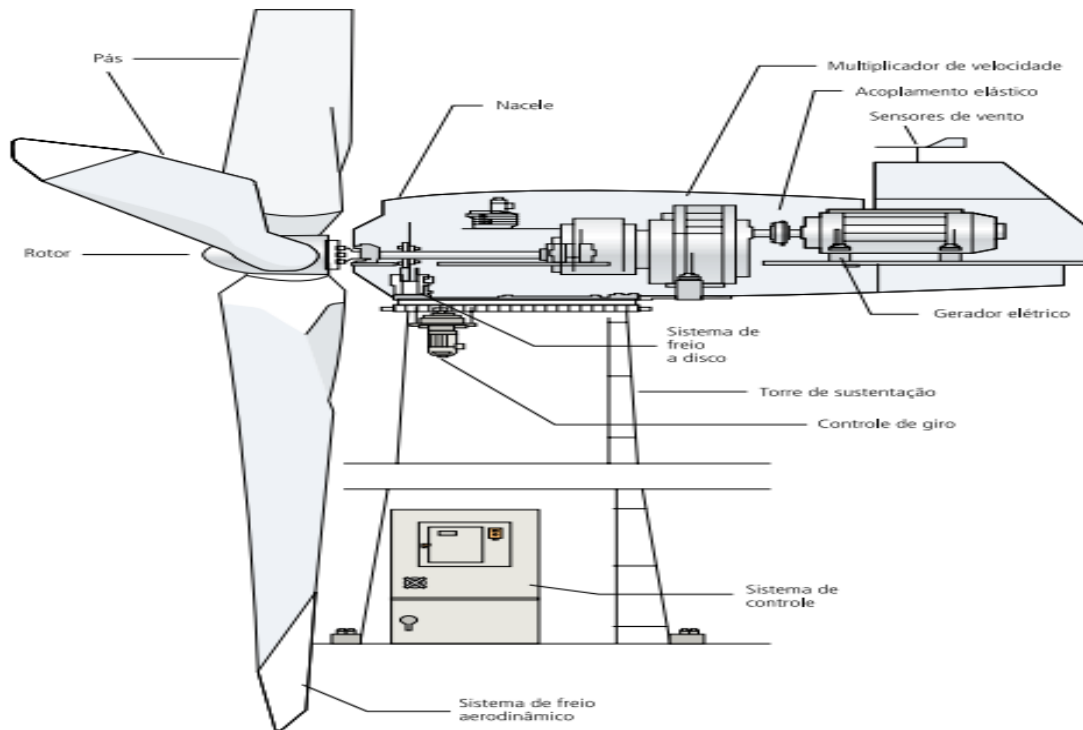


Figura 29: Componentes de turbinas eólicas modernas.

[[https://www.researchgate.net/figure/Figura-28-Componentes-basicos-de-um-gerador-eolico-convencional-de-eixo-horizontal\\_fig1\\_340900077](https://www.researchgate.net/figure/Figura-28-Componentes-basicos-de-um-gerador-eolico-convencional-de-eixo-horizontal_fig1_340900077)]

- d) **NACELE:** É a estrutura posicionada no topo da torre que abriga os principais componentes da turbina eólica, com excepção do rotor (Dutra, 2009). Além disso, desempenha um papel crucial na protecção desses elementos contra condições atmosféricas adversas (Manwell *et al.*, 2009). Esta estrutura funciona como uma estação central de operação e manutenção, onde os técnicos realizam ajustes e correcções necessárias no funcionamento da turbina (Mikkelsen, 2015).
- e) **CAIXAS DE TRANSMISSÃO:** Localizada dentro da Nacelle, a ideia da caixa de engrenagem é fazer a sincronia correcta entre a baixa velocidade da turbina e alta velocidade do gerador (Pinto, 2013). A velocidade angular dos rotores habitualmente

oscila de 20 a 150rpm enquanto os geradores operam em frequências rotações mais elevadas (1.800 ou 1.500rpm), tornando necessário a instalação de sistema de transmissão entre o eixo do rotor e do gerador (Manwell *et al.*, 2009).

- f) *GERADOR*: É a máquina responsável pela produção de energia eléctrica propriamente dita (Pinto, 2013). Localizado dentro da Nacelle é constituído por um rotor e um estator podem ser classificados como síncronos e assíncronos. A máquina síncrona possui velocidade de rotação fixa e sincronizada com a frequência de tensão da rede enquanto que configuração assíncrona também conhecidos como geradores de indução são caracterizados por possuir uma velocidade de rotação do rotor ligeiramente inferior a velocidade de rotação do campo magnético rotativo do estator (Pinto, 2013).
- g) *ANEMÓMETRO*: Esse equipamento é utilizado para fazer medições da velocidade média do vento no local. Para isso, ele fica posicionado na nacelle, a fim de captar com maior fidelidade os ventos que chegam até o rotor da turbina. Com seus dados, é possível gerar os gráficos da curva de potência das turbinas e realizar estudos de produção dos parques.
- h) *SENSOR DE DIREÇÃO*: Esse sensor fica junto do anemómetro e seu papel é determinar qual a direcção do vento. Ao enviar essas informações para o sistema de controle, acções podem ser tomadas, possibilitando que a Nacelle gire (através de um motor) e direcione o rotor para onde o vento está incidindo mais.

### 2.5.5.2. Materiais

Até aproximadamente 1915, o material usado na pá era a madeira com cobertura de tecido. Entretanto o uso da madeira apresentou alguns problemas como a fraca longevidade devido a decomposição bem como a manutenção necessária (Pinto, 2013). Estas pás foram eventualmente substituídas por pás de aço, o aço foi o material predominante das pás de grandes turbinas no início dos anos 1980, mas actualmente com o actual crescimento da altura de instalação e aumento do tamanho das pás não é uma alternativa realística. O uso do aço foi mais uma solução temporária para as primeiras grandes turbinas experimentais.

As fibras de vidro e de carbono são o novo estado da arte da tecnologia eólica, desenvolvimento de novos materiais reforçados tem dado novos impulsos a esta área ultimamente derivada directamente dos compostos reforçados de fibras de vidro desenvolvidos na construção de aeronaves. A ideia básica dos compósitos de fibras reforçados consiste em reforçar a resina sintética por meio da incorporação de fibras que possuem melhores propriedades de resistência em relação ao material base.

Subsistema ou Componente	Categoria de Material	Subcategoria de Material
Pás	Compósitos	Fibras de vidro, fibras de carbono, laminados de madeira, resinas de poliéster, epóxis
Cubo	Aço	
Caixa de Engrenagens	Aço	Várias ligas, lubrificantes
Gerador	Aço, Cobre	Ímãs permanentes de terras raras
Equipamento Mecânico	Aço	
Cobertura da Nacelle	Compósitos	Fibra de vidro
Torre	Aço	
Fundação	Aço, Betão	
Sistema Eléctrico e de Controle	Cobre	Silício, Base composta

Tabela 1: Principais materiais usados nas turbinas modernas.

[Adaptado de: Pinto,2013]

## 2.6. OS CUSTOS DA ENERGIA EÓLICA

Um impulsionador do crescimento nos investimentos em energia eólica é a redução no custo da electricidade gerada por meio do vento. O custo de geração de electricidade a partir de sistemas eólicos em grande escala diminuiu em mais de 80%. Quando os parques eólicos em larga escala foram inicialmente estabelecidos no início dos anos 1980, a energia eólica custava até  $\$0.30(kWh)^{-1}$  (30 centavos por quilowatt-hora). Novas instalações em locais mais favoráveis podem gerar electricidade por menos de  $\$0.05(kWh)^{-1}$ , o que é competitivo em relação a outras fontes de energia. Os preços dos combustíveis fósseis como o petróleo, o carvão e o gás natural, estão a ajudar a tornar a geração de energia eólica competitiva. Mesmo onde a energia eólica ainda não é capaz de competir frontalmente com fontes de energia mais baratas em alguns locais, está chegando perto (Letcher, 2017).

O custo do capital de um projecto de energia eólica é dominado pelo custo da turbina eólica em si. Uma turbina eólica instalada na Europa tem um custo total de investimento de cerca de \$1730/kw de capacidade eólica instalada e varia significativamente de país para país. A energia eólica encontra-se entre as fontes mais baratas de energia renovável, O custo da produção da electricidade usando vento é comparável a produção de electricidade na base de combustível fóssil. Na maioria dos casos, o custo é menor ou aproximadamente o mesmo se levarmos em conta o custo da emissão de gases de efeito estufa (Pinto, 2013).

O investimento contínuo dependerá de se os preços de energia de outras fontes permanecerão altos. Os desenvolvedores de instalações de energia eólica estão considerando um período de investimento de 20 anos. Se os preços do gás natural caírem durante esse período, um projecto que é lucrativo agora pode se tornar não competitivo alguns anos no futuro.

A Tabela 2. compara os componentes de custos de empreendimentos eólicos a outras formas de geração de electricidade. O custo de capital (CAPEX) e o custo de operação e manutenção(O&M) para projectos eólicos *onshore* são comparáveis aos custos dos projectos de usinas a carvão.

Tecnologia	Custo de instalação (Euro/kW)	Preço do Combustível (Euro/MWh)	Custo com O&M (Euro/kW)
Gás	635-875	EUA: 16	19-30
		União Europeia: 27	
Carvão	1300-2325	EUA: 12	30-60
		União Europeia: 18	
Nuclear	1950-3400	3,6-5,5	80-96
Eólica <i>onshore</i>	1300-1500	N/D	33-50
Eólica <i>Offshore</i>	3000	N/D	70

Tabela 2: Comparação dos diferentes custos para diferentes fontes de geração.

[Fonte: Pinto: 2013]

## 2.7. INDICADORES DE VIABILIDADE ECONÓMICA

### 2.7.1. Tempo de recuperação de capital investido

O período de recuperação de capital investido (*Pay-back Period*) é o período de tempo, expresso em número de anos de exploração, necessário para que o investimento realizado seja totalmente recuperado (Cebola, 2011). O cálculo do *payback* compara receitas com custos e determina o tempo necessário para recuperar um investimento inicial. O período de *payback* (em anos) é igual ao custo de capital total do sistema eólico dividido pela média anual do retorno proveniente da energia produzida (Burton, 2001).

De acordo com Heysel e Fillion (2014), *Payback* pode ser definido como a medida de tempo que o projecto demora para recuperar seu capital investido, o esperado é um prazo curto de retorno. Projectos que têm menores prazos de recuperação são mais flexíveis para a empresa, porque poderão ter mais cedo recursos para outros investimentos (Horngren *et al.*, 1997). Considerando a duração do tempo do investimento, o investidor estipula o tempo máximo para recuperar o capital investido, e isso será uma base para a análise de viabilidade do projecto (Bordeaux-Rêgo *et al.*, 2013). Segundo Lima *et al.* (2013) *Payback* Simples é considerado fácil de compreender, ou seja, seu cálculo é simples, porém, apresenta algumas desvantagens sendo elas: não leva em consideração o valor de capitais e preço do dinheiro no tempo; não leva em conta todos os fluxos de caixa e não depende dos fluxos de caixa depois do *Payback*. Este indicador económico de viabilidade pode ser determinado pela seguinte expressão:

$$Payback\ Simples = \frac{Investimento\ Inicial}{Receita\ anual - custos} \quad Eq.37$$

Para um projecto eólico esta fórmula é ajustada da seguinte forma:

$$PS = \frac{C_0}{AAR} \quad Eq.37.1$$

Onde

[ *PS* ]: é o tempo de retorno simples, [ *C<sub>0</sub>* ] corresponde ao investimento inicial para instalação, e [ *AAR* ] é a média anual de retorno, que pode posteriormente ser expressa por:



$$AAR = E_a \times P_e \quad \text{Eq.37.2}$$

Onde: [  $E_a$  ] representa a quantidade de energia produzida anualmente ( $kWh/ano$ ) e [  $P_e$  ] é o preço obtido pela electricidade ( $USD/kWh$ ).

### 2.7.2. Valor presente líquido (VPL)

O valor presente líquido (*Net Present Value*) de um determinado parâmetro é geralmente usado como uma medida de rentabilidade económica (Manwell *et al.*, 2009). É uma medida financeira utilizada para avaliar a viabilidade de um investimento ou projecto e representa a diferença entre os valores presentes dos fluxos de caixa recebidos e os fluxos de caixa desembolsados ao longo do tempo. Esses fluxos de caixa são descontados para o presente usando uma taxa de desconto, que leva em consideração o custo de oportunidade do capital investido.

Se o valor *VPL* for positivo, o projecto possui uma taxa de retorno real que é maior do que a taxa de juros real ( $r$ ). Se o valor presente líquido for negativo, o projecto tem uma taxa de retorno insustentável (Letcher, 2017).

$$VPL = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+i)^t} - C_0 \quad \text{Eq.38}$$

Onde:

[ *VPL* ]: é o Valor presente líquido;

[ *T* ]: é o último período em que há fluxo de caixa;

[  $CF_t$  ]: é o fluxo de caixa no período  $t$ ;

[  $i$  ]: é a taxa de descontos (Geralmente a taxa de custo de capital ou de oportunidade);

[  $C_0$  ]: é o investimento inicial no período  $t=0$ ;

O fundamento da técnica consiste em estimar os fluxos de caixa futuros esperados ao longo do tempo de vida útil do projecto, e em seguida aplicar um procedimento básico de fluxos de caixa descontados para estimar o valor presente desses fluxos de caixa. Posteriormente, o *VPL* é estimado como sendo a diferença entre o valor presente dos fluxos de caixa futuros e o custo inicial do investimento.

### 2.7.3. Custo nivelado de energia

O Custo Nivelado de Electricidade (LCOE) na produção de energia eléctrica pode ser definido como o valor presente do preço da energia eléctrica produzida (geralmente expresso em centavos por quilowatt-hora), considerando a vida económica da planta e os custos incorridos na construção, operação e manutenção, bem como os custos de combustível (Letcher, 2017). É uma forma de medir o custo médio de produção de energia ao longo da vida útil de um projecto de geração de energia. Este indicador financeiro leva em conta todos os custos envolvidos na construção, operação e manutenção das usinas, bem como a quantidade de energia gerada e é usado para comparar diferentes fontes de energia e avaliar a viabilidade económica de projectos de energia (Cronin, 2016).

O LCOE é calculado dividindo o custo total do projecto pela energia total gerada ao longo do tempo. O custo total do projecto inclui o investimento inicial, os custos operacionais e de manutenção, o custo do combustível (se houver) e o custo de decomissionamento (Bortoni *et al.*, 2022). A energia total gerada depende da capacidade instalada, do factor de capacidade e do tempo de vida útil do projecto. O LCOE também considera uma taxa de desconto, que representa o custo de oportunidade do capital investido e os riscos associados ao projecto. A taxa de desconto ( $i$ ) é escolhida em função do custo e da origem do capital disponível, considerando um equilíbrio entre financiamento de capital e dívida e uma estimativa dos riscos financeiros acarretados pelo projecto. A fórmula do Custo Nivelado de Electricidade (LCOE) é usada para calcular o custo médio por unidade de electricidade gerada ao longo da vida útil de um projecto. A fórmula básica é:

$$LCOE = \frac{\text{Custo Total do Projecto}}{\text{Total de Energia Gerada ao Longo da Vida Util}} \quad \text{Eq.39}$$

Esta fórmula pode ser mais detalhada da seguinte forma:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E}{(1+i)^t}} \quad \text{Eq.40}$$

Onde:

[  $I_t$  ]: são os gastos de investimento no ano t;

[  $M_t$  ]: são os gastos de O&M no ano t;

[  $F_t$  ]: são os gastos de combustível (Se aplicável) no ano t;

[  $i$  ]: é a taxa de desconto;

[  $n$  ]: é a vida útil esperada do sistema;

[  $E$  ]: é a energia gerada no ano t;

## 2.8. MECANISMOS DE APOIO A RECEITAS

Na investigação da receita proveniente da produção de energia eólica, o foco recai sobre a componente essencial: o preço. No contexto da geração eléctrica a partir de turbinas eólicas, a energia torna-se uma mercadoria, sujeita às dinâmicas de mercado. Assim como qualquer outro bem, ela pode ser transaccionada, o que implica uma variabilidade significativa em seu valor (Cronin, 2016). A determinação do preço desta energia eólica abrange uma ampla gama, desde os custos reais de produção até os valores que os agentes do mercado estão dispostos a pagar. A operação de parques eólicos possibilita a participação nesse mercado de electricidade, entretanto, o desafio emerge na natureza variável do preço associado à energia gerada. Em muitos países, o apoio ao investimento em energias renováveis é uma prioridade, fundamentada na redução das emissões de CO<sub>2</sub> e na diminuição da dependência de combustíveis fósseis. Politicamente, o apoio a tais investimentos é considerado uma estratégia benéfica (Manwell *et al.*, 2009).

A implementação mais comum dessa política é observada na aplicação de diferentes tipos de tarifas sobre o preço da electricidade. A nível global, existem quatro principais esquemas comerciais que foram projectados e implementados para a geração e implementação de energias renováveis (Ghazali *et al.*, 2020), Tarifa de alimentação ou isenção (*Feed in tariff*), Tarifa de preço adicional (*Price Premium tariff*), Licitação (*tendering*) e certificados verdes.

### **2.8.1. Feed in Tariff (FiT)**

O FiT é um sistema simples que oferece aos investidores um suporte garantido para cada Kilowatt hora ou Megawatt hora de electricidade injectada na rede. Essa abordagem proporciona uma certa previsibilidade de receitas, permitindo que os investidores realizem cálculos económicos com segurança, embora o desafio esteja em definir adequadamente esse nível de suporte (Cronin, 2016). A Comissão Europeia reconheceu esse esquema como a medida mais eficaz e eficiente para apoiar a geração de ER tendo sido implementado em muitos países (*European Commission, 2016*). Até o final de 2015, aproximadamente 110 países adoptaram o sistema de Tarifa de Alimentação (FiT) (*Renewables 2016 Global Status Report, 2016*).

### **2.8.2. Price premium tariff**

As tarifas Price Premium são mecanismos destinados a aumentar as receitas de produtores de pequena escala e promover práticas de energia sustentável (Kotchen *et al.*, 2007). Neste sistema a electricidade é vendida no mercado a preços variáveis, mas com um suporte fixo garantido. Isso cria uma exposição moderada às flutuações do mercado, proporcionando, ao mesmo tempo, uma camada de segurança para os operadores e investidores (Cronin, 2016). A capacidade de concentrar esforços nos períodos de preços mais elevados é uma vantagem estratégica desse método. Essa política é comum na Espanha, na França usinas eólicas *onshore* com capacidade de até 3MW têm direito à tarifa premium, na Finlândia o limite é de 750kW sendo que plantas com capacidade superior devem participar do procedimento de licitação (*European Commission, 2023*).

### **2.8.3. Licitação (*tendering*)**

O processo de "*tendering*" (licitação) introduz uma dinâmica competitiva, onde desenvolvedores individuais apresentam propostas para projectos específicos, especificando a remuneração necessária para tornar o projecto viável. Uma autoridade avalia as propostas com base em critérios diversos, podendo incluir o preço, antes de conceder o contracto ao desenvolvedor seleccionado. Essa abordagem, semelhante à tarifa de alimentação, mas destaca-se pela competição inicial.

### 2.8.4 Certificados verdes

O sistema TGC como mecanismo económico é introduzido para fornecer electricidade a partir de ER com menor custo para o governo. Neste sistema, qualquer entidade da cadeia de fornecimento de electricidade pode exigir uma certa participação na produção ou consumo de electricidade proveniente de ER (Anue *et al*, 2010). Este sistema abrange o fornecedor, transmissor, distribuidor, retalhista e consumidor de electricidade (excepto os produtores de electricidade verde).

Os produtores de energia renovável recebem certificados verdes proporcionais à sua produção, e os consumidores de energia eléctrica são obrigados a adquirir uma quantidade específica desses certificados ao comprar electricidade (Wang *et al*. 2019). A negociação de certificados verdes contribui para aumentar a presença de energia renovável no mercado de energia e reduzir a produção de energia tradicional baseada em combustíveis fósseis (Ghaffari & Hafezalkotob, 2018). Esse mercado de compra e venda de certificados introduz uma dinâmica complexa, tornando-o menos popular em comparação com outros métodos.

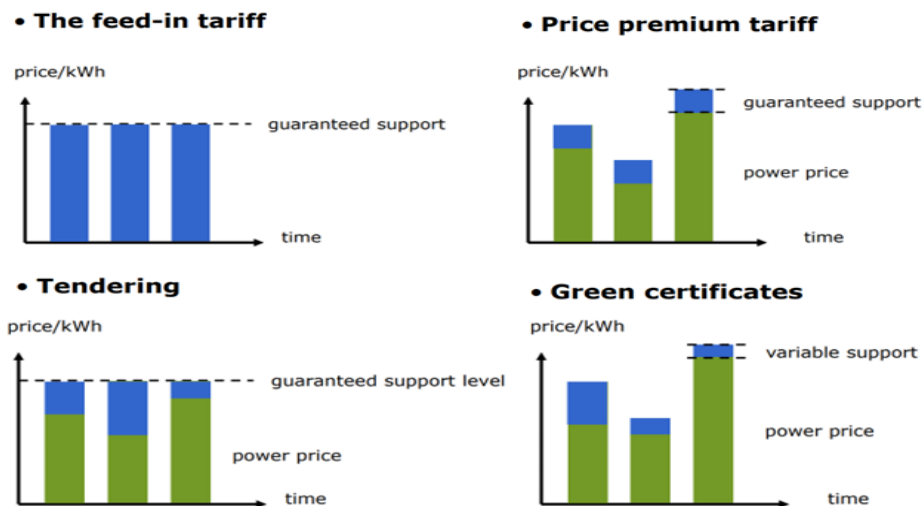


Figura 30: Representação dos mecanismos de apoio as receitas

[Fonte: Cronin, 2016]

### CAPÍTULO III – CONTEXTUALIZAÇÃO DA INVESTIGAÇÃO

A escolha criteriosa do local para a implantação de uma unidade produtiva, como um parque eólico, é fundamental para garantir o sucesso do empreendimento. Tal decisão deve considerar diversos factores, desde aspectos técnicos até considerações ambientais e socioeconómicas (Cebola, 2011). No caso específico do sul de Moçambique, na província de Maputo, a optimização do recurso eólico emerge como o critério primordial para a selecção das áreas de estudo.

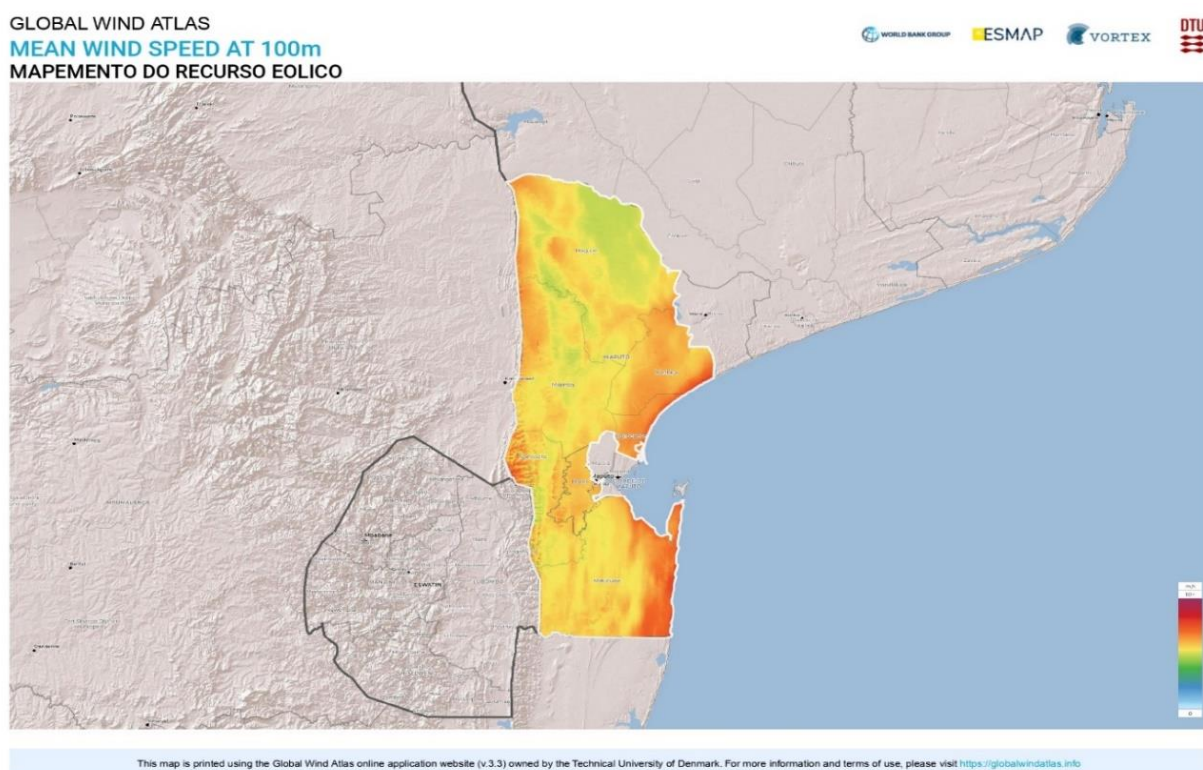


Figura 31: Mapa do recurso eólico da província de Maputo.

[Fonte: Global wind Atlas]

Foram delimitadas três áreas potenciais para o estabelecimento do parque eólico, abrangendo aproximadamente 50km<sup>2</sup> cada. Estas áreas foram escolhidas estrategicamente, evitando regiões densamente povoadas e áreas protegidas, como parques e reservas naturais. As localidades seleccionadas incluem o distrito de Namaacha, situado a cerca de 76km a oeste da capital Maputo, o distrito de Matutine, ao sul da província

de Maputo, nas proximidades da Lagoa Piti entre a Ponta Gala e a Ponta Dombela, e a localidade de Calanga, no distrito de Manhiça, a aproximadamente 80km da província de Maputo.

Essas áreas foram escolhidas com base em sua adequação ao critério de otimização do recurso eólico, conforme evidenciado pelos dados apresentados no Mapa do Recurso Eólico para a Província de Maputo (Figura 31), a uma altitude de 100 metros. A análise desses dados revela que as áreas seleccionadas apresentam velocidades médias anuais de vento favoráveis, com densidades de potência eólica que indicam um alto potencial para a geração de energia.

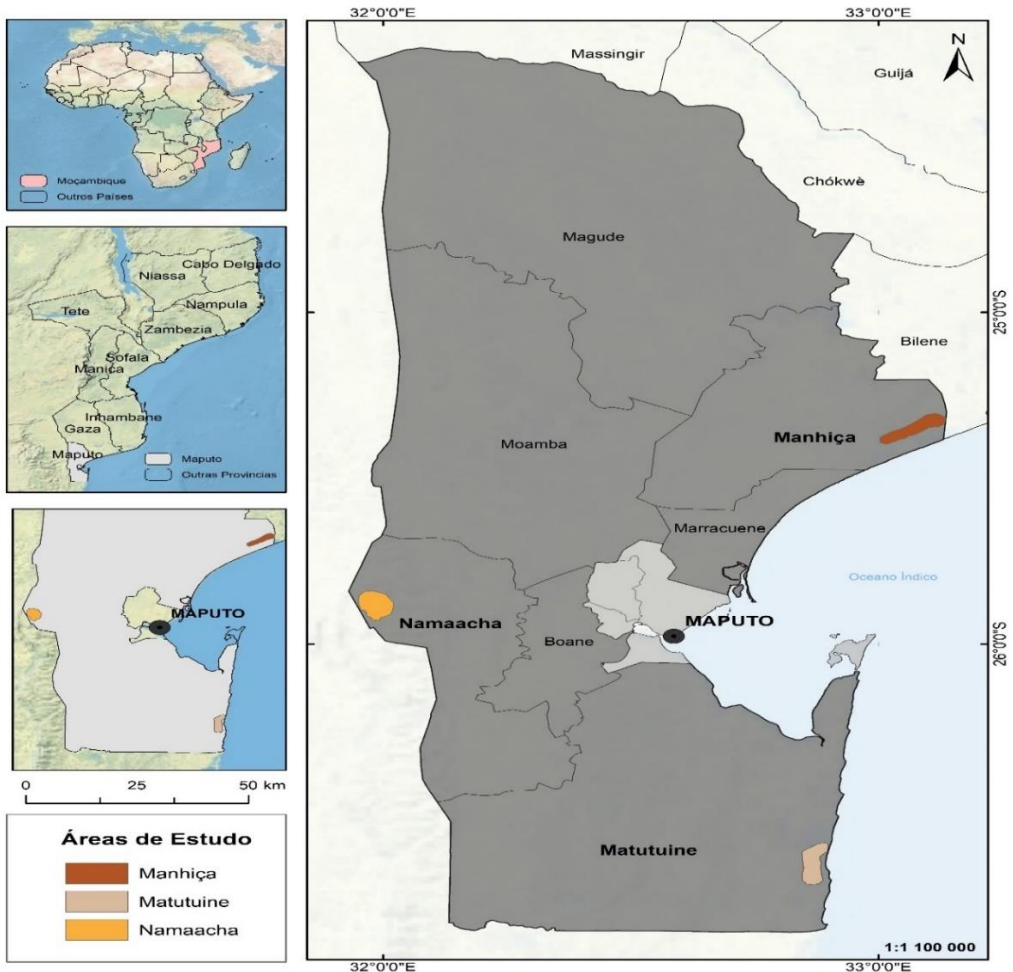


Figura 32: Mapa de localização das áreas de estudo

[Fonte: O Autor]

A seguir, são apresentadas as características específicas de cada área de estudo, incluindo a área em quilómetros quadrados, coordenadas geográficas (latitude e longitude), velocidade média anual do vento a 100 metros de altitude, densidade de potência, altitude e pressão atmosférica.

	Unidades	Namaacha	Matuine	Manhiça
Área	$km^2$	50,36	50,26	50,81
Latitude	°	-25.884241	-26.6623	-25.351436
Longitude	°	31.985716	32.872209	33.069149
Velocidade média anual a 100m	$m/s$	7,46	7,66	7,08
Densidade de potência	$W/m^2$	412	437	403
Altitude	$m$	563	10	40
Pressão atmosférica	kPa	98,6	100,5	100,4

Tabela 3: Principais características das áreas seleccionadas.



## CAPÍTULO IV – METODOLOGIA

A metodologia adoptada neste estudo foi desenvolvida em três etapas fundamentais, cada uma destinada a analisar aspectos críticos relacionados à viabilidade e implementação do parque eólico proposto.

### 1. Análise das Características Temporais do Vento:

- Nesta fase, uma análise das características temporais do vento nas áreas de estudo será conduzida. A partir de dados obtidos da base de dados do Global Wind Atlas as variações interanuais, anuais, e diurnas na velocidade do vento serão estudadas.

### 2. Análise da Superfície e Condições do Terreno:

- A partir de um Modelo Digital de Elevação, será analisada a topografia e o comprimento característico de rugosidade das áreas de estudo.

### 3. Avaliação do Desempenho das Turbinas:

- Com recurso ao software RETScreen Expert serão seleccionadas 3 turbinas e determinados os factores de capacidade, a energia gerada por cada turbina e a quantidade de energia máxima exportável em cada área de estudo.

#### 4.1. Análise das características temporais do vento local

Seguindo as práticas convencionais, as variações da velocidade do vento em uma dada região podem ser divididas nas seguintes categorias (Manwell *et al.*, 2009):

- Interanual;
- Anual;
- Diurno ou diário;
- Curto prazo (Rajadas e turbulência);

##### 4.1.1. Variação interanual do vento

As variações interanuais na velocidade do vento ocorrem ao longo de escalas de tempo superiores a um ano e podem ter um grande efeito na produção de turbinas eólicas a longo prazo. Prever a variabilidade da velocidade do vento ao longo dos anos é importante para fazer previsões financeiras robustas e otimizar a produção de energia

eólica (Schlögl, 2023). Os meteorologistas geralmente concluem que são necessários 30 anos de dados para determinar a longo prazo valores de tempo ou clima e que leva pelo menos cinco anos para chegar a uma média confiável velocidade anual do vento num determinado local (Sathe, 2016). No entanto, podem ser úteis registos de dados mais curtos.

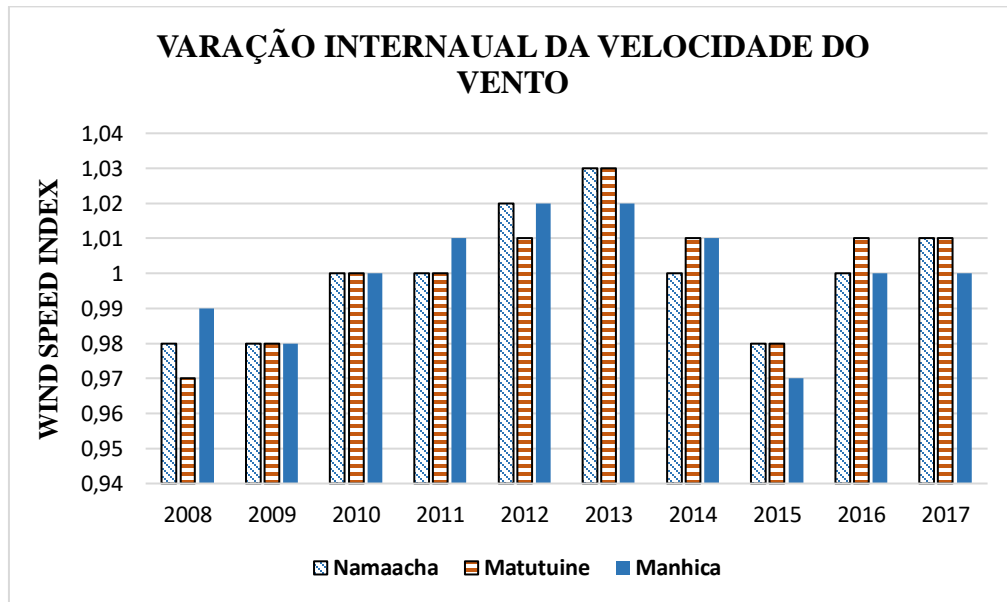


Figura 33: Variação interanual do vento (2008 - 2017).

[Fonte: Autor]

O gráfico representa a variação da velocidade média anual no período de 2008 a 2017. A dispersão foi avaliada calculando o desvio padrão para cada local. A análise sugere que Manhica é a área mais estável em termos de variação percentual da velocidade do vento em relação à média durante o período de estudo, exibindo o menor desvio padrão aproximado de 0,0436 entre as três áreas. Namaacha e Matutuine apresentaram, respectivamente, desvios padrões de 0,1328 e 0,1042.

#### 4.1.2. Variação anual do vento

A análise da variação anual da velocidade do vento nas áreas de estudo revela tendências comuns e distintas ao longo dos meses. Notavelmente, todas as três áreas exibem um aumento significativo na velocidade do vento durante o mês de Setembro, sugerindo uma possível correlação com mudanças nas condições atmosféricas associadas à transição

entre Inverno e Verão considerado que o gradiente de temperatura representa uma das principais causas do vento. Nesse mês Namaacha apresenta os valores para a velocidade do vento mais altos com uma média acima dos 9 m/s, entretanto apresenta o maior desvio padrão mensal no valor de 0,721 tornando a região de maior turbulência. Manhica é a região mais estável com um desvio padrão mensal de 0,510 seguido de Matutuine com 0,620.

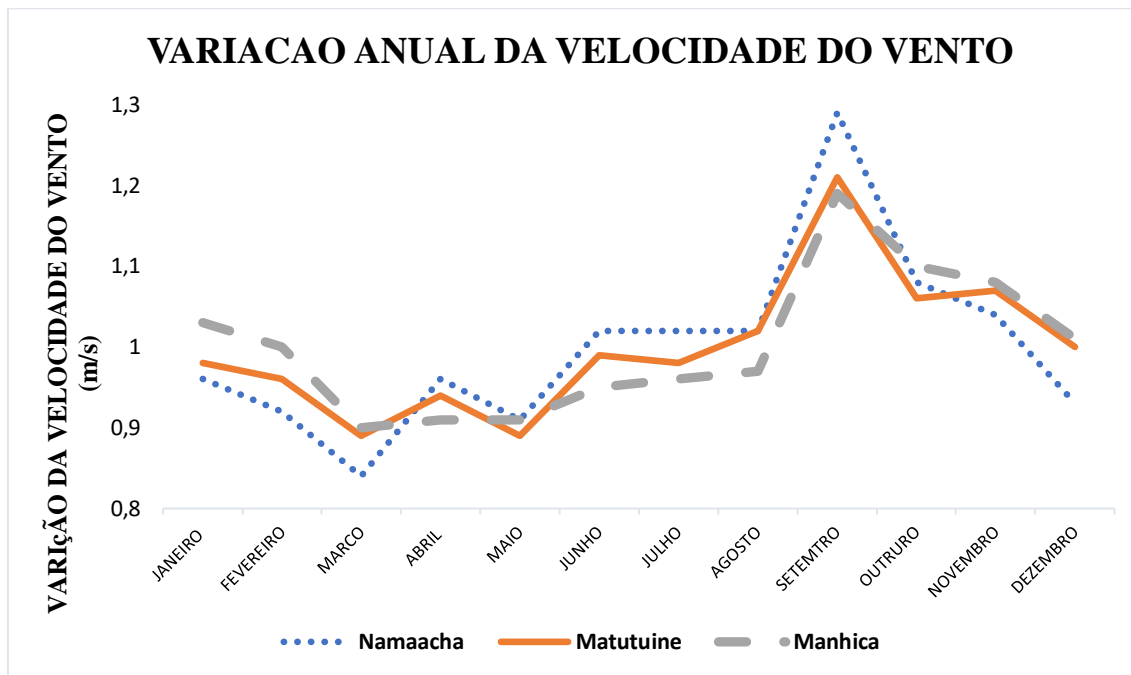


Figura 34: Variação anual da velocidade do vento.

[Fonte: Autor]

#### 4.1.3. Variação diurna do vento

A variação diurna do vento refere-se às mudanças nas velocidades e direcções do vento que ocorrem ao longo do ciclo diário, ou seja, durante um período de 24 horas. Ao longo da costa de Moçambique a variação diurna é intrinsecamente ligada aos ciclos de aquecimento e resfriamento da terra, originados pela influência directa da radiação solar. Esta dinâmica climática é particularmente evidente em zonas como no caso de Manhica e Matutuine.

Durante o dia, a velocidade do vento nas praias tende a aumentar à medida que o calor solar aquece a superfície terrestre e o ar adjacente à costa. Esse aquecimento cria uma disparidade de pressão entre a terra e o mar, desencadeando o fenómeno conhecido como

brisa marítima. Essa brisa sopra do oceano em direcção à costa e atinge sua intensidade máxima no final do dia e no início da noite (Bié, 2017), quando o calor atinge seu auge. Para zonas de altitude elevada a velocidade do vento é influenciada por factores como o equilíbrio radioactivo local, as condições sinópticas e pelos ciclos diurnos. Estudos demonstram que existe uma variação diurna na velocidade do vento, com velocidades mais baixas durante o dia e velocidades mais altas durante a noite (Jacques-Coper *et al.*, 2017) (Kantor e Cole, 1981). As velocidades médias do vento ao longo do dia são ilustradas na Figura 35.

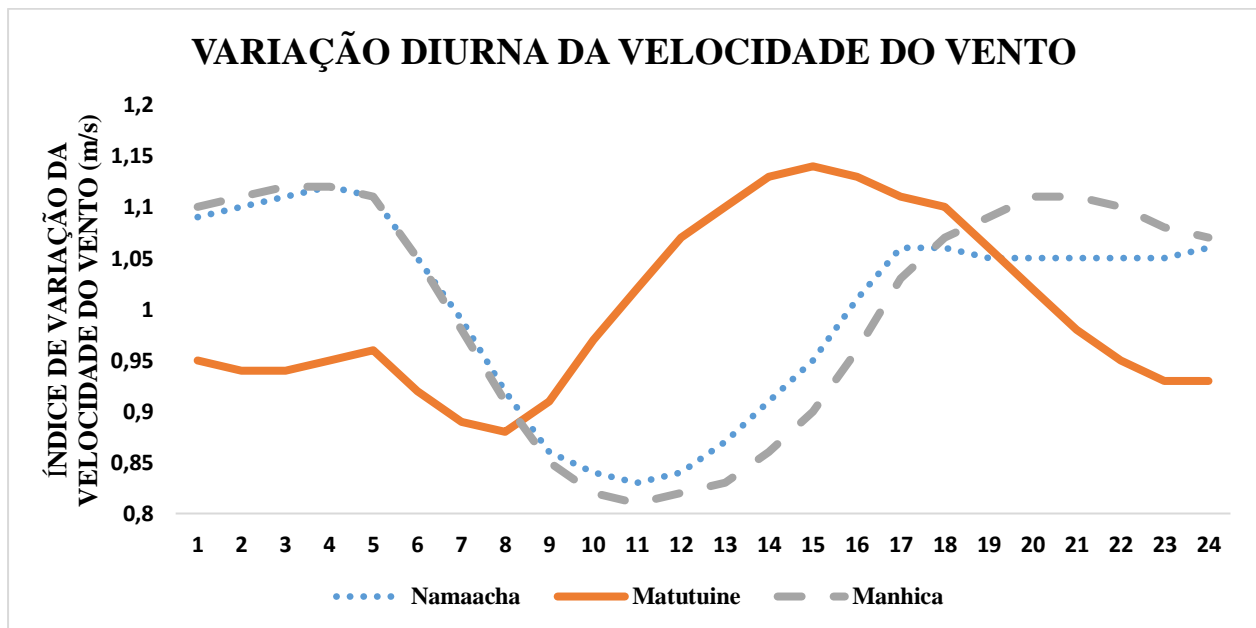


Figura 35: Variação diurna do vento

[Fonte: Autor]

## 4.2. Análise da superfície e condições do terreno

A rugosidade da superfície tem um impacto significativo na produção de energia eólica, afectando o desempenho do aerofólio e pode resultar em uma perda no rendimento energético das turbinas eólicas (Jack *et al.*, 2022). Determinar o parâmetro de rugosidade da superfície é crucial para a instalação de parques de energia eólica, e técnicas de processamento de imagem digital podem oferecer um método eficaz e económico para sua determinação (Ümit e Turhal, 2020). Na Figura:36 está representada a distribuição da velocidade do vento ao longo do terreno e a variação do comprimento característico de

rugosidade. As áreas mais escuras representam valores mais elevados de comprimento de rugosidade.

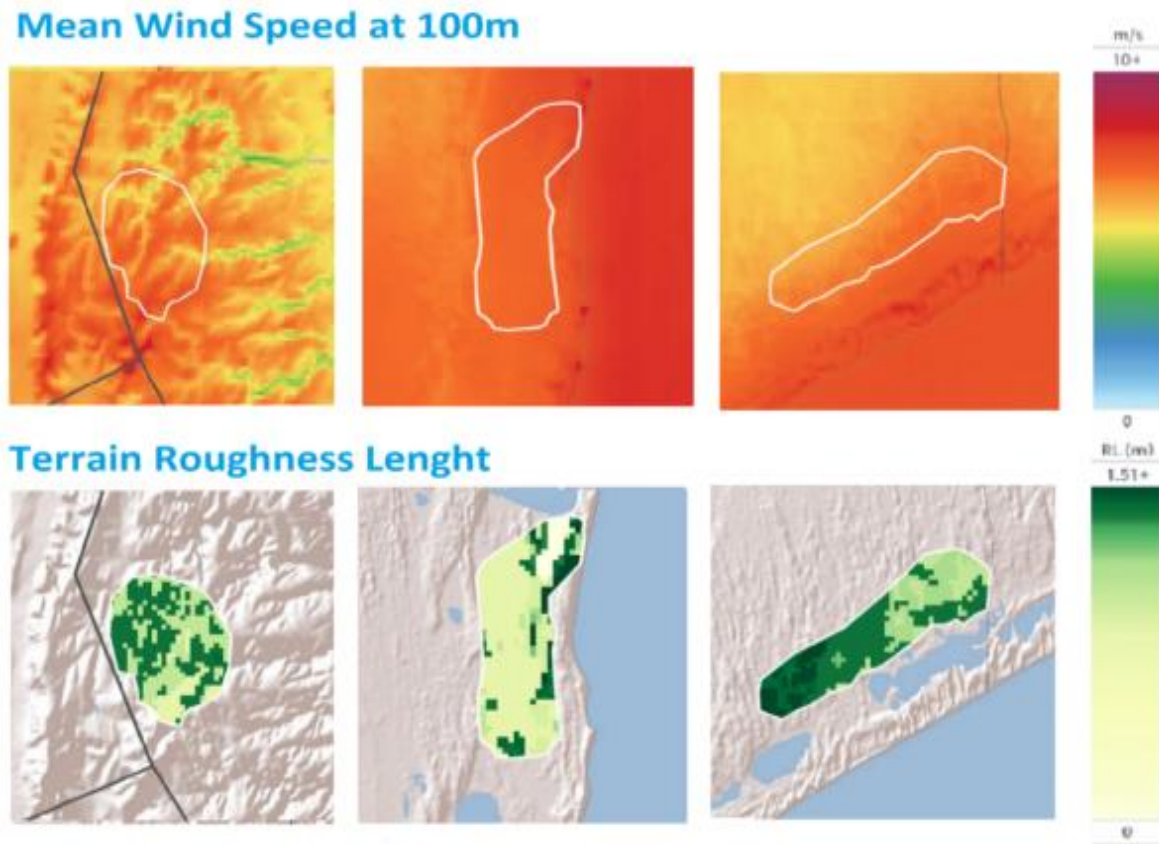


Figura 36: Distribuição da velocidade do vento, Comprimento característico de rugosidade ao longo das áreas de estudo (Namaacha, Matutuine e Manhiça, respectivamente).

[Adaptado de: global wind Atlas]

Uma análise mais detalhada das condições do terreno pode ser conduzida a partir de um modelo digital de elevação (MDE). O MDE é uma representação digital da superfície terrestre, fornecendo informações topográficas sobre uma determinada região. Os MDEs são essenciais para várias aplicações em geodesia, engenharia e sensoriamento remoto, são utilizados para examinar a hipsometria (variação da altitude) e a inclinação ao longo de uma superfície. Os MDEs oferecem uma representação tridimensional do terreno de forma discreta, permitindo a análise de aplicações hidrológicas e de pesquisa relacionadas às características do terreno (Lyu *et al.*, 2018). A figura 37 representa a o MDE das áreas de estudo obtido a partir do software ArcGIS 10.8.

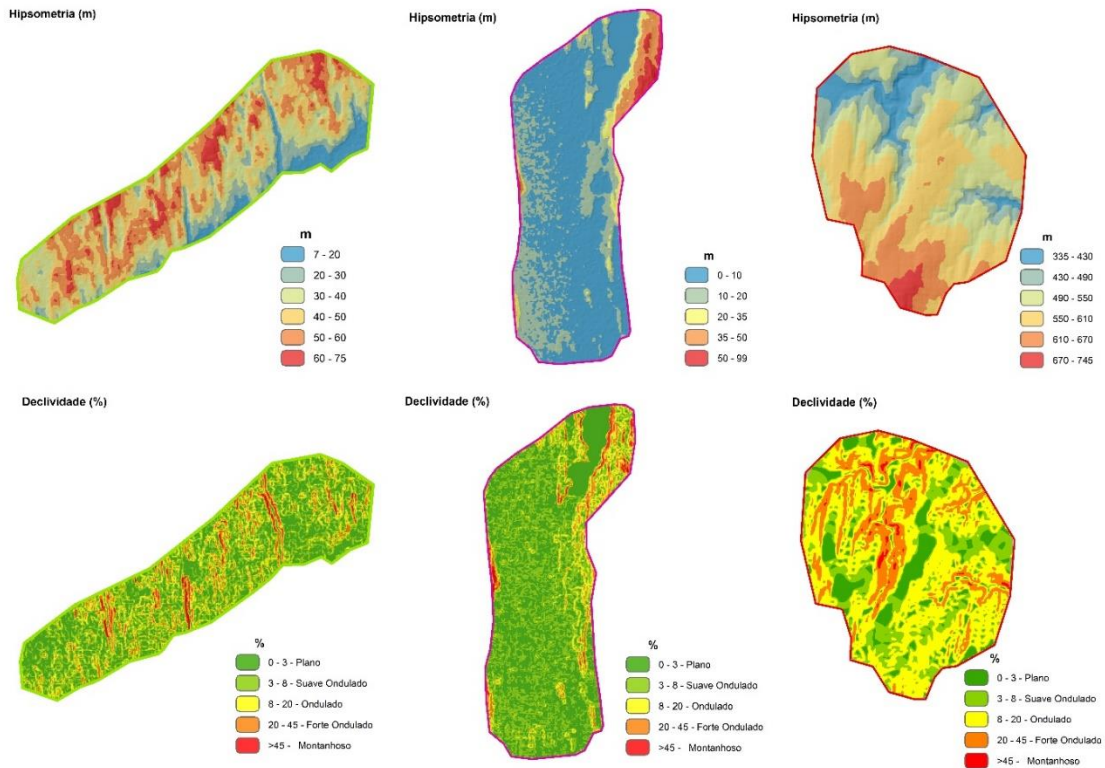


Figura 37: Hipsometria e declividade para Manhica, Matutuine e Namaacha respectivamente.

[Fonte: Autor]

**Manhica:** apresenta cotas entre 7-75m, representada maioritariamente pelas cotas variando de 30-60m, perfazendo um total de 65% da cobertura da área de estudo, e esses terrenos são classificados como planos e suavemente ondulados.

**Matutuine:** apresenta altitudes variando de 0 a 99 metros, caracterizando-se por terrenos predominantemente planos. É uma superfície de topografia suave ou simplesmente horizontal, onde as variações de elevação são muito pequenas, cerca 82% de toda a área é classificada como plana e suavemente ondulada sendo maioritariamente plana.

**Namaacha:** apresenta cotas altimétricas mais acentuadas entre 335-750m, com um relevo indo de suavemente ondulado a fortemente ondulado, caracterizado pela presença de morros, colinas e montes encobrendo cerca de 90% de toda área de estudo. Os valores gerados na análise topográfica são apresentados nos Anexos 12,13 e 14.

### 4.3. Análise do desempenho das turbinas

Três modelos de turbinas eólicas da base de dados do RETscreen Expert com potências nominais variando de 3MW a 5MW, foram escolhidos de diferentes fabricantes para simular seu desempenho em cada umas das áreas pré-seleccionadas. As especificações das turbinas eólicas seleccionadas estão apresentadas na Tabela 4.

TURBINAS SELECCIONADAS				
Fabricante	SEIMENS	Furhleader	RePOWER	Unidades
Modelo	SWT3.6-107-80	FL3000-100m	5M-100m	-
Capacidade	3	3	5	MW
Número de Turbinas	20	20	12	-
Altura	80	100	100	m
Diâmetro	107	120,6	126	m
Área	8.992,02	11.423,00	12.469,00	m <sup>2</sup>

Tabela 4: Características técnicas das turbinas eólicas seleccionadas

As curvas de potência das turbinas eólicas são mostradas na Figura 38

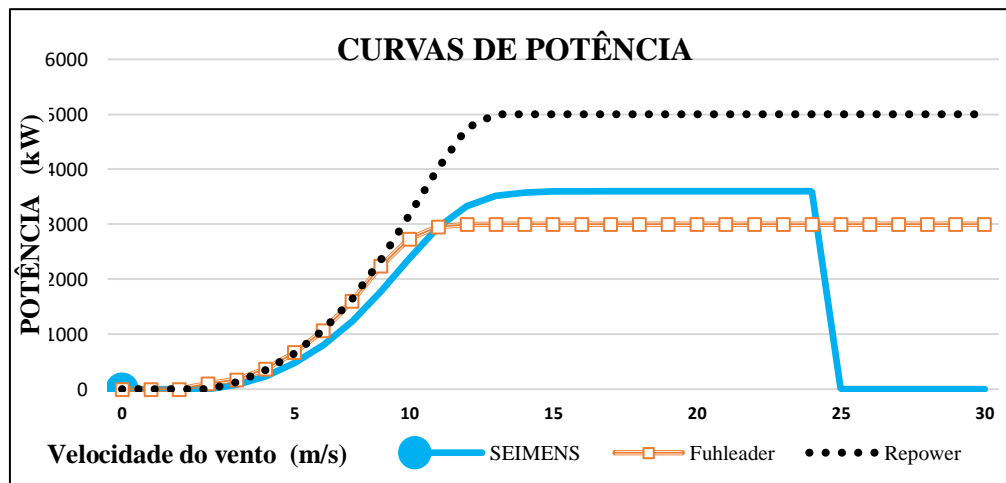


Figura 38: Curvas de Potência [Adaptado de: RETscreen Expert].

Essas turbinas eólicas seleccionadas são projectadas para operar em alturas de cubo diferentes. Neste estudo, o desempenho das turbinas é testado em duas alturas, 80 metros

e 100 metros. Todos os dados de variação da velocidade apresentados posteriormente são para uma altura de 100 metros, para a turbina de 80 metros a velocidade de operação varia para cada local em função do coeficiente de cisalhamento que toma em conta as condições do terreno, calculado pela expressão seguinte:

$$\alpha = \frac{\ln(V_2) - \ln(V_1)}{\ln(Z_2) - \ln(Z_1)} \quad \text{Eq.41}$$

Onde  $V_1$  é a velocidade à altura  $Z_1$ ,  $V_2$  é a velocidade à altura  $Z_2$ , e  $\alpha$  é o coeficiente vertical de cisalhamento. Determinado o coeficiente de cisalhamento, para a altura de 80m verifica-se uma redução da velocidade média do vento em cerca de 15.82, 13.71 e 12.73% para Namaacha, Manhiça e Matutuine respectivamente.

LOCAL	Alt(m)	Meses												Parâmetros	
		JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	$\alpha$	$\sigma$
NAM	50	6,51	6,18	5,53	6,18	5,79	6,44	6,31	6,58	8,20	7,03	7,03	6,31	0,20	0,79
	100	7,46	7,09	6,34	7,09	6,64	7,39	7,24	7,53	9,40	8,06	8,06	7,24		
MAT	50	6,48	6,35	5,88	6,21	5,88	6,54	6,48	6,68	8,00	7,01	7,14	6,68	0,12	0,67
	100	7,51	7,35	6,82	7,20	6,82	7,58	7,51	7,74	9,27	8,12	8,27	7,74		
MAN	50	6,14	5,90	5,36	5,48	5,42	5,66	5,72	5,90	7,15	6,56	6,38	5,96	0,15	0,62
	100	7,29	7,01	6,37	6,51	6,44	6,73	6,80	7,01	8,50	7,79	7,58	7,08		

Tabela 5: Determinação do coeficiente de cisalhamento e desvio padrão

[Fonte: Autor]

#### 4.3.1. Estimativas de produção de energia das turbinas eólicas

Dada uma função de densidade de probabilidade  $p(U)$  para o regime do vento, e uma curva de potência conhecida  $P_w(U)$ , a potência média de turbina eólica  $\bar{P}_w$  é dada por:

$$\bar{P}_w = \int_0^{\infty} P_w(U)p(U)dU \quad \text{Eq.42}$$

A potência média da turbina eólica  $\bar{P}_w$ , também pode ser usada para calcular um parâmetro de desempenho relacionado, o factor de capacidade CF. O factor de capacidade de uma turbina eólica em um determinado local é definido como a razão entre a energia efectivamente produzida pela turbina e a energia que poderia ter sido produzida se a



máquina operasse em sua potência nominal  $\bar{P}_R$ , ao longo de um determinado período de tempo. Portanto:

$$CF = \bar{P}_W / \bar{P}_R = \frac{MWh}{(365 \text{ dias}) \times (24h/dia) \times \bar{P}_R} \quad \text{Eq.43}$$

O factor de capacidade anual para todas as turbinas eólica em todas as áreas de estudo, é ilustrado na Figura 39.

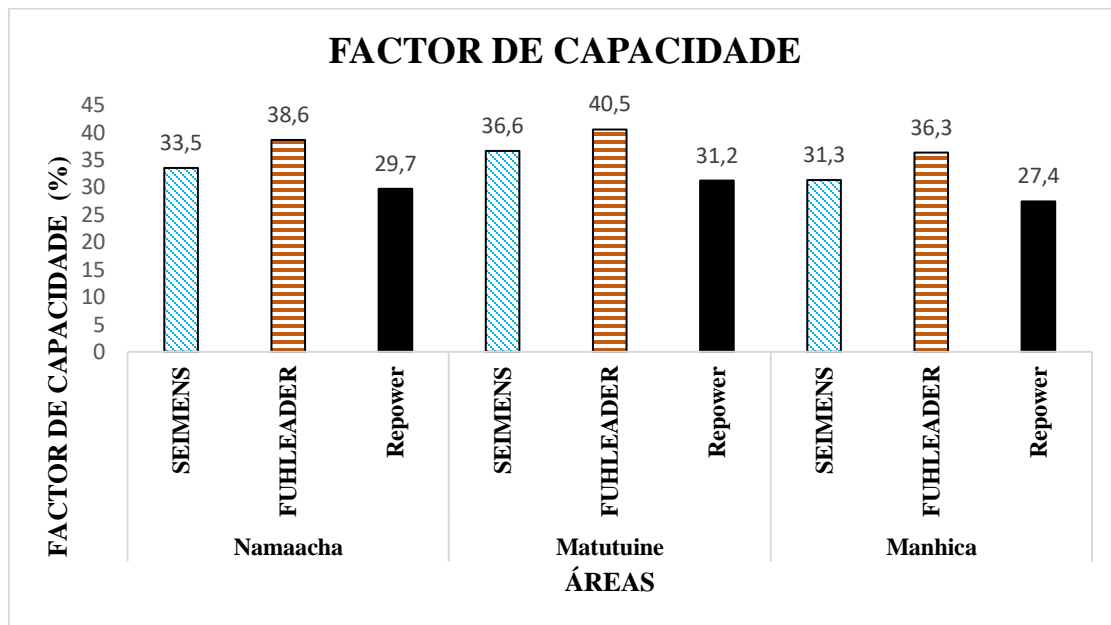


Figura 39: Variação do factor de capacidade em função da área e modelo de turbinas.

[Fonte: Autor]

Ademais, como discutido no Capítulo 2.5, é possível determinar uma curva de potência da turbina com base na potência disponível no vento e no coeficiente de potência do rotor, CP pela Eq.15. Considerando a eficiência do sistema de transmissão resultado é a seguinte expressão para  $\bar{P}_w(U)$ :

$$\bar{P}_w = \frac{1}{2} \rho \times C_p \times A \times U^3 \times \eta \quad \text{Eq.44}$$

O coeficiente de potência pode ser expresso em função do rácio da velocidade na ponta da turbina como apresentando na Eq.20 no capítulo 2.5.3, substituindo essa relação na fórmula anterior temos que a média de potência gerada por uma turbina e dada por:

$$\bar{P}_w = \frac{1}{2} \rho \pi r R^2 \eta \int_0^\infty C_p(\lambda) U^3 p(U) d(U) \quad \text{Eq.45}$$

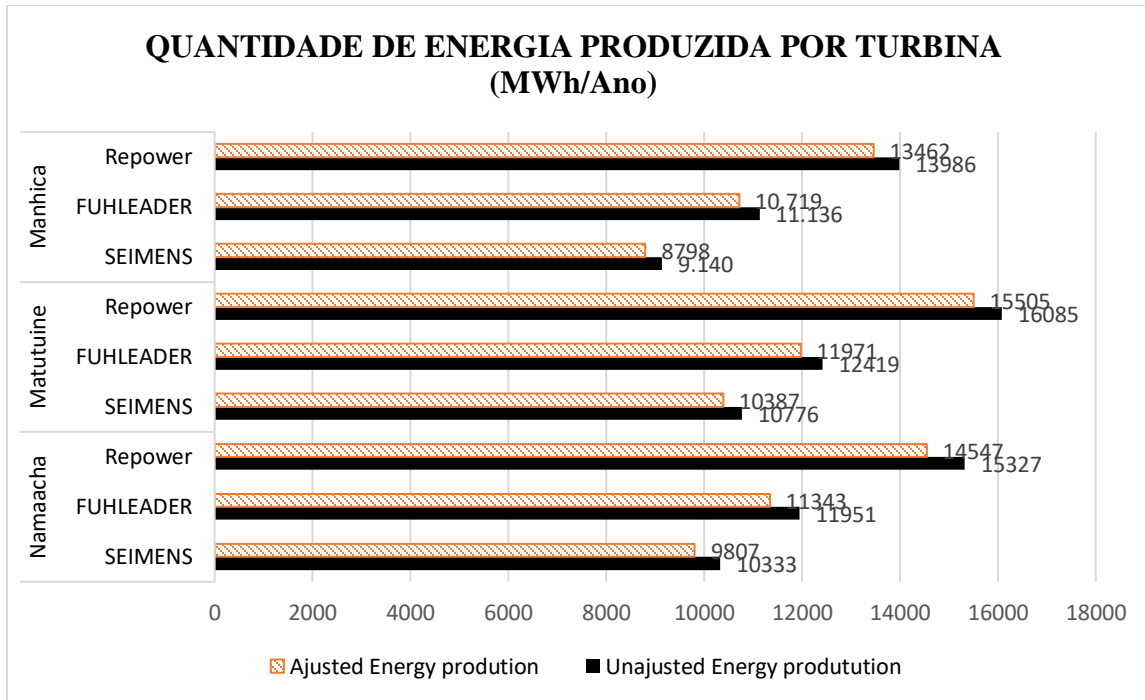


Figura 40: Variação da quantidade de energia produzida por turbina.

[Fonte: Autor]

A quantidade de ar que flui para o rotor da turbina em um certo período de tempo varia com a sua densidade, um ar mais denso conduz a geração de mais energia, valores menores de pressão atmosférica (como por exemplo em regiões de elevada altitude) ou altas temperaturas reduzem a densidade do ar fazendo com que a turbina gere menor quantidade de energia. A figura 40, representa a quantidade de energia produzida por cada turbina ao longo das áreas de estudo. Para cada uma das turbinas foram analisados dois casos, (1) a quantidade de energia ideal (*Unadjusted Energy production*) que corresponde a quantidade de energia que seria produzida pela turbina se esta operasse em condições normais de temperatura e pressão (CNTP) e (2) a quantidade de energia real produzida, que toma em conta as perdas devidas da variação da temperatura e pressão.

Namaacha por ser uma região de elevada altitude e apresenta o maior ajuste a quantidade de energia, a quantidade real de energia produzida é cerca de 5% menor que a quantidade de energia que seria produzida se a turbina operasse nas CNTP comparado com 3,6% e

3,7% para Matutuine e Manhiça respectivamente. O modelo 5M-100m apresenta maior quantidade de energia produzida entre os 3 seleccionados seguido do FL300-100m, sendo que a maior capacidade de geração de energia verifica-se em Matutuine onde uma única turbina chega a produzir cerca de 15.505MWh.

Entretanto a quantidade de energia exportada para a rede para além de considerar as perdas devido a variação das CNTP, passa também a considerar as perdas devido ao efeito de esteira, perdas no aerofólio e o coeficiente de disponibilidade da turbina (Que considera as perdas causadas devido a paragem nos períodos de manutenção). Os valores são apresentados no Anexo 7.

A quantidade energia real produzida por cada turbina é então multiplicada pelo número de turbinas instaladas (12 turbinas com uma potência de 5MW para o modelo 5M-100M e 20 turbinas de potência nominal de 3MW para os modelos FL3000-100 e SWT3.6-107-80). Os resultados demonstram que a maior quantidade de energia exportada de 211,911,8281MWh/Ano pelo modelo FL3000-100m.

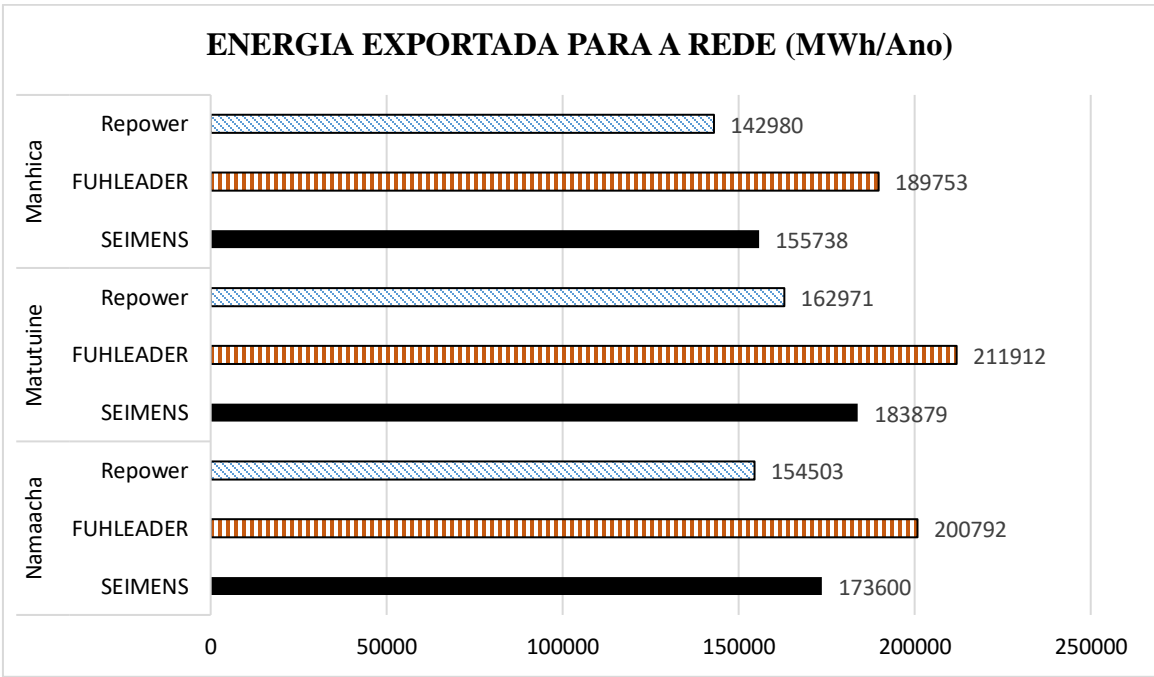


Figura 41: Quantidade de energia Exportada para a rede

[Fonte: Autor]

Com factor de capacidade de 40,5%, e velocidade média anual de 7,66m/s, Matutuine mostrou ser a melhor área para instalação do parque eólico podendo exportar 211.911.8281MWh de electricidade para rede. O terreno nesta região é mais uniforme (Figura 37) e a análise da variação da velocidade e do coeficiente de cisalhamento sugere uma zona de menor turbulência atmosférica (Tabela 5). A análise do desempenho dos 3 modelos de turbinas seleccionados demonstrou que com base nas condições locais, a melhor escolha é o modelo FL3000-100m Fuhleader registado os valores mais altos para energia exportada em todas as 3 áreas de estudo (Figura 41).

Parâmetros adicionais a análise do desempenho das turbinas são apresentados nos Anexos 9, 10 e 11.

## CAPÍTULO V – APRESENTAÇÃO, ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

Nas áreas de Manhiça e Matutuine, as maiores velocidades do vento ocorrem à tarde e nas primeiras horas da noite, com um pico entre das 12h às 19h em Matutuine e das 16h às 22h em Manhiça, resultando em aumentos de até 14% da velocidade do vento em relação à sua média anual. Em Namaacha, as velocidades mais altas são observadas durante a madrugada, seguidas por uma redução gradual ao amanhecer, com baixas velocidades das 6h às 16h, apresentando decréscimos de até 19% na velocidade do vento em relação à média anual. Quanto à turbulência atmosférica, Manhiça apresenta o menor desvio padrão da velocidade do vento, seguido por Matutuine e Namaacha, com desvios padrão de 0.62, 0.67 e 0.79, respectivamente. Todas as três áreas mostram um aumento significativo na velocidade do vento durante o mês de Setembro, indicando uma possível correlação com as mudanças nas condições atmosféricas associadas à transição entre Inverno e Verão.

A região de Matutuine apresenta um terreno caracterizado como plano a suavemente ondulado perfazendo cerca de 82% (Anexo 15) de toda área, com cotas altimétricas que variam de 0 a 99 metros, Manhiça é a região mais baixa com cotas altimétricas que variam de 7 a 75 metros com um terreno suavemente ondulado perfazendo cerca de 65% da área total. Namaacha é região mais alta com cotas altimétricas que variam entre 335-750 metros, o terreno é complexo, montanhosos com um relevo indo de suavemente ondulado a fortemente ondulado, caracterizado pela presença de morros, colinas e montes encobrendo cerca de 90% de toda área de estudo.

Em Namaacha, devido as altitudes elevadas a pressão atmosférica local é relativamente menor causando uma redução em cerca de 5% na quantidade de energia produzida por cada turbina.

A análise desempenho das turbinas verificou que em todas áreas de estudo o modelo FL3000-100m da Fuhrlender apresenta o maior factor de capacidade atingindo o seu valor máximo em Matutuine com cerca de 40.5% potencializando a geração de 211912MWh anualmente, seguido do modelo SWT3.6-107-80 da Siemens com 36.6% de capacidade para exportar cerca de 183879MWh anualmente para a REL.

Considerado Matutuine como o local óptimo, e a turbina FL3000-100m como a mais adequada, segue-se posteriormente com a análise dos custos associados ao projecto, determinação dos indicadores financeiros e análise do impacto ambiental.

### 5.1. Análise dos custos

A análise dos custos foi conduzida com recurso ao software RETscreen Expert que permite desenvolver análises detalhadas sobre os custos de viabilidade do projecto. Os parâmetros de entrada são apresentados na Tabela 6. O custo do capital por KW foi obtido do *Global weighted average total installed cost of onshore wind turbines in africa for 2019*, que é de aproximadamente de 2000USD/kW. Adicionalmente os custos de operação e manutenção (O&M) a nível global para plantas onshore varia de 33USD/kW (Na Dinamarca) a 56USD/kW (na Alemanha) (IRENA,2019). Nos estados unidos valor para O&M estava avaliado em 50USD/kW em 2021. Alguns Estudos de viabilidade realizados em africa (Kassem *et al.*, 2023 e Asamoah *et al.*, 2023) consideram custos de O&M de 45 e 50USDkW respectivamente. Para esses estudos será considerado 50USD/KW, esta escolha será avaliada posteriormente no capítulo 5.4.

<b>CUSTOS INICIAIS DO PROJECTO</b>			
<b>Parâmetros</b>	<b>Valores</b>	<b>Unidades</b>	<b>Total</b>
Capacidade do parque	60000	KW	-
Tempo de vida do projecto	20	Anos	-
Custo do capital	2000	USD/KW	120,000,000USD
<b>CUSTOS ANUAIS</b>			
Operação e manutenção	50	USD/KW	3.000.000USD
<b>CUSTOS PERIÓDICOS</b>			
Substituição de componentes principais	800	USD/KW	48.000.000USD
Decomissionamento	50	USD/KW	3.000.000USD

Tabela 6: Parâmetros de entrada para a análise dos custos

[Fonte: Autor]

Os custos periódicos são os que tem ocorrência em um período superior a 1 ano, por isso são separados dos custos anuais. O período de substituição para os principais componentes de uma turbina eólica pode variar, mas frequentemente observa-se que os componentes apresentam falhas antes da vida útil declarada de 20 anos (Herp, Pedersen, & Wiese, 2020).

Assume-se um período de 12 anos para a substituição dos principais componentes e o processo de decomissionamento (desmontagem do parque e restauração da terra ao seu propósito inicial) ocorre no último ano de produção (Ano 20). Os custos de capital são distribuídos em 5 grandes fases do projecto apresentadas na Tabela 7.

<b>Custos iniciais</b>	<b>Descrição</b>	<b>Percentagem</b>	<b>Quantia</b>
<b>Estudo de viabilidade</b>	Estudo de viabilidade: Investigação do local, Análise dos recursos, Avaliação ambiental, Design preliminar, estimativa detalhada dos custos, Preparação de relatórios, gestão do projecto e despesas de viagens e acomodação;	Intervalo: >2% Seleccionado: 1%	1.200.000USD
<b>Desenvolvimento</b>	Negociação de contractos, permissões e aprovações, direitos de uso de terra, financiamento do projecto, contabilidade e legalidade, gestão do projecto despesas de viagem e acomodação;	Intervalo: 1 a 8% Seleccionado: 3%	3.600.000USD
<b>Engenharia</b>	Design do local e construções, Design Mecânico, Design eléctrico, Civil, Licitações e contratações, supervisão da construção;	Intervalo: 1 a 8% Seleccionado: 5%	6.000.000USD
<b>Sistema de geração</b>	Turbinas, Construção de estradas e linhas de transmissão, subestação, medidores de eficiência energética;	Intervalo: 67 a 80% Seleccionado: 70%	84.000.000USD
<b>Equilíbrio do sistema</b>	Peças de substituição Transporte, construção das instalações, treinamento e comissionamento	Intervalo:17 a 30% Seleccionado:28 %	25.200.000USD
<b>Subtotal dos custos iniciais</b>			<b>120.000.000USD</b>

**ESTUDO DE VIABILIDADE PARA INSTALAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO DE 60MW EM MAPUTO**

<b>Juros</b>	Juros sobre valor de investimento durante a construção	Intervalo: 3 a 15% Seleccionado: 8%	5.088.000USD
<b>Contingências</b>		6%	7.200.000USD
<b>Total:</b>	<b>132.288.000USD</b>		

Tabela 7: Distribuição dos custos ao longo das etapas do projecto de um parque eólico.

[Fonte: Autor]

O fundo de contingências é considerado como o valor disponível para eventos inesperados, riscos ou incertezas que possam surgir durante as fases de desenvolvimento, construção ou operação do projecto, A provisão feita para custos contingentes depende do nível de precisão das estimativas de custo. Segundo a NREL o fundo de contingência é de aproximadamente 6% em relação ao custo do capital.

## 5.2. Viabilidade económica

Os parâmetros económicos são apresentados na Tabela 8. Algumas das variáveis financeiras utilizadas correspondem a padrões internacionais obtidos da Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA), enquanto outras foram obtidas a partir das taxas locais prevalecentes.

<b>Parâmetros de entrada</b>	<b>Valor</b>	<b>Intervalo</b>	<b>Referência</b>
Taxa de inflação	2%	2 a 5%	IRENA
Taxa de desconto	8%	3 a 18%	DTU
Ciclo de vida do projecto	20 anos	20 a 30 anos	DTU
Razão de juros da dívida	8%	4 a 8%	IRENA
Prazo da dívida	10 anos	-	*
taxa de exportação de electricidade	0.096USD/kWh	-	EDM

Tabela 8: Parâmetros de entrada para análise de viabilidade económica

\*: (Kassem *et al.*, 2023)

Os resultados do estudo de viabilidade económica realizado a partir do RETscreen Expert são apresentados na Tabela 9 abaixo.

<b>Parâmetros calculados</b>	<b>Valores</b>	<b>Unidades</b>
Valor presente Líquido	43.423.949	USD
Economia anual ao longo do ciclo de vida	4.228.250	USD
Pagamento Anual da dívida	13,800.369	USD
Taxa interna de retorno (TIR)	12,2	%



Tempo de retorno simples	7,6	Anos
Relação custo benefício	1,3	-
Custo Nivelado de Produção de Energia (LCOE)	0.092	USD/KW

Tabela 9: Indicadores financeiros de viabilidade económica

Esses resultados sugerem que o projecto de parque eólico é não apenas financeiramente viável, mas também promissor em termos de retorno sobre investimento. O Valor Presente Líquido (VPL) é positivo correspondendo a cerca de \$43M e a Taxa Interna de Retorno (TIR) é maior que a taxa de desconto de 8% sugere que os fluxos de caixa líquidos ao longo da vida útil do projecto superam o investimento inicial, e que investimento inicial é recuperado em 7.6 anos de operação. Entretanto, os gastos de geração (92USD/MWh) são relativamente maiores quando comparados com os gastos relacionados com as fontes convencionais de energia como o carvão mineral e o gás natural. A Figura 52 representa a variação do fluxo de caixa ao longo do tempo de vida do projecto.

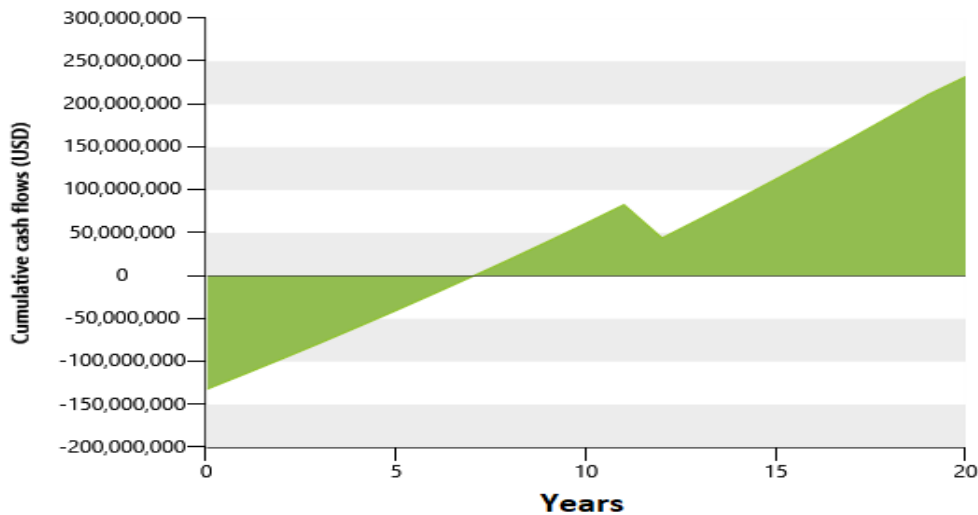


Figura 42: Fluxo de caixa acumulado ao longo do ciclo de vida do projecto

[Fonte: Autor a partir do software RETScreen Expert]

Os valores dos fluxos ao longo do ciclo da vida do projecto representados na figura 42 são apresentados no Anexo 12.

### 5.3. Redução na emissão de gases de efeitos de estufa

O cálculo da redução nas emissões de gases de efeito estufa (GEE) considera apenas a fase operacional, excluindo considerações relacionadas à manufactura, extracção de

recursos ou construção. Nesse contexto, dois cenários são considerados, o cenário base e o cenário proposto, e as emissões são determinadas por meio da comparação entre ambos. O cenário base considera a utilização de fontes convencionais para a geração da quantidade de energia proposta pelo projecto (211.912 MWh/ano), e o cenário proposto considera as emissões geradas a partir da fonte renovável usada no presente estudo. Tal como em sistemas fotovoltaicos e hidrelétricos, usinas eólicas não emitem gases poluentes durante a operação, entretanto considera-se que as perdas na transmissão e distribuição (T&D) são compensadas a partir uma fonte de energia convencional. A base de dados do RETscreen oferece factores de emissão (em tCO<sub>2</sub>/MWh) para diversas regiões globais e diferentes fontes de geração de energia. Para Moçambique o factor de emissão disponível refere-se exclusivamente ao gás natural, que portanto, será adoptado como o caso base para este estudo.

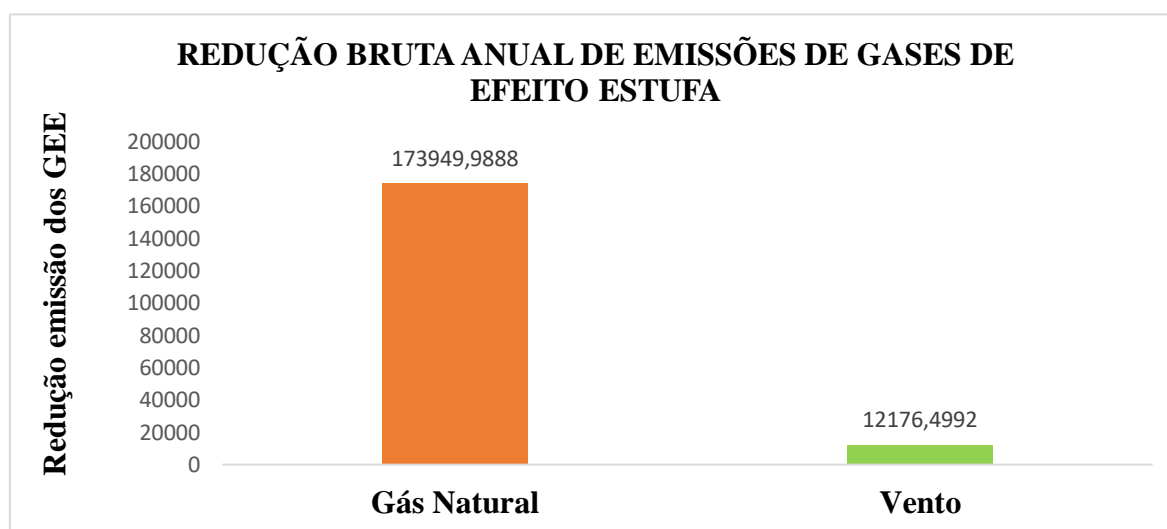


Figura 43: Emissão anual de gases de efeito estufa: cenário base: gás natural; cenário proposto: vento

[Fonte: Autor]

Considerando perdas na transmissão e distribuição (T&D) de 7% (Juguparmar, 2013), resulta em um factor de emissão de GEE de 0,763 tCO<sub>2</sub>/MWh ou 0,763 kgCO<sub>2</sub>/kWh. A representação visual desses resultados é apresentada na Figura 43. Os resultados da análise indicam que a implementação de uma planta eólica de 60MW em Matutuine, Moçambique, resultaria em uma redução anual de emissões de GEE significativa,

totalizando 161.773,48 tCO<sub>2</sub>. Essa redução é equivalente a evitar a utilização de 376.217,42 barris de petróleo anualmente. Em termos comparativos, a redução de emissões é equiparada às emissões de CO<sub>2</sub> provenientes de 29.628,84 carros e camionetes. Detalhes específicos sobre o potencial de redução de emissões de GEE são fornecidos na Tabela 10.

Equivalência	Quantidade
Número de carros e camionetes não usados	29.628,84
Litros de gasolina não consumidos	69.509.565,71
Quantidade de Barris de petróleo bruto não consumidos	376.217,42
Número de pessoas reduzido consumo de energia em 20%	161.773,5
Hectares de florestas absorvendo carbono	14.878.95
Toneladas de Lixo recicladas	55.783,96

Tabela 10: Tabela de equivalências de redução das emissões considerando o cenário proposto

#### 5.4. Análise de risco e sensibilidade financeira

A análise de sensibilidade é a avaliação de como as mudanças em algumas variáveis de entrada podem afectar a viabilidade do Projecto. Ela ajuda a minimizar o grau de incerteza em um projecto ao variar as entradas e monitorar como elas afectam as variáveis financeiras do Projecto (Iweh *et al.*, 2023).

Neste estudo a análise da sensibilidade foi realizada em torno do VPL do Projecto, variando quantidade de electricidade exportada para a rede e os custos iniciais do Projecto (Para o primeiro cenário, Tabela. 11), a variação dos custos iniciais combinados com os custos de operação e manutenção (segundo cenário, Tabela.12), e no terceiro cenário a análise de sensibilidade foi realizada variando a taxa de juros da dívida e a taxa de comercialização da electricidade (terceiro cenário, Tabela 13).

Para o primeiro e segundo cenário os parâmetros foram variados em uma faixa de  $\pm 50\%$ . No último cenário, considerando a taxa de comercialização como um parâmetro sensível, a taxa de variação considerada é de 20%. Mantendo outros parâmetros constantes, o modelo recalculou o VPL para todas as combinações. Os valores de VPL negativos, são representados a vermelho nas tabelas e indicam as condições em que o projecto se torna inviável.

**ESTUDO DE VIABILIDADE PARA INSTALAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO DE 60MW EM MAPUTO**

Quantidade de energia exportada para e rede (MWh)		Custos iniciais (USD)				
		66.144.000	99.216.000	132.288.000	165.360.000	198.432.000
Valor	Percentagem	-50,00%	-25,00%	0,00%	25,00%	50,00%
105.955,91	-50,00%	-82.239.190	-41.295.919	-74.367919	-10.7439919	-140.511.919
158.933,87	-25,00%	50.672.014	17.600.014	-15.471985	-48.543985	-81.615.985
211.911,83	0,00%	109.567.948	76.495.948	<b>43.423.948</b>	10.351.948	-22.720.051
264.889,79	25,00%	168.463.882	135.391.882	102.319.882	69.247.882	36.175.882
317.867,74	50,00%	227.359.816	194.287.816	161.215.816	128.143.816	95.071.816

Tabela 11: Variação do VPL em função da variação quantidade de energia exportada para a rede e do CAPEX

Custos de Operação & Manutenção		Custos iniciais (USD)				
		66.144.000	99.216.000	132.288.000	165.360.000	198.432.000
Valor (USD)	Percentagem	-50,00%	-25,00%	0,00%	25,00%	50,00%
1.500.000	-50,00%	126.938.361	93.866.361	60.794.361	27.722.361	-53.496.388
2.250.000	-25,00%	118.253.154	85.181.154	52.109.154	19.037.154	-14.034.845
3.000.000	0,00%	109.567.948	76.495.948	<b>43.423.948</b>	10.351.948	-22.720.051
3.750.000	25,00%	100.882.742	67.810.742	34.738.742	1.666.742	-31.402.580
4.500.000	50,00%	92.197.536	59.125.536	26.053.536	-7.018.463	-40.090.464

Tabela 12: Variação do VPL em função da variação dos OPEX e CAPEX.

Taxa de juros da dívida (%)		Taxa de comercialização (USD/MWh)				
		76,8	86,4	96,0	105,6	115,2
%	Percentagem	-20,00%	-10,00%	0,00%	10,00%	20,00%
6,40	-20,00%	2.878.157	26.436.530	49.994.904	73.553.278	97.111.651
7,20	-10,50%	-3.79.148	23.179.225	46.737.599	70.295.972	93.854.346
8,00	0,00%	-3.692.798	19.865.574	<b>43.423.948</b>	66.982.322	90.540.695
8,80	10,00%	-7.061.573	16.496.799	40.055.173	63.613.547	90.540.695
9,60	20,00%	-10.484.231	13.074.142	36.632.516	60.190.889	83.749.263

Tabela 13: Variação do VPL em função da variação da Taxa de comercialização a taxa de juros da dívida

## CAPÍTULO VI - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

### 6.1. Conclusões

Nesta tese de licenciatura foi conduzida uma análise detalhada da viabilidade da instalação de um parque eólico com capacidade de 60MW ao longo da província de Maputo. Com o objectivo de determinar o local óptimo para o parque eólico foram seleccionadas 3 áreas de estudo (Namaacha, Matutuine e Manhiça) e foi conduzida uma análise comparativa do recuso eólico disponível.

Com factor de capacidade de 40,5%, e velocidade média anual de 7,66m/s, Matutuine mostrou ser a melhor área para instalação do parque eólico podendo exportar 211.911.8281MWh/ano e gerar uma receita anual de 20.343.535,50USD. O projecto mostrou ser bastante atractivo para os investidores com um VPL avaliado em 43.423.948,60USD e o retorno do investimento inicial (Payback time) é esperado apos um período de cerca de 7.6 anos de operação, menor que o tempo de vida útil do projecto de 20 anos.

Matutuine com 0,092USD/KWh foi região com menor custo nivelado de geração de energia (LCOE) seguido de Namaacha com 0,095USD/KWh e Manhiça como a região mais cara com 0.112USD/KWh. Estes valores diferem dos valores previstos pelo Atlas das energias renováveis de Moçambique que considera Namaacha como a área com maior potencial a nível nacional com um LCOE de 0,087USD/KWh e Matutuine (Região próxima a Lagoa Phati) com 0,093USD/KWh. Considerando a taxa corrente de comercialização de energia de 0,096USD/KWh (EDM) para consumidores de domésticos, seria necessária adoptar mecanismos de apoio a receita para tornar o projecto em Manhiça atractivo para os investidores.

A instalação de um parque eólico de 60MW em Matutuine sugeriu uma redução anual de 161.773,4896  $tCO_2$  nas emissões de GEE comparado com a geração da mesma quantidade de energia a partir do gás natural. Esta redução corresponde a 37.617,4 barris e petróleo não usados equivalente a 69.509,7 de Litros de gasolina não consumidos ao longo da vida do Projecto. A quantidade de energia exportada para a rede e taxa de

comercialização são os parâmetros com maior impacto na viabilidade do projecto. Uma redução em 25% na quantidade de energia exportada ou na taxa de comercialização, tornam o projecto não atractivo. Em contrapartida mesmo com o incremento em 50% dos OPEX o projecto segue viável.

## 6.2. Recomendações

Esta tese de licenciatura recomenda o desenvolvimento de estudos a partir de dados mais precisos de velocidades do vento (obtidos no local a partir da instalação de torres de medições) para a redução de incertezas relacionadas ao investimento, a análise de possíveis combinações da energia eólica com outras fontes renováveis de geração de energia (Plantas híbridas) para obtenção de maiores factores de capacidade e redução de custos bem como o mapeamento do recurso eólico e desenvolvimento de estudos de viabilidade offshore ao longo da costa de Moçambique.

Ademais, a instalação do parque eólico pode ter impactos significativos no meio ambiente, incluindo possíveis interferências nas rotas migratórias de aves, alterações nos habitats de espécies locais, danos à vegetação durante a construção e a geração de ruído por parte das turbinas. Esses impactos ambientais devem ser cuidadosamente analisados junto com os impactos socioeconómicos nas comunidades locais, como alterações na paisagem e no turismo local.

## Referências Bibliográficas

- [1] Anderson, J. D., Jr. (2017). *Fundamentals of aerodynamics* (6th Ed.). McGraw-Hill Education.
- [2] Asamoah, S. S., Parbey, J., Yankey, I. K., & Awuah, A. (2023). *Techno-economic assessment of a central grid-connected wind farm in Ghana using RETScreen® Expert*. Heliyon. Advance online publication. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.004>.
- [3] Astro, R. M. G. (2009). *Introdução à Energia Eólica* (4a ed.). Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa.
- [4] Bas, J., H., van, de, Wiel. (2014). *The minimum wind speed for sustainable turbulence in the nocturnal boundary layer*.
- [5] Bié, A. J. (2017). *Estudo numérico de Marés meteorológicas na Costa de Moçambique*. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, Departamento de Ciências Atmosféricas, Sao Paulo.
- [6] Bordeaux-Rêgo, R., Paulo, G. P., Spritzer, I. M. de P. A., & Zotes, L. P. (2006). *Viabilidade econômico-financeira de projectos (Coleção Gerenciamento de Projetos)*. Rio de Janeiro: Publicações FGV Management. FGV.
- [7] Bortoni, E. C., Guardia, E. C., Guerrini, A. B., Lopes, E. A. S., Ferreira, T. V. V., & Neto, R. A. (2022). *Probabilistic and possibilistic approaches for LCOE appraisal of renewable generation*. In 2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM) (pp. 01-05). Denver, CO, USA. IEEE. DOI: 10.1109/PESGM48719.2022.9917132.
- [8] Bredmose, H. (2015). *Flow and Forces Around a Wind Turbine Blade*. DTU Wind Energy, Department of Wind Energy. <https://www.coursera.org/learn/wind-energy/lecture/03e48/flow-and-forces-around-the-wind-turbine-blade>.
- [9] Burton, T., Jenkins, N., Bossanyi, E., Sharpe, D., & Graham, M. (2021). *Wind Energy Handbook* (3rd ed.). John Wiley & Sons Ltd.
- [10] Castro, R. M. G. (2003) *Introdução à energia eólica: Energias Renováveis e Produção Descentralizada*. Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa: Secção de Energia.

- [11] Cebola, A. (2011). *Projectos de Investimento de Pequenas e Médias Empresas - Elaboração e Análise* (1 ed.). Lisboa: Edições Sílabo.
- [12] Chambal, E. F. (2018). *Avaliação do Potencial do Vento para a Produção da Energia Eléctrica no Distrito de Xai-Xai*. Monografia submetida à Universidade Eduardo Mondlane para a obtenção do grau de Licenciatura em Meteorologia.
- [13] Cronin, T. (2015). *Economics of Wind Energy: The Cost of Wind Farms*. DTU Wind Energy, Department of Wind Energy. <https://www.coursera.org/learn/wind-energy/lecture/yXGSt/the-cost-of-wind-farms>
- [14] Donato, Morea., Lucilla, Bittucci., Arturo, Cafaro., Fabiomassimo, Mango., Pina, Murè. (2021). *Can the Current State Support Mechanisms Help the Growth of Renewable Energies in Wind Markets Sustainability*, doi:10.3390/SU132112094
- [15] Dutra, Ricardo. 2009. *Energia Eólica Princípios e Tecnologias*. Brasil: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito.
- [16] Edenhofer, O. et al. *Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the intergovernmental panel on climate change*. In: STECHOW, C. VON (Ed.). Summary for Policymakers. Cambridge, UK and New York, USA: [s.n.]. p. 10–75.
- [17] Elya, Courtney., Amy, Courtney., Michael, Courtney. (2015). *Experimental Tests of the Proportionality of Aerodynamic Drag to Air Density for Supersonic Projectiles*. arXiv: Popular Physics.
- [18] FUNAE. (2018). *Potencial eólico em Moçambique*. In: Atlas: Energias renováveis em Moçambique. Maputo: FUNAE Fundo de Energia, p. 34–45.
- [19] Fernandez-Diaz, J., Carter, W., Shrestha, R., & Glennie, C. (2017). *LiDAR Remote Sensing*. (pp. 929-980). DOI: [10.1007/978-3-319-23386-4\\_44](https://doi.org/10.1007/978-3-319-23386-4_44).
- [20] Ghaffari, M., & Hafezalkotob, A. (2019). *Evaluating different scenarios for Tradable Green Certificates by game theory approaches*. Journal of Industrial Engineering International, 15(3), 513-527. <https://doi.org/10.1007/s40092-018-0272-8>



- [21] Ghazali, F., Ansari, A. H., Mustafa, M., & Zahari, W. M. Z. W. (2020). *Feed-in tariff, auctions and renewable energy schemes in Malaysia: lessons from other jurisdictions*. IIUM Law Journal, 28(1), 113-137.
- [22] Gryning, S.-E. (2015). *Wind Profiles*. DTU Wind Energy, Department of Wind Energy. <https://www.coursera.org/learn/wind-energy/lecture/wpRiT/wind-profiles>
- [23] Hansen, M. H. (2015). *Wind Energy Technology Concepts*. DTU Wind Energy, Department of Wind Energy. <https://www.coursera.org/learn/wind-energy/lecture/5F0pp/wind-energy-technology-concepts>
- [24] Hansen, Martin O. L. (2008). *Aerodynamics of Wind Turbines*. Vol. Second Edition. London: EARTHSCAN.
- [25] Hau, E. (2006). *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Springer. <https://doi.org/10.1007/3-540-29284-5>
- [26] Herp, Juergen., Pedersen, Niels, Lovmand., Wiese & Benedikt. (2020). *Wind turbine replacement schedule*.
- [27] Heysel, C. S., & Fillion, Y. R. (2013). *Estimating the payback period of in-line micro turbines with analytical probabilistic models*. Procedia Engineering, 70, 815-822.
- [28] Hibbeler, R. C. (2004). *Resistência dos Materiais* (7st ed.). São Paulo: Pearson.
- [29] Horngren, C. T., Foster, G., & Datar, S. M. (1997). *Contabilidade de Custos* (9a ed.). Rio de Janeiro: LTC.
- [30] IRENA. (2023, August 29). *Competitividade das Energias Renováveis Acelera, Apesar da Inflação de Custos*. <https://www.irena.org/News/pressreleases/2023/Aug/Renewables-Competitiveness-Accelerates-Despite-Cost-Inflation-PT>
- [31] Iweh, C. D., Gyamfi, S., Tanyi, E., & Effah-Donyina, E. (2023). *Economic viability and environmental sustainability of a grid-connected solar PV plant in Yaounde - Cameroon using RETScreen expert*. Cogent Engineering, 10(1), 2185946. <https://DOI:10.1080/23311916.2023.2185946>
- [32] Jack, J., Kelly., Richard, H., J., & Willden., C.R., Vogel. (2022). *Parameterising the Impact of Roughness Evolution on Wind Turbine Performance*. Wind, <https://doi:10.3390/wind2020022>

- [33] Jinho, Joo., Sung-Min, Park. (2023). *A Low-Cost Measurement Methodology for LiDAR Receiver Integrated Circuits sensors*, doi: 10.3390/s23136002
- [34] Juguparmar. (2013). *Transmission and Distribution (T&D) Losses: A Comparative Study*.
- [35] Kantor, A. J., & Cole, A. E. (1980) *Wind Distributions and Interlevel Correlations, Surface to 60 kin*, ERP No. 713, AFGL-TR-80-0242, AD A092670
- [36] Kassem, Y., Camur, H., & Mosbah, A. A. S. (2023). *Feasibility Analysis of the Wind Energy Potential in Libya using the RETScreen Expert*. Engineering, Technology & Applied Science Research, 13(4), 11277-11289.
- [37] Kotchen, MJ and MR Moore (2008). *Conservation: From voluntary restraint to a voluntary price premium*. Environmental and Resource Economics, 40, 195–215.
- [38] Lima, J. D. de Scheitt, L. C., Boschi, T. F., Silva, N. J., Meira, A. A., & Dias, G. H. (2013). *Propostas de ajuste no cálculo do payback de projectos de investimentos financiados*. 9(4), P. 162-180.
- [39] Li, Su. (2014). *Study on the Planning Design for Coastal Community Based on Simulation and Optimization of the Wind Environment*. Journal of Shenyang Jianzhu University
- [40] Letcher, Trevor M. (2017). *Wind Energy Engineering*. London: Academic Press.
- [41] Michael, F., Howland., Aditya, S., Ghate., Sanjiva, K., Lele. (2020). *Influence of the geostrophic wind direction on the atmospheric boundary layer flow*. Journal of Fluid Mechanics, doi: 10.1017/JFM.2019.889
- [42] Manhique, M., Barchiesi, D., & Kouta, R. (2021). *Rural Electrification in Mozambique: Challenges and Opportunities*. E3S Web of Conferences, 294, 02004. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202129402004>
- [43] Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2009). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application* (2nd ed.). John Wiley & Sons Ltd.
- [44] Mikkelsen, L. P. (2015). *Material Requirements for Wind Turbine Blades*. DTU Wind Energy, Department of Wind Energy.

<https://www.coursera.org/learn/windenergy/lecture/wKTLY/material-requirements-for-wind-turbine-blades>

- [45] Mikkelsen, T. (2015). *WindScanner - Remote Sensing of Wind*. DTU Wind Energy, Department of Wind Energy. <https://www.coursera.org/learn/wind-energy/lecture/xSuvY/wind-scanner-remote-sensing-of-wind>
- [46] MONTEIRO, A. G. *et al.* (2004). *Avaliação de emissões de CO2 para o programa de eletrificação rural “Luz no campo”: o caso da área de concessão de ENERSUL*. CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA., 10. Anais...Rio de Janeiro, RJ: COPPE/UFRJ.
- [47] Muñoz, R. C., Astudillo, C., Falvey, M., Ibarra, O., Arancibia, J., Elgueta, S., Santana, M., & Vásquez, R. (2018). *Affiliations: Department of Geophysics, University of Chile, Santiago, Chile; Meteodata Ltd., Santiago, Chile; Airtec Ltd., Santiago, Chile; Ministerio de Energía, Santiago, Chile*. Bulletin of the American Meteorological Society, Advance online publication. <https://doi.org/10.1175/BAMS-D-17-0019.1>.
- [48] NREL- National Renewable Energy Laboratory (2012). *Renewable Electricity Futures Study. Study U.S.* Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, 4 volumes.
- [49] Peyman, Ayoubi., Mohammad, Eftekhari, Yazdi., I., Harsini. (2021). *Analytical Modeling for Prediction of Horizontal-Axis Wind Turbines Power Generation in Wind Farms Based on an Analytical Wake Model*. iranica journal of energy and environment, doi: 10.5829/ijee.2022.13.04.09
- [50] Peña, A., Hasager, C. B., Lange, J., Anger, J., Badger, M., Bingöl, F., ... Würth, I. (2013). *Remote Sensing for Wind Energy*. DTU Wind Energy. (DTU Wind Energy E; No. 0029(EN)).
- [51] Pinto, M. O. (2013). *Fundamentos de Energia Eólica*. LTC - Livros Técnicos e Científicos Editora.
- [52] Priti, Das., Sukriti, Patty., Tanmoy, Malakar., Nibha, Rani., Suchismita, Saha., Dhruvajyoti, Barman. (2021). *A hybrid regression-based forecasting model for estimating the cost of wind energy production*. Advances in Control and Optimization of Dynamic Systems, <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2022.04.130>.

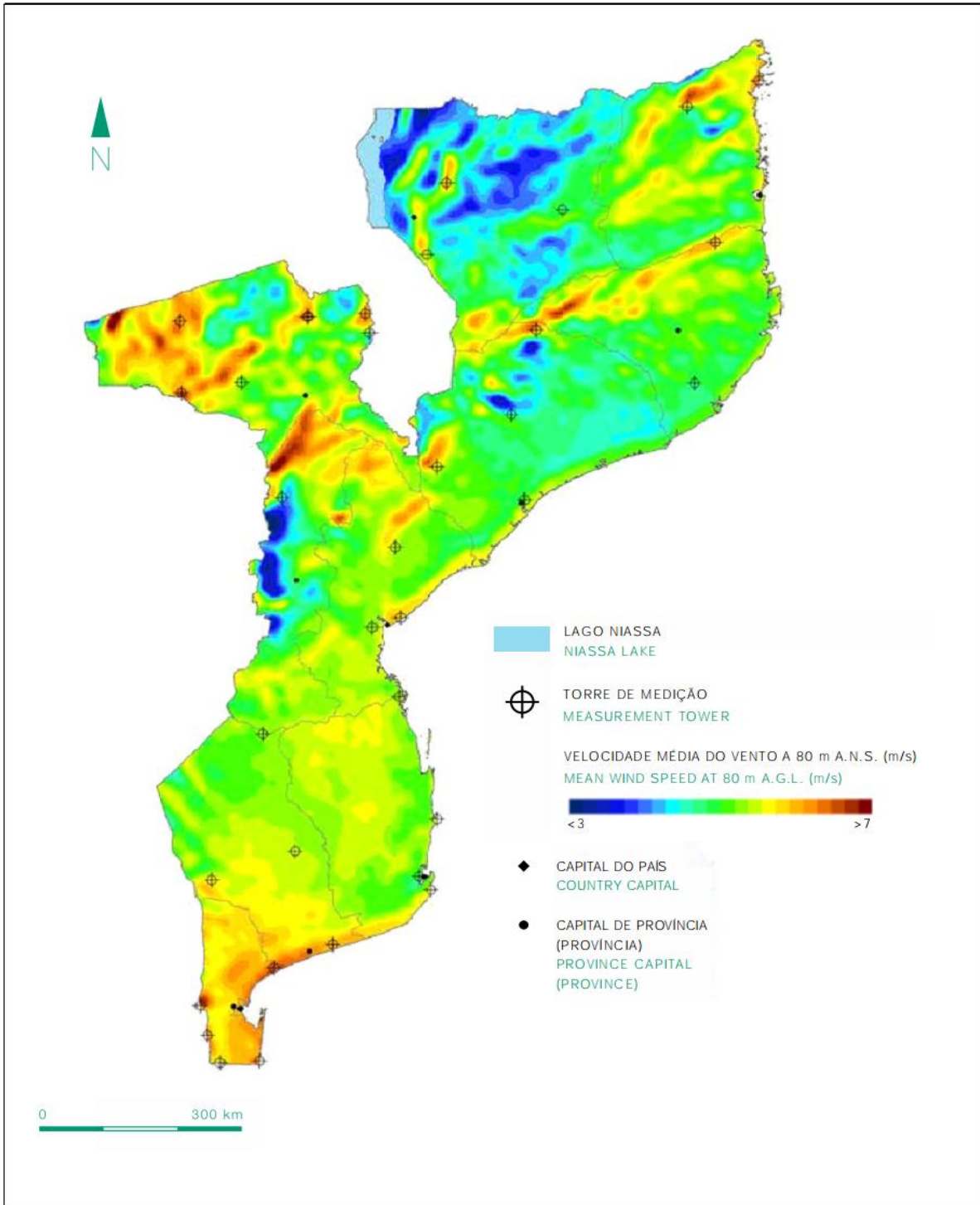
- [53] REN21. Renewables 2019: *Global Status Report*. Paris: REN21.
- [54] Satori, S. *et al.* (2017). *Os benefícios e desafios da geração de electricidade no contexto da sustentabilidade*. ENGEMA ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE GESTÃO EMPRESARIAL MEIO AMBIENTE. Anais...São Paulo-SP: FEA-USP.
- [55] Sathe, A., Mann, J., Gottschall, J., & Courtney, M. S. (2011). *Can wind Lidars measure turbulence?* Journal of Atmospheric and Oceanic Technology. <https://doi.org/10.1175/jtech-d-10-05004.1>
- [56] Schlögl, S., Klein, G., Trefalt, S., & Gutbrod, K. (2023). *Resolving the interannual variability in climate prediction data for statistical climate risk assessments*. EMS Annual Meeting Abstracts, Vol. 20, EMS2023-377. DOI: 10.5194/ems2023-377.
- [57] Silva, E. P. (2004, December 15). *Fontes renováveis de energia para o desenvolvimento sustentável*. Retrieved from <http://www.comciencia.br/reportagens/2004/12/15.shtml>. Acessado em 19 de dezembro de 2023.
- [58] Sørensen, J.N., R. Mikkelsen, N. Troldborg, V.L. Okulov, & W.Z. Shen. (2016). *The Aerodynamics of Wind Turbines*. Department of Mechanical Engineering, Technical University of Denmark (DTU).
- [59] Tong, Wei. (2010). *Wind Power Generation and Wind Turbine Design*. USA: WIT Press.
- [60] Troen, I., & Lundtang Petersen, E. (1989). *European Wind Atlas*. Risø National Laboratory
- [61] Ümit, Çiğdem, Turhal., Vahab, Neccaroğlu. (2020). *Determination of surface roughness parameter through aerial images in wind power plant installation*. International Journal of Research, doi: 10.29121/GRANTHAALAYAH.V5.I12.2017.474
- [62] Veerabhadra, R., Kotamarthi., Caleb, Phillips., elvinagbjp. (2022). Evaluation of obstacle modelling approaches for resource assessment and small wind turbine siting: case study in the northern Netherlands. Wind energy science, doi: 10.5194/wes-7-1153-2022
- [63] Vieira, T. A. A. (2015). *Fadiga em pás de turbinas eólicas - Estudo de aplicação de extensões* [Dissertação, Ciências da Engenharia e Tecnologias, Engineering and Technology]. Universidade do Porto. <https://hdl.handle.net/10216/79462>

- [64] Wang, Y.; et al. (2017). *Green information, green certification and customer perceptions of remanufactured automobile parts*. Resources, Conservation and Recycling, v75.
- [65] Zúñiga Inestroza, M. A. (2017). *Influência da turbulência atmosférica na esteira aerodinâmica de turbinas eólicas: estudo experimental em túnel de vento*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Porto Alegre.

# ANEXOS

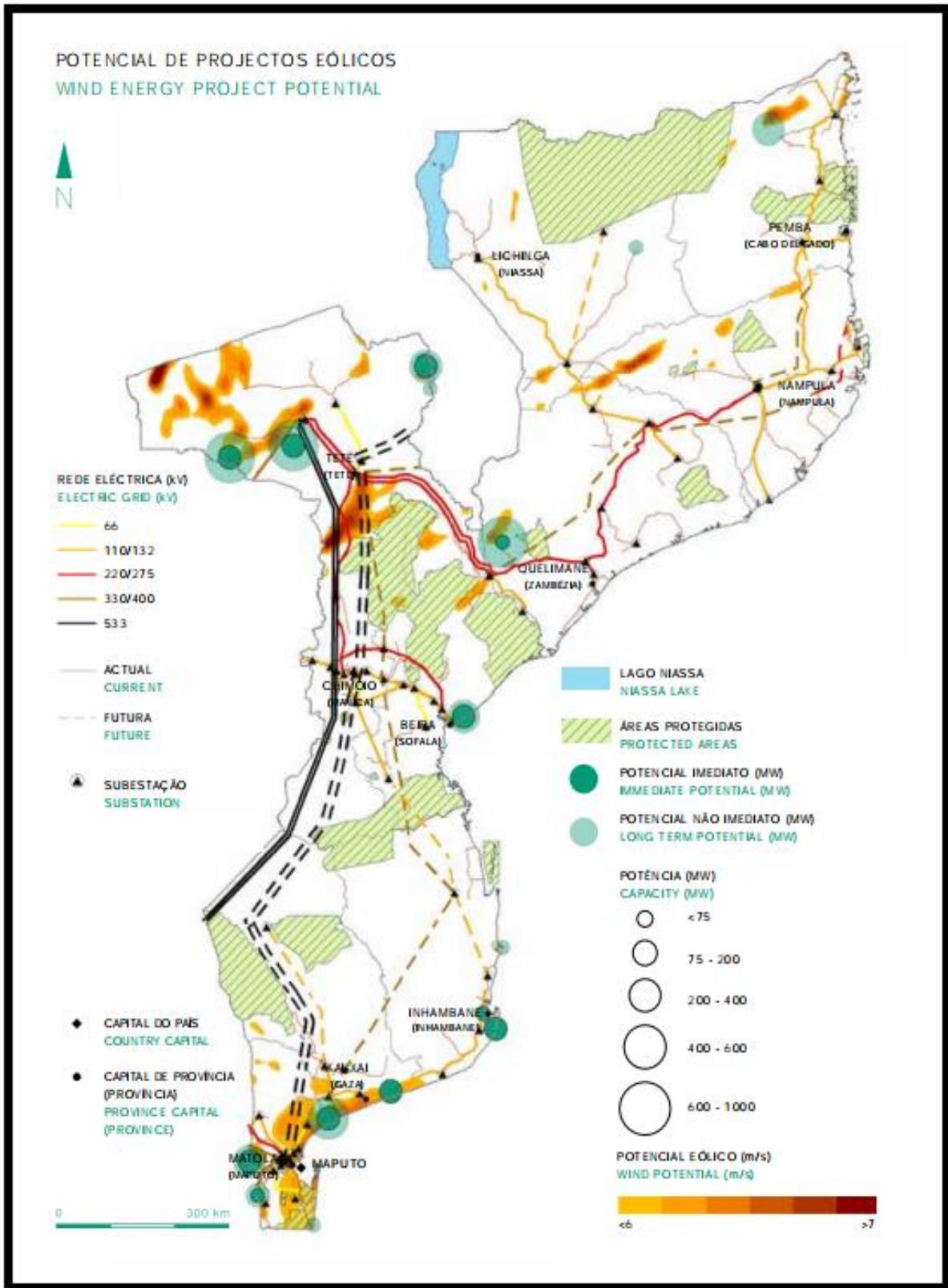
## ANEXOS

Anexo 1: Mapeamento do potencial eólico [Fonte: Atlas das energias renováveis de Moçambique].



**ESTUDO DE VIABILIDADE PARA INSTALAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO DE 60MW EM MAPUTO**

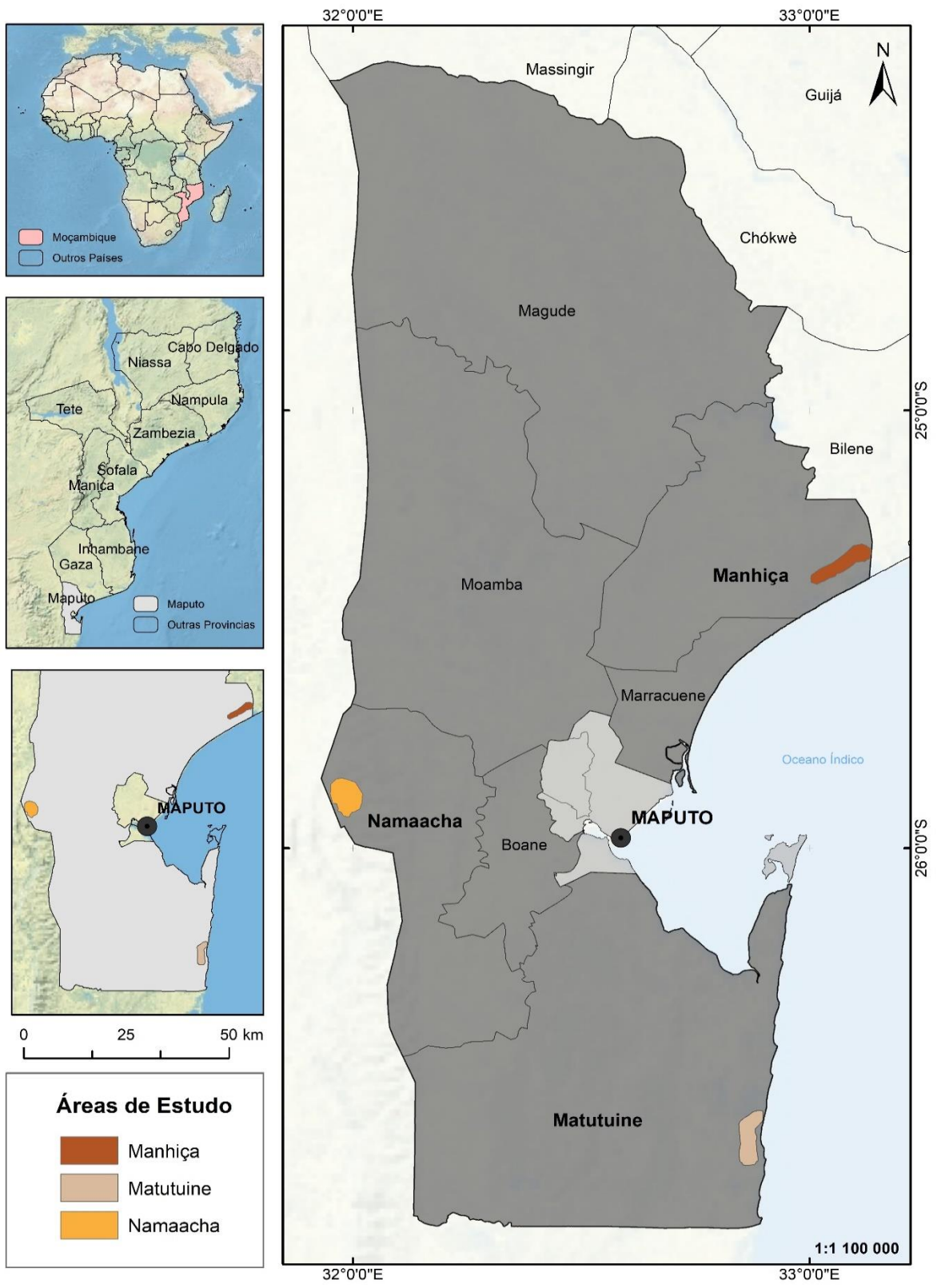
Anexo 2: Potencial de projectos Eólicos [Fonte: Atlas das energias renováveis de Moçambique]





**ESTUDO DE VIABILIDADE PARA INSTALAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO DE 60MW EM MAPUTO**

Anexo 3: Delimitação das áreas de estudo [Fonte: Autor a partir do software ArcGIS].



**ESTUDO DE VIABILIDADE PARA INSTALAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO DE 60MW EM MAPUTO**

Anexo 4: Variação interanual da velocidade do vento (2008- 2017) [Fonte: Global Wind Atlas]

Variação interanual da velocidade										
Ano	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Namaacha	7,51	7,51	7,66	7,58	7,81	7,89	7,66	7,51	7,66	7,81
Matutuine	7,24	7,31	7,46	7,46	7,53	7,68	7,53	7,31	7,53	7,53
Manhiça	7,01	6,94	7,01	7,15	7,22	7,15	7,15	6,94	7,08	7,08

Anexo 5: Variação diurna da velocidade do vento [Fonte: Global Wind Atlas].

Variação diurna da velocidade (m/s)			
Hora	Namaacha	Matutuine	Manhiça
0:00	8,13	7,79	7,79
1:00	8,21	7,86	7,86
2:00	8,28	7,93	7,93
3:00	8,36	7,93	7,93
4:00	8,28	7,86	7,86
5:00	7,83	7,43	7,43
6:00	7,39	6,94	6,94
7:00	6,86	6,44	6,44
8:00	6,42	6,02	6,02
9:00	6,27	5,81	5,81
10:00	6,19	5,73	5,73
11:00	6,27	5,81	5,81
12:00	6,49	5,88	5,88
13:00	6,79	6,09	6,09
14:00	7,09	6,37	6,37
15:00	7,53	6,8	6,8
16:00	7,91	7,29	7,29
17:00	7,91	7,58	7,58
18:00	7,83	7,72	7,72
19:00	7,83	7,86	7,86
20:00	7,83	7,86	7,86
21:00	7,83	7,79	7,79
22:00	7,83	7,65	7,65
23:00	7,91	7,58	7,58

**ESTUDO DE VIABILIDADE PARA INSTALAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO DE 60MW EM MAPUTO**

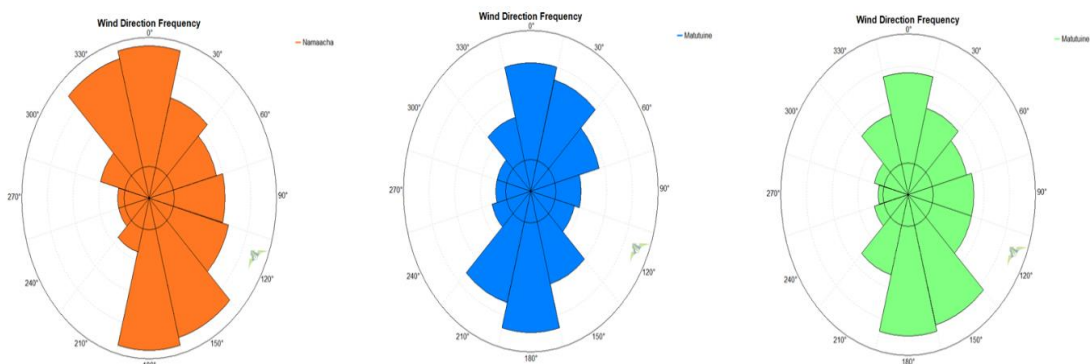
Anexo 6: Variação anual da velocidade do vento [Fonte: Global Wind Atlas]

Variação anual da velocidade (m/s)			
Mês	Namaacha	Matutuine	Manhiça
JAN	6,97	7,41	7,84
FEB	6,68	7,26	7,61
MAR	6,1	6,73	6,85
APR	6,97	7,11	6,93
MAY	6,61	6,73	6,93
JUN	7,41	7,48	7,23
JUL	7,41	7,41	7,31
AUG	7,41	7,71	7,38
SEP	9,37	9,15	9,06
OCT	7,84	8,01	8,37
NOV	7,55	8,09	8,22
DEC	6,75	7,56	7,69

Anexo 7: Perdas consideradas

Perdas Técnicas no sistema		
Efeito Esteira	4	%
Aerofólio	2	%
Transmissão	4	%
Disponibilidade da turbina	98	%

Anexo 8: Variação da direcção do vento para Namaacha, Matutuine e Manhiça, Respectivamente [Fonte: Autor a partir do software Windographer].



## ESTUDO DE VIABILIDADE PARA INSTALAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO DE 60MW EM MAPUTO

Anexo 9: Análise do desempenho das turbinas em Namaacha. [Fonte: Autor, a partir do Software: RETscreen Expert]

Namaacha				
Parâmetros das turbinas				
Fabricante	SEIMENS	Furhleader	RePOWER	Unidades
Modelo	SWT3.6-107-80	FL3000-100m	5M-100m	-
Capacidade	3	3	5	Mw
Número de Turbinas	20	20	12	-
Altura	80	100	100	m
Velocidade na altura de Inst.	7,1	7,5	7,5	m/s
Diâmetro	107	120,6	126	m
Área	8.992,02	11.423	12.469	m <sup>2</sup>
Coeficiente de Cisalhamento da velocidade	2			-
Factor de forma	0,2			
Capacidade de carga	32,9	38,2	29,4	%
Receita Anual				
Taxa de Comercialização	0,096			USD/kW
Eletricidade fornecida à rede	172.882	200.792	154.503	MWh
Receita Anual Gerada	16.596.651	19.276.075	14.832.271	USD
Produção				
Quantidade de energia estimada por turbina	10.290	11.951	15.327	MWh
Coeficiente de Pressão	0,973			-
Coeficiente de Temperatura	0,975			-
Quantidade de energia Produzida	9.766	11.343	14.547	MWh
Coeficiente de perdas	0,89			-
Rendimento específico	961	879	1033	kWh/m <sup>2</sup>

Anexo 10: Análise do desempenho das turbinas em Manhiça (Fonte: Autor, a partir do software RETscreen Expert)

Manhiça				
Parâmetros das turbinas				
Fabricante	SEIMENS	Furhleader	RePOWER	Unidades
Modelo	SWT3.6-107-80	FL3000-100m	5M-100m	-
Capacidade	3	3	5	Mwh
Número de Turbinas	20	20	12	-
Altura	80	100	100	m
Velocidade na altura de Inst.	6.9	7.1	7.1	m/s
Diâmetro	107	120.6	126	m
Área	8992.02	11423	12469	m <sup>2</sup>
Coeficiente de Cisalhamento da velocidade	2			-
Factor de forma	0,15			
Capacidade de carga	31	36,1	27,2	%
Receita Anual				
Taxa de Comercialização	0.096			USD/KWh
Eletricidade fornecida à rede	162.814	189.753	142.980	Mwh
Receita Anual Gerada	15.630.184	18.216.299	13.726.19	USD
Produção				
Quantidade de energia ideal Produzida por turbina	9.556	11.136	13.986	MWh
Coeficiente de Pressão	0,991			-
Coeficiente de Temperatura	0,972			-
Quantidade de energia Real Produzida por turbina	9.197	10.719	13.462	MWh
Coeficiente de perdas	0,89			-
Rendimento específico	905	831	956	kwh/m <sup>2</sup>

## ESTUDO DE VIABILIDADE PARA INSTALAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO DE 60MW EM MAPUTO

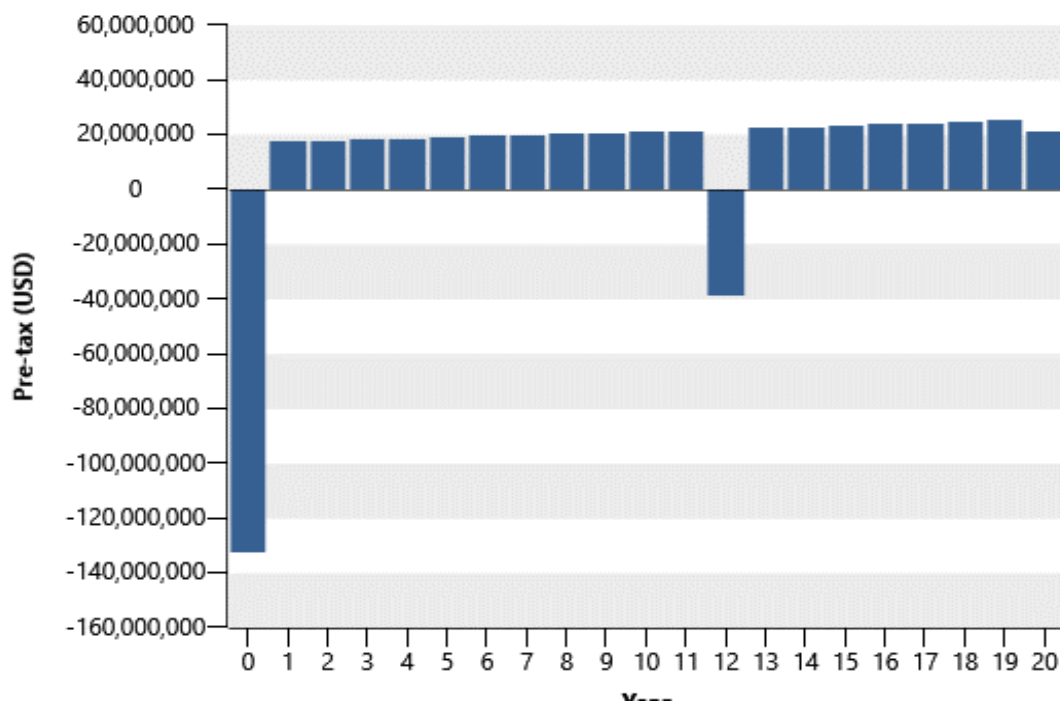
Anexo 11: Análise do desempenho das turbinas em Matutuine. [Fonte: Autor, a partir do Software: RETScreen Expert]

Matutuine				
Parâmetros das turbinas				
Fabricante	SEIMENS	Furhleader	RePOWER	Unidades
Modelo	SWT3.6-107-80	FL3000-100m	5M-100m	-
Capacidade	3	3	5	Mw
Número de Turbinas	20	20	12	-
Altura	80	100	100	m
Velocidade na altura de Inst.	7,5	7,7	7,7	m/s
Diâmetro	107	120,6	126	m
Área	8.992,02	11.423	12.469	m <sup>2</sup>
Coeficiente de Cisalhamento da velocidade	0,12			
Factor de forma	2			-
Capacidade de carga	35	40,3	31	%
Receita Anual				
Taxa de Comercialização	0,096			USD/W
Eletricidade fornecida à rede	190.577	211.911,83	162.971	Mwh
Receita Anual Gerada	18.295.377	20.343.536	15.645.237	USD
Produção				
Quantidade de energia estimada por turbina	11.168	12.419	16.085	Mwh
Coeficiente de Pressão	0,992			-
Coeficiente de Temperatura	0,972			-
Quantidade de energia Produzida	10.766	11.971	15.505	Mwh
Coeficiente de perdas	0.89			-
Rendimento específico	1060	928	1101	kwh/m <sup>2</sup>

Anexo 12: Receita anual e fluxo de caixa acumulado [Fonte: Autor a partir do RETScreen Expert]

ANO	Receita anual gerada (USD)	Fluxo de caixa Acumulado (USD)
0	-\$132.288.000,00	-\$132.288.000,00
1	\$17.690.406,21	-\$114.597.593,79
2	\$18.044.214,34	-\$96.553.379,45
3	\$18.405.098,62	-\$78.148.280,83
4	\$18.773.200,60	-\$59.375.080,23
5	\$19.148.664,61	-\$40.226.415,63
6	\$19.531.637,90	-\$20.694.777,73
7	\$19.922.270,66	-\$772.507,07
8	\$20.320.716,07	\$19.548.209,00
9	\$20.727.130,39	\$40.275.339,39
10	\$21.141.673,00	\$61.417.012,39
11	\$21.564.506,46	\$82.981.518,85
12	-\$38.879.809,55	\$44.101.709,30
13	\$22.435.712,52	\$66.537.421,82
14	\$22.884.426,77	\$89.421.848,59
15	\$23.342.115,31	\$112.763.963,90
16	\$23.808.957,61	\$136.572.921,51
17	\$24.770.839,50	\$160.858.058,27
18	\$24.770.839,50	\$185.628.897,77
19	\$25.266.256,29	\$210.895.154,06
20	\$21.313.739,23	\$232.208.893,29

Anexo 13: Receita Anual gerada. [Fonte: Auto a partir do RETscreen Expert].



Anexo 14: Hipsometria e declividade do terreno em Manhiça [Fonte: Autor a partir do software ArcGIS]

Manhiça			
Gridcode	Hipsometria(m)	Área (Ha)	PERCENT (%)
1	7 – 20	391	7,96
2	20 – 30	542	11,03
3	30 – 40	1165	23,72
4	40 – 50	1286	26,18
5	50 – 60	1226	24,96
6	60 – 75	302	6,15
Σ	-	4912	100
Classes	Declividade (m)	Área (Ha)	PERCENT (%)
Plano	0 - 3	1691,5	34,44
Suave ondulado	3 - 8	1681,8	34,24
Ondulado	8- 20	974,1	19,83
Forte ondulado	20 - 45	451,9	9,20
Montanhoso	>45	112,7	2,29
Σ	-	4912	100%

**ESTUDO DE VIABILIDADE PARA INSTALAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO DE 60MW EM MAPUTO**

Anexo 15: Hipsometria e declividade do terreno em Matutuine [Fonte: Autor a partir do software ArcGis].

<b>Matutuine</b>			
<b>Gridcode</b>	<b>Hipsometria(m)</b>	<b>Área (Ha)</b>	<b>PERNCENT (%)</b>
1	0 - 10	391	7.74
2	10 - 20	542	10.73
3	20 - 35	1165	23.06
4	35 - 50	1286	25.46
5	50 - 99	1226	24.27
Σ	-	5051,8	100
<b>Classes</b>	<b>Declividade (m)</b>	<b>Área (Ha)</b>	<b>PERCENT (%)</b>
Plano	0 - 3	2247,6	44,49
Suave ondulado	3 - 8	1913,1	37,87
Ondulado	8 - 20	517,7	10,25
Forte ondulado	20 - 45	308,8	6,11
Montanhoso	>45	64,6	1.28
Σ	-	5051,8	100%

Anexo 16: Hipsometria e declividade do terreno em Namaacha [Fonte: Autor a partir do software ArcGis].

<b>Namaacha</b>			
<b>Gridcode</b>	<b>Hipsometria(m)</b>	<b>Área (Ha)</b>	<b>PERNCENT (%)</b>
1	335 - 450	466,1	9,30
2	450 - 500	772,1	15,41
3	500 - 550	1396,4	27,87
4	550 - 600	1587,4	31,68
5	600 - 650	678,2	13,54
6	650 - 700	110,2	2,20
Σ	-	5010,4	100,00
<b>Classes</b>	<b>Declividade (m)</b>	<b>Área (Ha)</b>	<b>PERCENT (%)</b>
Plano	0 - 3	285,02	5,69
Suave ondulado	3 - 8	1163,9	23,23
Ondulado	8 - 20	2235,6	44,62
Forte ondulado	20 - 45	1128,7	22,53
Montanhoso	>45	181,1	3,61
Σ	-	5010,4	100 %

