



# **Avaliação do Repotenciamento do Parque Eólico da Ribeira de Vinha (São Vicente, Cabo Verde)**

**Luís Miguel da Cruz dos Santos Brito**

*Trabalho realizado no programa de Dupla Titulação entre o Instituto Politécnico de Bragança e a Universidade da Coruña, como requisito para a obtenção do grau de Mestre em Energias Renováveis e Eficiência Energética e Mestre em Eficiência Energética e Sustentabilidade.*

Orientado por:

**Prof. Luis Frölen Ribeiro**  
**Prof. Jesús Chouza Gestoso**

**Bragança**

**2023**

**INSTITUTO POLITÉCNICO DE BRAGANÇA  
ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA E GESTÃO  
MESTRADO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS E  
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**

**UNIVERSIDADE DA CORUÑA  
ESCOLA SUPERIOR DE ENGENHARIA DE FERROL  
MESTRADO EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E  
SUSTENTABILIDADE**

**Avaliação do Repotenciamento do Parque Eólico da  
Ribeira de Vinha**

**Luís Miguel da Cruz dos Santos Brito  
a46813, PA167053**

**Bragança, 2023**

“Alguns homens vêm as coisas como são, e dizem ‘Porquê?’ Eu sonho com as coisas que nunca foram e digo ‘Porque não?’ ”

**-George Bernard Shaw**

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho principalmente aos meus pais e a minha avó, por serem os pilares do alcance de mais uma vitória no meu percurso acadêmico.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço em primeiro lugar aos meus orientadores Luis Manuel Frölen Ribeiro e Jesús Diego Chouza Gestoso pela disponibilidade e orientação disponibilizadas para que este trabalho se realizasse.

Também agradeço todos os amigos e familiares que me motivaram para que esta vitória fosse alcançada.

Aos meus colegas do curso, que fomos companheiros durante este período de dois anos.

A todos que de alguma forma colaboraram para o alcance desse objetivo.

Agradeço por fim ao Instituto Politécnico de Bragança e à Universidade de Coruña, a todos o corpo docente e todos funcionários que contribuíram para a conclusão desta etapa fundamental.

## RESUMO

O presente trabalho de conclusão de mestrado visa contemplar em três fases a Avaliação do Repotenciamento do Parque Eólico da Ribeira de Vinha através da aquisição de novos equipamentos de maior porte, potência e rendimento, também definindo novas tarifas energéticas para o seu funcionamento. O sistema proposto consiste em apoiar as centrais da concessionária ELECTRA Norte, aproveitando uma considerável disponibilidade do recurso eólico no local e respeitando o crescimento da demanda de energia para a Ilha de São Vicente.

Para efetuar a fundamentação do trabalho foram utilizadas pesquisas bibliográficas, visitas de campo, entrevistas exploratórias além de estudo de caso. O desenvolvimento do projeto teve como resultado o dimensionamento do Parque eólico que mostrou ser um sistema prático e viável com um retorno financeiro aceitável.

A repotenciação consistiu na substituição dos dez aerogeradores Aeroman de 30 kW por três aerogeradores Enercon E-33 de 300 kW, aumentando assim a potência do parque de 300 kW para 900 kW.

A viabilidade económica e financeira do Projeto na 1ª Fase indicou a rentabilidade líquida média anual de 7,81%, recuperação do investimento em 9 Anos, 6 Meses e 22 dias e ainda excedente de 120 396,79 € ao longo de 25 anos. A 2ª Fase indicou uma rentabilidade de 20,69%, recuperação do investimento ao fim de 4 Anos 6 Meses e 3 Dias e um excedente de 367 768,96 €. A 3ª Fase produziu uma rentabilidade de 32,77%, recuperação do investimento em 2 Anos 11 Meses e 12 Dias e excedente de 615 141,14 €.

A poupança de combustíveis em Toneladas por ano com a implementação do Parque indicou um total de 240,8 para a 1ª, 481,6 Toneladas para a 2ª e 787 Toneladas por ano para a 3ª Fase.

As poupanças em termos monetários para o Estado de Cabo Verde indicaram 161 336 € por ano para a 1ª Fase, 322 672 € por ano para a 2ª e 527 290 € por ano para a 3ª Fase.

Sendo Cabo Verde um país fortemente dependente da importação de combustíveis fósseis para alimentar a maioria do seu setor energético, o avanço deste projeto constitui uma possibilidade de geração de energia elétrica com menos custos.

**Palavras-Chave:** Avaliação, Repotenciamento, Parque Eólico, Sustentável, Recurso Eólico, Demanda de Energia, Viabilidade Económica, Poupança.

## **ABSTRACT**

The present master's conclusion work aims to contemplate, in three phases, the Evaluation of Ribeira de Vinha's Wind Farm Repowering through the acquisition of new equipment of greater size, power and efficiency, also defining new energy tariffs for its operation. The proposed system consists of supporting the power plants of the ELECTRA Norte concessionaire, taking advantage of the considerable availability of wind resources at the site and respecting the growth in energy demand for the Island of São Vicente.

To carry out the foundation of the work, bibliographic research, field visits, exploratory interviews were used, in addition to a case study. The development of the project resulted in the dimensioning of the wind farm, which proved to be a practical and viable system with an acceptable financial return.

The repowering was based on replacing the ten 30 kW Aeroman wind turbines with three 300 kW Enercon E-33 wind turbines, thus increasing the park's power from 300 kW to 900 kW.

The economic and financial viability of the Project in the 1st Phase indicated an average annual net return of 7.81%, recovery of the investment in 9 Years, 6 Months and 22 days and a surplus of €120,396.79 over 25 years. The 2nd Phase indicated a profitability of 20.69%, recovery of the investment after 4 Years 6 Months and 3 Days and a surplus of €367,768.96. The 3rd Phase produced a return of 32.77%, recovery of the investment in 2 Years 11 Months and 12 Days and a surplus of €615,141.14.

Fuel savings with the implementation of the park indicated a total of 240.8 Tons per year for the 1st, 481.6 Tons for the 2nd and 787 Tons per year for the 3rd Phase.

Savings in monetary terms for the Capeverdean State indicated €161,336 per year for the 1st Phase, €322,672 per year for the 2nd and €527,290 per year for the 3rd Phase.

As Cape Verde is a country heavily dependent on the importation of fossil fuels to power most of its energy sector, the advancement of this project constitutes a possibility of generating electricity at lower costs for the State, according to the calculations previously presented.

At the end of the work, with all the information obtained, it was concluded that the research hypotheses were validated and that the results were satisfactory.

**Keywords:** Evaluation, Repowering, Wind Farm, Sustainable, Wind Resource, Energy Demand, Economic Feasibility, Savings.

# ÍNDICE

I-INTRODUÇÃO .....	1
1.2- Estrutura do Trabalho .....	1
II- FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	2
2.1- O aproveitamento da Energia Eólica em Cabo Verde.....	2
2.2- Estruturação do setor energético em Cabo Verde .....	3
2.3- O Recurso Eólico.....	4
2.3.1- Mecanismos de Geração do Vento .....	4
2.3.2- Variação da Velocidade do Vento .....	5
2.4- Forças atuantes em uma pá do aerogerador.....	9
2.5- Energia e Potência Extraídas do Vento .....	10
2.6- Composição de um Aerogerador de Eixo Horizontal.....	14
2.6.1- Nacelle.....	15
2.6.2- Rotor.....	16
2.6.3- Torre .....	16
2.6.4- Cubo .....	17
2.6.5- Transmissão e Caixa Multiplicadora .....	18
2.6.6- Gerador .....	19
2.6.7- Sistema de Travagem .....	20
2.6.8- Transformador .....	21
2.6.9- Mecanismos de Controlo.....	22
2.7- Aplicações dos Sistemas Eólicos .....	22
2.8- O Estado da Arte .....	23
III- MÉTODOS DESCRITIVOS.....	26
3.1-Especificações .....	26
3.1.1- Descrição do Local .....	26
3.1.2- Descrição do Parque .....	27
3.1.3- Historial do Parque da Ribeira de Vinha.....	28
3.2- Métodos .....	31
3.2.1- Abordagem Metodológica.....	31
3.3- Desenvolvimento do Projeto .....	32
3.3.1- Dimensionamento do Projeto de Repotenciamento .....	32
3.3.2- Enquadramento do Projeto no Panorama energético da Ilha.....	33
3.3.3- Distribuição de Weibull para a Zona de Ribeira de Vinha.....	34
3.3.4- Dados de Vento Reais para Ribeira de Vinha .....	37

3.3.5- Ficha Técnica do Aerogerador a ser instalado .....	40
3.4- Custo do Projeto de Reabilitação do Parque .....	42
IV- RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	43
4.1- Viabilidade Económica do Projeto de Repotenciamento .....	43
4.1.1- 1ª Fase (300 kW) .....	43
4.1.2- 2ª Fase (600 kW) .....	47
4.1.3- 3ª Fase (900 kW) .....	50
4.2- Poupança de Combustíveis Fósseis após implementação do Parque .....	53
4.2.1- 1ª Fase (300 kW) .....	53
4.2.2- 2ª Fase (600 kW) .....	53
4.2.3- 3ª Fase (900 kW) .....	53
4.3- Poupança em Termos Monetários para o Estado .....	54
4.3.1- 1ª Fase (300 kW) .....	54
4.3.2- 2ª Fase (600 kW) .....	54
4.3.3- 3ª Fase (900 kW) .....	54
4.4- Impactes Ambientais do Projeto da Reabilitação .....	56
V- CONCLUSÃO .....	57
5.1- Considerações Finais .....	57
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	59
ANEXOS .....	63

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-A localização dos parques eólicos e as suas respetivas potências instaladas [1] .....	3
Figura 2- Modelo conceitual da circulação global atmosférica, indicando as células meridionais e as direções dos ventos próximos à superfície [14].....	5
Figura 3-Exemplo da Variação da velocidade do vento em 2 Minutos [15].....	6
Figura 4-Perfis do Vento passando por uma colina [15] .....	8
Figura 5- Principais forças atuantes em uma pá de aerogerador [3].....	9
Figura 6-Fluxo de ar através de uma área transversal A [3].....	10
Figura 7-Perdas de velocidade do vento na passagem por um conjunto de pás [3] .....	11
Figura 8-Distribuição de $v$ em função de $V3/V1$ .....	13
Figura 9- Componentes de um aerogerador de eixo horizontal [3] .....	14
Figura 10-Vista do interior da Nacelle de uma turbina eólica utilizando um gerador convencional [3] .....	15
Figura 11- Rotor de um Aerogerador de 3 Pás com raio R [25].....	16
Figura 12-Torre Tubular [2] .....	17
Figura 13-Detalhe de um cubo para conexão de pás [3] .....	18
Figura 14- Caixa de Velocidade de um Aerogerador [31].....	19
Figura 15-Gerador conectado a caixa de engrenagens [3].....	20
Figura 16-Sistema de Travagem Típico de um Aerogerador [30].....	21
Figura 17-Transformador Trifásico de um Aerogerador [29] .....	21
Figura 18-Considerações sobre o tamanho dos aerogeradores e suas principais aplicações [3].....	22
Figura 19-Mapa da Ilha de São Vicente com foco na zona de Ribeira de Vinha [35] ...	26
Figura 20-Visão Geográfica da Ilha de São Vicente e o Vento predominante que a percorre [36] .....	26
Figura 21-Parque eólico da Ribeira de Vinha (Vista Frontal) .....	27
Figura 22- Parque Eólico da Ribeira de Vinha (Vista Lateral) .....	27
Figura 23-Legenda dos componentes dos Aerogeradores Aeroman [34] .....	29
Figura 24-Curva de Potência do Aerogerador Aeroman [34] .....	30
Figura 25-Produção Anual do Aerogerador Aeroman [34].....	30
Figura 26-Previsão do Crescimento do Consumo de Energia para a Ilha de São Vicente de 2019 a 2024 .....	33

Figura 27-Parâmetros a e k para a Zona de Ribeira de Vinha [1] .....	34
Figura 28-Distribuição de Weibull para a=7 e k entre 2,5 e 3.....	35
Figura 29- Distribuição de Weibull para a=8 e k entre 2,5 e 3.....	35
Figura 30- Distribuição de Weibull para a=9 e k entre 2,5 e 3.....	36
Figura 31-Panorama Geral da Distribuição de Weibull para Ribeira de Vinha .....	36
Figura 32-Histograma do Anemómetro a 30 metros .....	37
Figura 33-Histograma do Anemómetro a 50 metros .....	37
Figura 34-Distribuição de Weibull para Ribeira de Vinha a=9 e k=3.....	38
Figura 35-Sobreposição das leituras do Anemómetro a 30 metros e da Distribuição de Weibull [9 ; 3].....	38
Figura 36-Gráfico de Dispersão das Velocidades Médias dos Anemómetros a 30 e a 50 metros .....	39
Figura 37- Curva de Potência do Enercon E-33 de 300 kW [38].....	40
Figura 38-Enercon E-33 (Vista Completa) [38] .....	41
Figura 39-Enercon E-33 (Vista Aproximada) [38].....	41

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1-Localização e capacidade instalada em 2018, em MW, dos parques eólicos em operação no arquipélago de Cabo Verde [1] .....	2
Tabela 2-Centrais por Ilha de Cabo Verde [33].....	4
Tabela 3- Legenda dos Componentes da Nacelle de um Aerogerador Convencional adaptado de [3] .....	15
Tabela 4- Características dos Aerogeradores Aeroman de 30 kW .....	29
Tabela 5-Repartição de Potência da ELECTRA Norte [37].....	32
Tabela 6-Simulações <b>a</b> e <b>k</b> para os intervalos <b>a</b> [7 ; 9] e <b>k</b> [2,5 ; 3] .....	34
Tabela 7-Especificações Técnicas do Aerogerador Enercon E-33/300 kW .....	40
Tabela 8-Estimativa de produção Anual do Enercon E-33.....	43
Tabela 9-Orçamento Correspondente a 1ª Fase do Projeto .....	44
Tabela 10-Estimativa de Produção, Preço e Vendas de 2025 a 2050 (Corte de 5 em 5 anos) .....	44
Tabela 11-Salário e Encargos Anuais relativos ao Técnico de Manutenção e Monitorização 1ª Fase .....	44
Tabela 12-Gastos para a Supervisão da Central 1ª Fase.....	45
Tabela 13-Vida Útil e Taxa de Depreciação dos Equipamentos 1ª Fase.....	45
Tabela 14-Cash-Flows Líquidos originados entre 2025 e 2050 (Corte de 5 em 5 anos) .....	45
Tabela 15-VAL, TIR e Taxa de Atualização da 1ª Fase.....	46
Tabela 16-Período de Recuperação do Investimento da 1ª Fase .....	46
Tabela 17-Orçamento Correspondente a 2ª Fase do Projeto .....	47
Tabela 18-Estimativa de Produção, Preço e Vendas de 2035 a 2060 (Corte de 5 em 5 anos) .....	47
Tabela 19-Salário e Encargos Anuais dos Técnicos de Manutenção e Monitorização 2ª Fase.....	47
Tabela 20-Gastos para a Supervisão da Central 2ª Fase.....	48
Tabela 21-Vida Útil e Taxa de Depreciação dos Equipamentos 2ª Fase.....	48
Tabela 22-Cash-Flows Líquidos originados entre 2035 e 2060 (Corte de 5 em 5 anos) .....	48
Tabela 23-VAL, TIR e Taxa de Atualização da 2ª Fase.....	49
Tabela 24-Período de Recuperação do Investimento da 2ª Fase .....	49

Tabela 25-Orçamento Correspondente a 3ª Fase do Projeto .....	50
Tabela 26-Estimativa de Produção, Preço e Vendas de 2040 a 2065 (Corte de 5 em 5 anos) .....	50
Tabela 27-Salário e Encargos Anuais dos Técnicos de Manutenção e Monitorização 3ª Fase.....	50
Tabela 28-Gastos para a Supervisão da Central 3ª Fase.....	51
Tabela 29-Vida Útil e Taxa de Depreciação dos Equipamentos 3ª Fase.....	51
Tabela 30-Cash-Flows Líquidos originados entre 2040 e 2065 (Corte de 5 em 5 anos) .....	51
Tabela 31-VAL, TIR e Taxa de Atualização da 3ª Fase.....	52
Tabela 32-Período de Recuperação do Investimento da 3ª Fase .....	52

## SÍMBOLOS, SIGLAS E ABREVIATURAS

<b>AEB</b>	Água e Energia de Boavista
<b>AIA</b>	Avaliação de Impacte Ambiental
<b>ARE</b>	Agência de Regulação Económica
<b>APP</b>	Águas de Ponta Preta
<b>AT</b>	Alta Tensão
<b>BT</b>	Baixa Tensão
<b>cSt</b>	Centistoke
<b>DGE</b>	Direção Geral de Energia
<b>ETAR</b>	Estação de Tratamento de Águas Residuais
<b>ELECTRA</b>	Empresa de Electricidade e Água
<b>GEE</b>	Gases do Efeito de Estufa
<b>HAWT</b>	Horizontal Axis Wind Turbine
<b>kW</b>	Kilowatt
<b>kWh</b>	Kilowatt Hora
<b>m</b>	Metro
<b>MW</b>	Megawatt
<b>m/s</b>	Metros por segundo
<b>ODS</b>	Objetivos do Desenvolvimento Sustentável
<b>ODM</b>	Objetivos do Desenvolvimento do Milénio
<b>PNEC</b>	Plano Nacional de Energia e Clima
<b>Rpm</b>	Rotações por Minuto
<b>VAWT</b>	Vertical Axis Wind Turbines
<b>W/m<sup>2</sup></b>	Watts por metro quadrado
<b><math>\rho</math></b>	Massa específica do ar

## **I-INTRODUÇÃO**

O presente trabalho tem como foco principal a reunião de dados com o intuito de avaliar como a matriz energética da Ilha de São Vicente será beneficiada com reabilitação do antigo parque eólico da zona de Ribeira de Vinha.

A reabilitação do parque permitirá uma produção elétrica de forma limpa e sustentável, aproveitando um recurso abundante e característico da sua localização.

A metodologia abordada consistiu na exploração da literatura relacionada com o tema, compilação das informações fundamentais para o seu avanço, dimensionamento do projeto eólico através de cálculos, efetuar o estudo de viabilidade financeira, apurar impactes do projeto e por fim esboçar as considerações finais.

### **1.2- Estrutura do Trabalho**

Este trabalho encontra-se dividido em cinco capítulos:

No **Capítulo I**, Introdução, é feita contextualização e descrição do tema em questão. Neste capítulo também são expostos, a estruturação e os objetivos da elaboração deste trabalho.

No **Capítulo II**, Fundamentação Teórica, é apresentado os conteúdos a serem retratados ao longo do trabalho, fruto de uma seleção entre as pesquisas bibliográficas realizadas, e também o estado da arte que retrata o panorama atual do repotenciamento eólico, reunindo assim um conjunto de informações que constituem a base do projeto.

No **Capítulo III**, Métodos Descritivos, estão presentes informações pertinentes do trabalho como o dimensionamento do projeto, os custos a ele associados, as hipóteses de pesquisa e metodologia utilizada para o avanço do projeto.

No **Capítulo IV**, Resultados e Discussões, apresentam-se os resultados do estudo da repotenciação, sua viabilidade económica, o desempenho financeiro, o desempenho energético, eventuais impactes ambientais e também análise e comentários sobre os mesmos para validação das hipóteses consideradas.

O **Capítulo V**, Considerações Finais, refere-se às conclusões e os trabalhos futuros a serem realizados neste mesmo âmbito.

## II- FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1- O aproveitamento da Energia Eólica em Cabo Verde

Os recursos renováveis, eólico e solar, são os mais abundantes em Cabo Verde, atualmente representam a totalidade do aproveitamento renovável para a produção da energia elétrica do país. A eólica representa 90% e o solar fotovoltaico os restantes 10% (centrais solares Santiago e Sal) [1].

Cabo Verde encontra-se sob influência dos ventos alísios devido a sua localização geográfica. Estes são ventos bastante constantes provenientes de uma única direção, nordeste (NE), sendo esta característica fundamental do recurso eólico desta região.

Nos finais de 2011, a Vestas assinou um contrato para o fornecimento de geradores eólicos que totalizaram uma capacidade de 25,5 MW para Cabo Verde, especificamente para o projeto desenvolvido pela Cabeólica, que incluiu a construção de quatro parques eólicos nas ilhas de Santiago, Sal, São Vicente e Boavista. A Vestas instalou trinta aerogeradores V52 de 850 kW de potência unitária: 11 em Santiago, 9 no Sal, 7 em São Vicente e 3 na Boavista, numa parceria público/privada entre o governo de Cabo Verde e a ELECTRA.

As localizações exatas dos referidos parques eólicos encontram-se na Tabela 1:

Tabela 1-Localização e capacidade instalada em 2018, em MW, dos parques eólicos em operação no arquipélago de Cabo Verde [1]

	Ilha	Localização do Parque Eólico		Capacidade Instalada (MW)
		Latitude	Longitude	
Parques Eólicos	<b>Santiago</b>	14° 58' 09,55"	23° 30' 39,02"	11,90
	<b>São Vicente</b>	16° 50' 02,17"	25° 01' 14,31"	8,50
	<b>Sal</b>	16° 42' 26,46"	22° 54' 17,14"	7,65
	<b>Boavista</b>	16° 12' 45,57"	22° 54' 23,57"	2,55

A seguinte ilustração (Figura 1), mostra como foi feita essa distribuição:

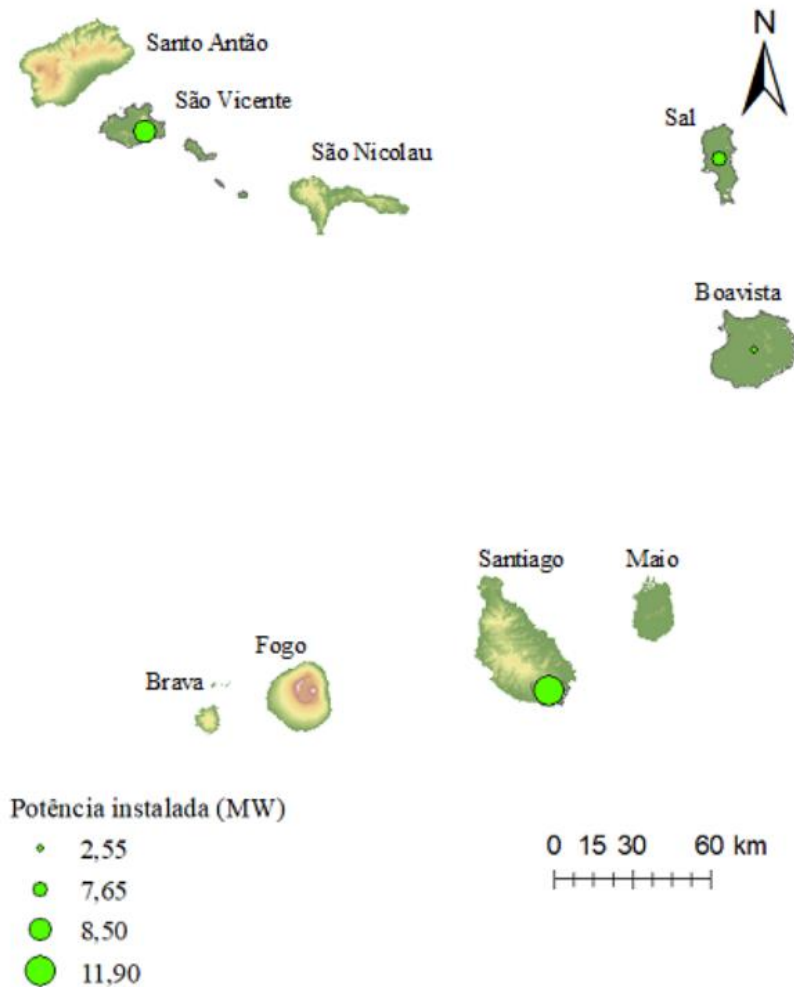


Figura 1-A localização dos parques eólicos e as suas respetivas potências instaladas [1]

## 2.2- Estruturação do setor energético em Cabo Verde

A Potência Instalada em Cabo Verde é derivada de três fontes: geradores a Diesel e a Fuelóleo com 109 068 kW, centrais eólicas com 24 350 kW e solar fotovoltaica com 6 780 kW.

A Direção Geral de Energia assume-se como organismo máximo responsável pela área energética no país, confiando o controlo dos preços e custos à Agência de Regulação Económica. O setor da produção é caracterizado por um único produtor em regime de exclusividade, a ELECTRA SARL (pertencente ao Estado de Cabo Verde) cujo objetivo é a produção, distribuição e comercialização da água e energia elétrica. Com a alteração da legislação em 2006, regista-se a entrada de outras empresas no circuito produtivo,

nomeadamente a APP no Sal e AEB na ilha de Boavista. Essas empresas funcionam como concessionárias da ELECTRA.

As centrais termoelétricas continuam a ter o papel predominante na produção de eletricidade.

A Tabela 2 faz uma síntese dessas informações anteriormente apresentadas:

Tabela 2-Centrais por Ilha de Cabo Verde [33]

Ilha	ELECTRA			Produtores Independentes	
	Diesel	Eólica	Solar	Cabeólica	EletricWind
<b>Santo Antão</b>	<b>2</b>				<b>1</b>
<b>São Vicente</b>	<b>2</b>	<b>1</b>		<b>1</b>	
<b>São Nicolau</b>	<b>2</b>				
<b>Sal</b>	<b>1</b>		<b>1</b>	<b>1</b>	
<b>Maio</b>	<b>1</b>				
<b>Santiago</b>	<b>3</b>		<b>1</b>	<b>1</b>	
<b>Fogo</b>	<b>2</b>				
<b>Brava</b>	<b>1</b>				

## 2.3- O Recurso Eólico

A energia eólica deriva da radiação solar pois os ventos se formam devido ao aquecimento não uniforme da superfície terrestre. Os ventos a escala global e aqueles em pequena escala são influenciados por diferentes aspetos, entre os quais destacam-se a altura, a rugosidade, os obstáculos e o relevo.

Os ventos mais fortes, mais constantes e mais persistentes ocorrem em bandas situadas a cerca de 10 km da superfície da Terra. Como não é possível colocar os conversores eólicos nessas zonas, o espaço de interesse encontra-se limitado a algumas centenas de metros na atmosfera [2].

### 2.3.1- Mecanismos de Geração do Vento

As regiões tropicais recebem os raios solares quase que perpendicularmente, daí serem mais aquecidas do que as regiões polares. Consequentemente, o ar quente que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais é substituído por uma massa de ar mais fria proveniente das regiões polares. O deslocamento de massas de ar determina a formação dos ventos. Existem locais no globo terrestre nos quais os ventos não cessam de deslocar, pois os mecanismos que os produzem (aquecimento no equador e arrefecimento nos polos) estão sempre presentes na natureza. São chamados de ventos planetários ou constantes, e se classificam em:

- **Alísios:** ventos dos trópicos para o Equador, a baixas altitudes.
- **Contra-Alísios:** ventos do Equador para os polos, a altas altitudes.
- **Ventos do Oeste:** ventos dos trópicos para os polos.
- **Polares:** ventos frios dos polos para as zonas temperadas.

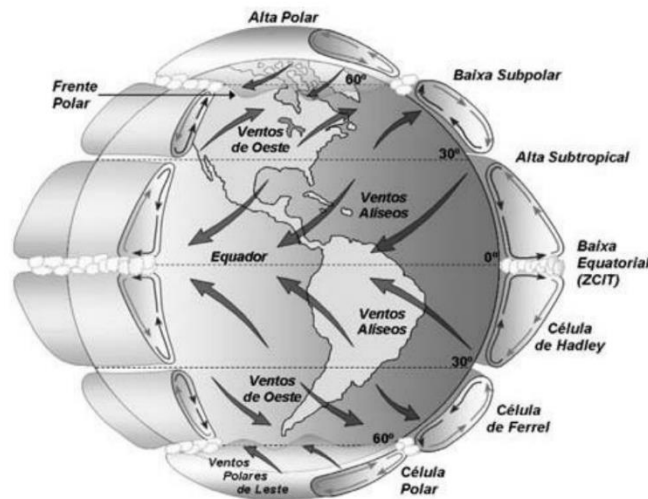


Figura 2- Modelo conceitual da circulação global atmosférica, indicando as células meridionais e as direções dos ventos próximos à superfície [14]

### 2.3.2- Variação da Velocidade do Vento

A velocidade do vento é o fator de maior importância para a potência que uma turbina eólica pode gerar porque, a potência depende do cubo da velocidade do vento, e para qualquer projeto de energia eólica a velocidade do vento é o primeiro fator de decisão. A natureza do vento que é variável, pois sua direção, velocidade e temperatura podem mudar. Esta mudança pode ser de minuto a minuto ou às vezes de segundo a segundo. Assim, é necessário investigar a variação da velocidade do vento. Existem quatro categorias de variação de velocidade do vento. Esses são:

- Variação da velocidade do vento com o tempo
- Variação da velocidade do vento com altura
- Variação da velocidade do vento com o terreno
- Variação da velocidade do vento com a zona geográfica

### 2.3.2.1- Variação da velocidade do vento com o tempo

A variação da velocidade do vento com o tempo se divide em três categorias: variações momentâneas, variações diárias e variações sazonais. O vento está sujeito ao calor da luz do sol e à temperatura dos arredores em uma área da Terra. Às vezes, podemos sentir claramente essa variação de vento e observar que o vento não sopra com uma velocidade constante. Esta variação momentânea pode ser vista claramente quando a velocidade do vento é registada.

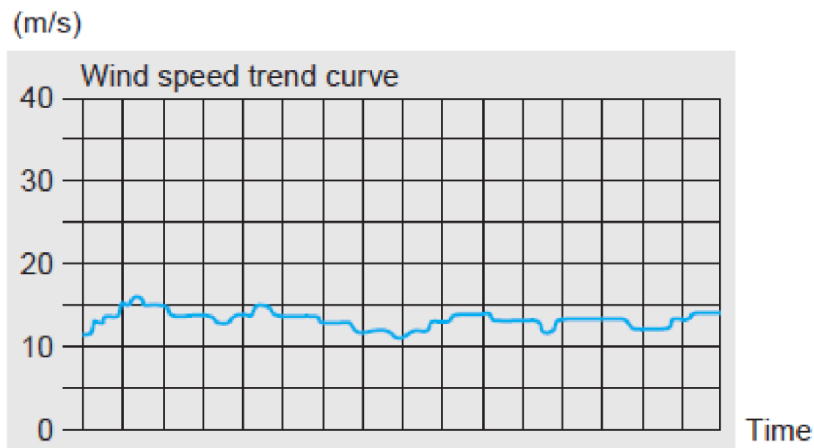


Figura 3-Exemplo da Variação da velocidade do vento em 2 Minutos [15]

As mudanças diárias de velocidade do vento são as variações de velocidade do vento em 24 horas, ou seja, um padrão específico para o vento de uma região para vários momentos do dia devido ao aquecimento e arrefecimento da superfície terrestre com o ciclo Dia/Noite. A mudança sazonal no vento refere-se à variação do vento durante um ano. Para este caso, pode-se encontrar um padrão específico para a velocidade dos meses do ano. O melhor exemplo é que em muitas regiões temos mais vento na primavera ou no inverno em relação ao verão. Esta informação deve ser encontrada a partir dos dados estatísticos do vento. Esta informação mostra, também, que não se pode esperar a mesma produção de energia de um aerogerador em diferentes épocas em um ano.

### 2.3.2.2-Variação da velocidade do vento com altura (Lei de Prandtl<sup>1</sup>)

A velocidade de atrito varia com a rugosidade do solo, com a velocidade do vento e com forças que se desenvolvem na atmosfera. O atrito entre a superfície terrestre e o vento resulta num retardamento deste último. As camadas mais baixas de ar retardam as que lhe estão por cima devido à viscosidade do fluido, resultando numa variação da velocidade média do vento com a altura ao solo. O efeito da força de atrito vai-se desvanecendo até praticamente se anular a uma altura de aproximadamente 2000 metros.

[2]

No solo, a condição fronteira obriga a que a velocidade do escoamento seja nula. A esta zona da atmosfera caracterizada pela variação da velocidade do vento com a altura chama-se camada limite atmosférica; acima desta zona diz-se que a atmosfera é livre. A região da camada limite atmosférica que se estende até uma altura de cerca de 100 metros – a chamada camada superficial – é a zona de interesse para as turbinas eólicas. Nesta zona, a topografia do terreno e a rugosidade do solo condicionam fortemente o perfil de velocidades do vento e isso é representado pela lei logarítmica de Prandtl:

$$\frac{\bar{u}(z)}{\bar{u}(Z_R)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_R}{Z_0}\right)} \quad (1)$$

em que  $\bar{u}(z)$  é a velocidade média do vento à altura  $z$ , e  $Z_0$  é o que se define por comprimento característico da rugosidade do solo e  $\bar{u}(Z_R)$  é a velocidade média à altura de referência  $Z_R$ .

### 2.3.2.3- Variação da velocidade do vento com o terreno

Quando o vento sopra, sua direção e velocidade são influenciadas pelos obstáculos que estão no seu caminho. Em uma altura suficientemente afastada do solo, a direção e velocidade não são perturbados e há um vento mais constante. Todos os obstáculos para o fluxo de vento podem atrasá-lo. Assim, dentro das cidades onde existem muitos edifícios, há mais obstáculos para desacelerar vento. Pelo contrário, em terras agrícolas com vegetação curta, planícies ou ao longo da superfície de um lago não há muita obstrução para desacelerar o vento.

---

<sup>1</sup> Ludwig Prandtl foi um físico alemão, pioneiro no desenvolvimento de análises Matemáticas que vieram a formar a base da ciência aplicada da engenharia aeronáutica.

O cenário na escala maior de uma colina é mostrado na Figura 4. Depois do vento incidir à esquerda, passa a colina e acelera no lado direito. Em tal situação, o lado direito é o melhor lugar para instalar aerogeradores.

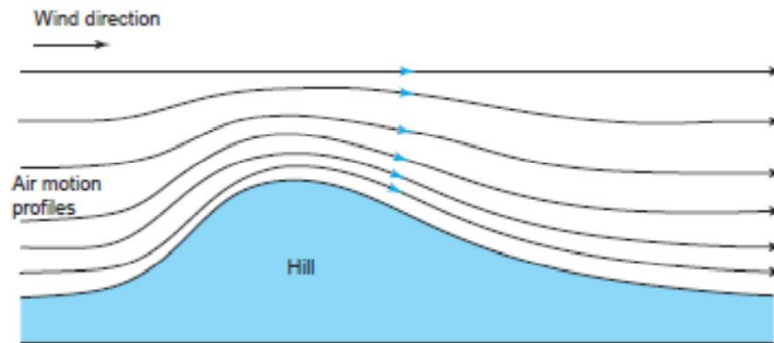


Figura 4-Perfis do Vento passando por uma colina [15]

#### 2.3.2.4- Variação da velocidade do vento com a zona geográfica

O clima não é o mesmo em toda a parte. A formação do vento é afetada pela mudança na temperatura e pressão do ar. O arrefecimento ou aquecimento de uma região depende em vários fatores, todos relacionados à localização geográfica. Por exemplo, se uma região fica no litoral, cercada por montanhas, sendo ou não afetada por grandes tempestades, e assim por diante, determinam as especificações do vento. A velocidade média do vento em uma região é de 10 m/s, por exemplo, enquanto noutra é apenas 4,5 m/s.

## 2.4- Forças atuantes em uma pá do aerogerador

A figura 5 mostra as principais forças atuantes em uma pá do aerogerador, assim como os ângulos de ataque ( $\alpha$ ) e de passo ( $\beta$ ). A força de sustentação é perpendicular ao fluxo do vento resultante visto pela pá ( $V_{res}$ ), resultado da subtração vetorial da velocidade do vento incidente ( $V_w$ ) com a velocidade tangencial da pá do aerogerador ( $V_{tan}$ ), conforme a equação 2.

$$\vec{V}_{res} = \vec{V}_w - \vec{V}_{tan} \quad (2)$$

A força de arrasto é produzida na mesma direção de  $V_{res}$ . A resultante das componentes da força de sustentação e de arrasto na direção  $V_{tan}$  produz o torque do aerogerador.

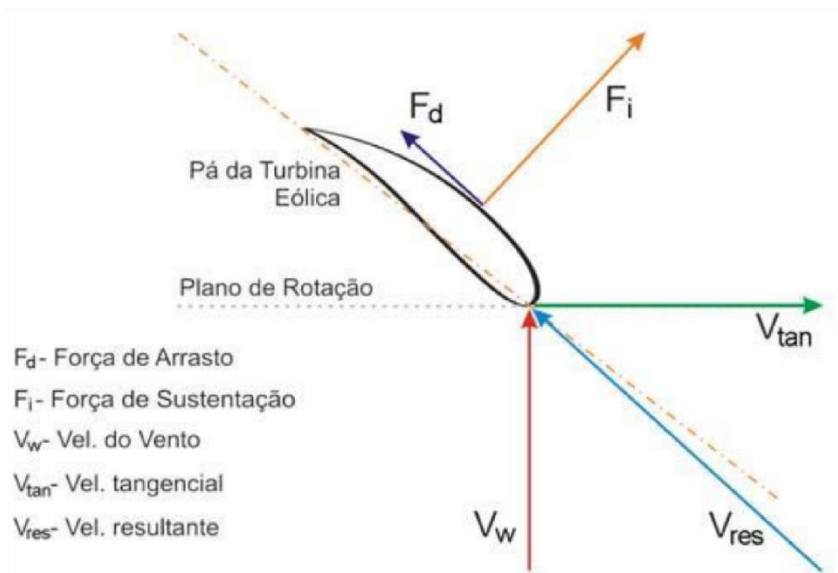


Figura 5- Principais forças atuantes em uma pá de aerogerador [3]

## 2.5- Energia e Potência Extraídas do Vento

A energia cinética de uma massa de ar  $m$  em movimento a uma Velocidade  $v$  é dada por:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3)$$

Considerando a mesma massa de ar  $m$  em movimento a uma velocidade  $v$ , perpendicular a uma sessão transversal de um cilindro imaginário (figura 6), pode-se demonstrar que a potência disponível no vento que passa pela seção  $A$ , transversal ao fluxo de ar, é dada por:

$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (4)$$

Onde:

$P$  = potência do vento [W]

$\rho$  = massa específica do ar [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]

$A$  = área da seção transversal [ $\text{m}^2$ ]

$v$  = velocidade do vento [m/s]

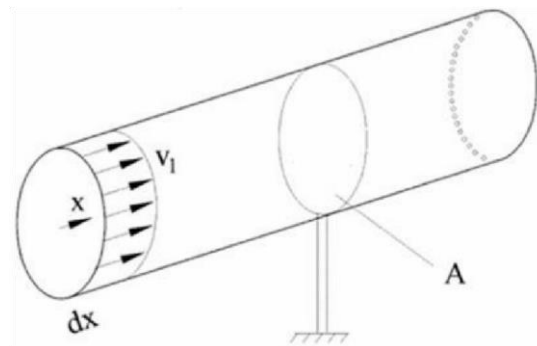


Figura 6-Fluxo de ar através de uma área transversal  $A$  [3]

A expressão 4 também pode ser escrita por unidade de área, definindo, desta forma, a densidade de potência  $DP$ , ou fluxo de potência:

$$DP = \frac{P}{A} = \frac{1}{2}\rho v^3 \quad (5)$$

Ao reduzir a velocidade do deslocamento da massa de ar, a energia cinética do vento é convertida em energia mecânica através da rotação das pás. A potência disponível no vento não pode ser totalmente aproveitada pelo aerogerador na conversão de energia elétrica. Para levar em conta esta característica física, é introduzido um índice denominado coeficiente de potência  $C_p$ , que pode ser definido como a fração da potência eólica disponível que é extraída pelas pás do rotor. Para determinar o valor máximo desta

parcela de energia extraída do vento ( $C_p$  máximo), o físico alemão Albert Betz<sup>2</sup> considerou um conjunto de pás em um tubo onde  $v_1$  representa a velocidade do vento na região anterior às pás,  $v_2$  a velocidade do vento no nível das pás e  $v_3$  a velocidade do vento após deixar as pás, conforme apresentado na figura 7.

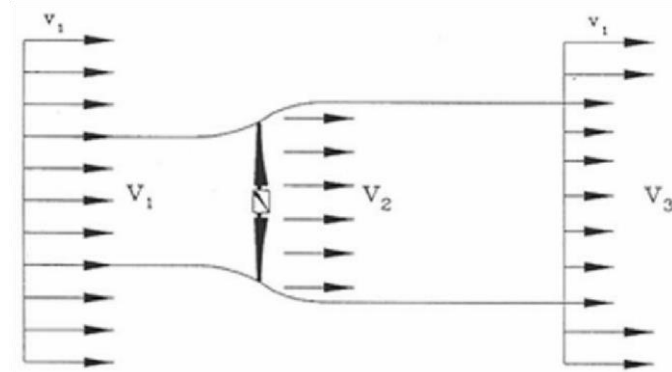


Figura 7-Perdas de velocidade do vento na passagem por um conjunto de pás [3]

Como na figura 7, Betz assume um deslocamento homogêneo do fluxo de ar a uma velocidade  $v_1$  que é retardada pelo conjunto de pás, assumindo uma velocidade  $v_3$  a jusante das pás. Pela lei da continuidade, temos que:

$$\rho v_1 A_1 = \rho v_2 A_2 = \rho v_3 A_3 \quad (6)$$

Como a redução da pressão do ar é mínima, a densidade do ar pode ser considerada constante. A energia cinética extraída pelo aerogerador é a diferença entre a energia cinética a montante e a energia cinética a jusante do conjunto de pás:

$$E_{ex} = \frac{1}{2} m (v_1^2 - v_3^2) \quad (7)$$

A potência extraída do vento por sua vez é dada por:

$$\dot{E}_{ex} = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_3^2) \quad (8)$$

<sup>2</sup> Albert Betz foi um físico alemão. Nasceu em Schweinfurt, em 25 de dezembro de 1885. Foi um pioneiro do aerogerador.

Neste ponto é necessário fazer duas considerações extremas sobre a relação entre as velocidades  $v_1$  e  $v_3$ :

A velocidade do vento não é alterada ( $v_1=v_3$ ) – Neste caso nenhuma potência é extraída;

A velocidade do vento é reduzida a valor zero ( $v_3= 0$ ) – Neste caso o fluxo de massa de ar é zero, o que significa também que nenhuma potência seja retirada. A partir dessas duas considerações extremas, a velocidade referente ao máximo de potência extraída é um valor entre  $v_1$  e  $v_3$ . Este valor pode ser calculado se a velocidade no rotor  $v_2$  é conhecida. A massa de ar é dada por:

$$\dot{m} = \rho A v_2 \quad (9)$$

Pelo teorema de Rankine-Froude <sup>3</sup>, pode-se assumir que a relação entre as velocidades  $v_1$ ,  $v_2$  e  $v_3$  é dada por:

$$v_2 = \frac{v_1 + v_3}{2} \quad (10)$$

Se a massa de ar apresentada na equação 9 e a velocidade  $v_2$  apresentada na equação 10 forem inseridas na mesma equação, tem-se:

$$\dot{E}_{ex} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \left\{ \frac{1}{2} \left[ 1 + \frac{v_3}{v_1} \right] \left[ 1 - \left( \frac{v_3}{v_1} \right)^2 \right] \right\} \quad (11)$$

Onde:  $\text{Potência do Vento} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \quad (12)$

---

<sup>3</sup> Robert Edmund Froude (1889) um dos criadores do modelo matemático da teoria do disco atuador.

Originando assim:

$$\text{Coeficiente de Potência} = \left\{ \frac{1}{2} \left[ 1 + \frac{v_3}{v_1} \right] \left[ 1 - \left( \frac{v_3}{v_1} \right)^2 \right] \right\} \quad (13)$$

O valor do coeficiente de Potência  $C_p$  em relação as velocidades  $v_3$  e  $v_1$  é apresentado no seguinte gráfico:

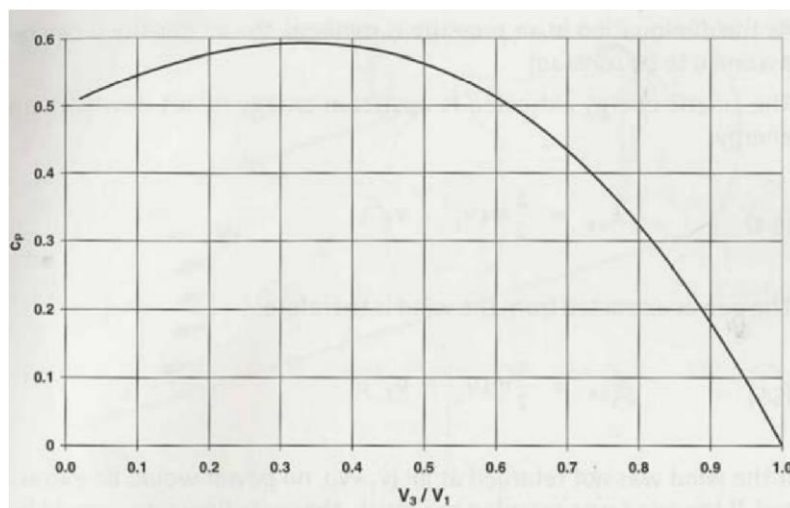


Figura 8-Distribuição de em função de  $V_3/V_1$

Ao considerar o coeficiente de potência  $C_p$  em função de  $\frac{v_3}{v_1}$  temos que:

$$C_p \text{ Betz} = \frac{16}{27} = 0.59 \quad (14)$$

Onde:  $\frac{v_3}{v_1} = \frac{1}{3}$

## 2.6- Composição de um Aerogerador de Eixo Horizontal

Os aerogeradores de acordo com a direção do seu eixo de rotação, podem ser classificados em duas categorias: turbinas de eixo horizontal ou HAWT e turbinas de eixo vertical ou VAWT. Historicamente, as primeiras a aparecerem e com mais desenvolvimento ao longo do tempo são as HAWT. Por essa razão também são as que têm sido comercialmente viáveis.

Os rotores de eixo horizontal são aqueles em que o eixo de rotação é paralelo à direção dos ventos, ou seja, são paralelos à superfície da terra. São utilizados em aplicações de baixa e alta potência e operam com maior potência por unidade de área de captação do vento. Isso os torna excelente para aplicações que exijam altas velocidades de rotação, como a geração de energia elétrica. Um sistema eólico deste tipo é constituído de um mastro para a sustentação do conjunto, um rotor e suas pás, um multiplicador de velocidades e um gerador elétrico. O rotor é constituído pelas pás e por um eixo. O vento passa pelas pás, transformando a energia cinética do vento em energia cinética de rotação do eixo. Este, por sua vez, é conectado ou não a um multiplicador de velocidades. Do multiplicador, a energia mecânica é transmitida a um gerador elétrico, que a transforma em energia elétrica para posterior injeção na rede elétrica.

Tais componentes são descritos e apresentados na Figura 9.

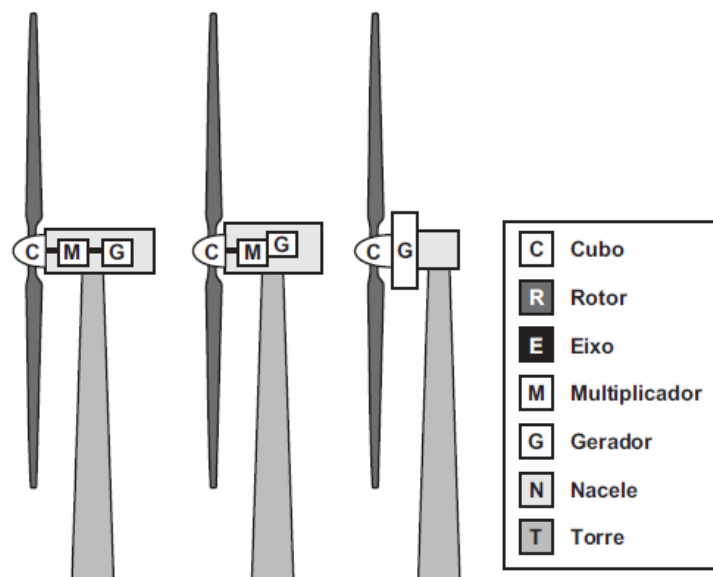


Figura 9- Componentes de um aerogerador de eixo horizontal [3]

### 2.6.1- Nacelle

Na Nacelle ou cabine estão alojados o veio principal, o travão de disco, a caixa de velocidades (caso exista), o gerador e o mecanismo de orientação direcional entre outros equipamentos.

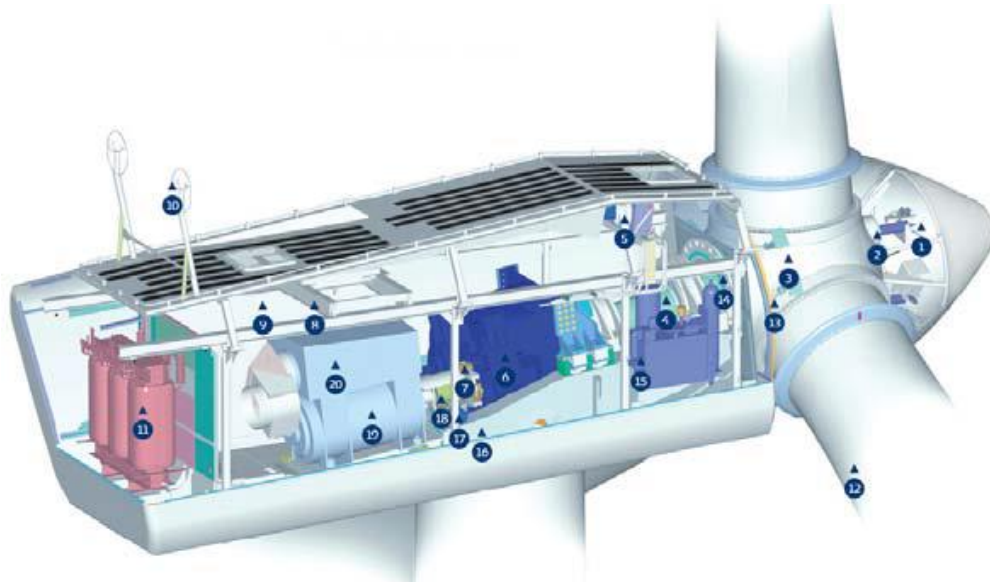


Figura 10-Vista do interior da Nacelle de uma turbina eólica utilizando um gerador convencional [3]

Tabela 3- Legenda dos Componentes da Nacelle de um Aerogerador Convencional adaptado de [3]

Nº	Legenda dos Componentes da Nacelle
1	Controlador do Cubo
2	Controlo Pitch
3	Fixação das pás no Cubo
4	Eixo Principal
5	Aquecedor de Óleo
6	Caixa Multiplicadora
7	Sistema de Freios
8	Plataforma de Serviços
9	Controladores e Inversores
10	Sensores de Direção e Velocidade do Vento
11	Transformador de Alta Tensão
12	Pás
13	Rolamento das Pás
14	Sistema de Travas do Motor
15	Sistema Hidráulico
16	Plataforma da Nacelle
17	Motores de Posicionamento da Nacelle
18	Luva de Acoplamento
19	Gerador
20	Aquecimento do Ar

### 2.6.2- Rotor

As pás são perfis aerodinâmicos responsáveis pela interação com o vento, convertendo parte de sua energia cinética em trabalho mecânico. O projeto das pás do rotor beneficiou do conhecimento da tecnologia das asas dos aviões, que apresentam um funcionamento semelhante, no qual a forma da pá e o ângulo de ataque em relação à direção do vento têm uma influência determinante. O acréscimo na energia capturada ao vento está estimado em cerca de 3 a 5% quando se passa de duas para três pás, mas esta percentagem vai-se tornando progressivamente menor à medida que se aumenta o número de pás. Esta razão motivou que a grande maioria das turbinas em operação apresente rotores com três pás. [3]

Os compostos sintéticos constituem os materiais mais usados nas pás das turbinas eólicas, nomeadamente, plásticos reforçados com fibra de vidro. Estes materiais são relativamente baratos, robustos, resistem bem à fadiga, mas, principalmente, são facilmente moldáveis, o que é uma vantagem importante na fase de fabrico.

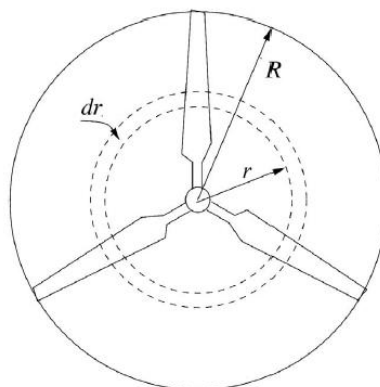


Figura 11- Rotor de um Aerogerador de 3 Pás com raio R  
[25]

### 2.6.3- Torre

A torre suporta os outros componentes e os mantém no ar. Assim, a torre deve ser estruturalmente forte para suportar o peso dos componentes que ele suporta e as forças do vento. Turbinas mais recentes têm torres tubulares que são feitas de aço laminado na forma de um cilindro ou às vezes ligeiramente afilado numa secção cónica. Essas torres são geralmente feitas em vários segmentos mais curtos que facilitam tanto a fabricação quanto o transporte. Os segmentos são anexados juntos por parafusos. Isso é feito no local durante a montagem da turbina, a partir do segmento mais baixo que está ligado à fundação da torre. Algumas torres podem ser feitas de betão no segmento inferior e os

segmentos superiores serem metálicos (aço). As torres modernas têm de ser dimensionadas para suportar cargas significativas, bem como para resistir a uma exposição em condições naturais ao longo da sua vida útil, estimada em cerca de vinte e cinco anos [2].



Figura 12-Torre Tubular [2]

#### **2.6.4- Cubo**

As pás são fixas em uma estrutura metálica a frente do aerogerador denominada cubo. Esta estrutura é construída em aço ou liga de alta resistência. Para os aerogeradores que utilizem o controlo de velocidade por passo, o cubo, além de apresentar os rolamentos para fixação das pás, também acomoda os mecanismos e motores para o ajuste do ângulo de ataque de todas as pás. Por se tratar de uma peça mecânica de alta resistência, o cubo é montado de modo que, ao sair da fábrica, este apresenta-se como peça única e compacta viabilizando que, mesmo para os aerogeradores de grande porte, seu transporte seja feito sem a necessidade de montagens no local da instalação.



Figura 13-Detalhe de um cubo para conexão de pás [3]

### **2.6.5- Transmissão e Caixa Multiplicadora**

A transmissão, que abrange a caixa multiplicadora, transmite a energia mecânica desde o eixo do rotor até o gerador. É composta por eixos, rolamentos, engrenagens de transmissão e acoplamentos. Um aerogerador tradicional situa a caixa de transmissão entre o rotor e o gerador, para adaptar a baixa velocidade do rotor à velocidade de rotação mais elevada dos geradores convencionais. A velocidade angular dos rotores geralmente varia na faixa de 20 a 150 rpm, devido às restrições de velocidade na ponta da pá. Entretanto, geradores (sobretudo geradores síncronos) trabalham em rotações muito mais elevadas (em geral, entre 1.200 e 1.800 rpm), tornando necessária a instalação de um sistema de multiplicação entre os eixos. [3].

Alguns fabricantes optaram mais recentemente por aerogeradores sem a caixa multiplicadora e abandonaram a forma tradicional de construí-los. Assim, ao invés de utilizar a caixa de engrenagens com alta relação de transmissão, utilizam-se geradores multipólos de baixa velocidade e grandes dimensões. Os dois conceitos possuem vantagens e desvantagens e a decisão em usar o multiplicador ou fabricar um aerogerador sem caixa de transmissão é uma questão de filosofia do fabricante.



Figura 14- Caixa de Velocidade de um Aerogerador [31]

### 2.6.6- Gerador

Um gerador elétrico, ou simplesmente um gerador, converte energia mecânica em energia elétrica. Existem em tamanhos diferentes e o tamanho é proporcional à potência. Um gerador tem a mesma construção de um motor, ou seja, pode ser referido como uma máquina elétrica; se for alimentado com eletricidade, comporta-se como um motor, e se for acionado, funciona como um gerador.

Um gerador pode produzir eletricidade DC (corrente contínua) ou AC (corrente alternada). Isso depende do design da máquina. Em uma turbina eólica de tamanho comercial, a tensão da eletricidade produzida no gerador pode ser em torno de 600 V, ou 4000 volts. [3]

Associado à eletricidade e aos geradores AC vem a "frequência", que depende da velocidade de rotação de um gerador, mas deve coincidir com a frequência da rede elétrica. Os geradores AC são principalmente de dois tipos: geradores síncronos e geradores assíncronos ou de indução. A principal diferença operacional entre um gerador síncrono e um gerador de indução é que um gerador síncrono deve ter uma velocidade constante. Em todas as centrais quer sejam hidroelétricas, nucleares e combustíveis fósseis, apenas geradores síncronos são empregados. As turbinas eólicas são as únicas exceções pois, dependendo dos modos de operação geradores síncronos e de indução são utilizados.

Os geradores de indução, além disso, são do tipo gaiola de esquilo ou duplamente alimentados. Os aerogeradores mais recentes utilizam este último tipo, que apesar de mais caro, permite uma parcela maior da energia eólica a ser aproveitada.



Figura 15-Gerador conectado a caixa de engrenagens [3]

#### **2.6.7- Sistema de Travagem**

Qualquer turbina precisa ser parada em diversas ocasiões, como para trabalhos de manutenção, ventos fortes, mau funcionamento de alguns componentes e assim por diante. Isso ocorre independente do tempo, das condições meteorológicas e das configurações da turbina. É necessário, portanto, que cada turbina seja equipada com um sistema de travagem que obstrua a rotação do rotor. Quando uma turbina está desligada, ela é desviada do vento para que haja força aerodinâmica mínima para girar o rotor. Isto não é suficiente e a imobilidade deve ser verificada por meios adicionais. As turbinas eólicas são geralmente equipadas com um travão adequado semelhante a um travão de disco que seria aplicado quando não estiver funcionando. O sistema de travagem é geralmente montado no eixo de alta velocidade (antes do gerador). Além disso, para os trabalhos de manutenção, ou quando uma turbina deve ser parada por muito tempo, o rotor pode ser travado inserindo um pino no disco preso ao eixo principal.

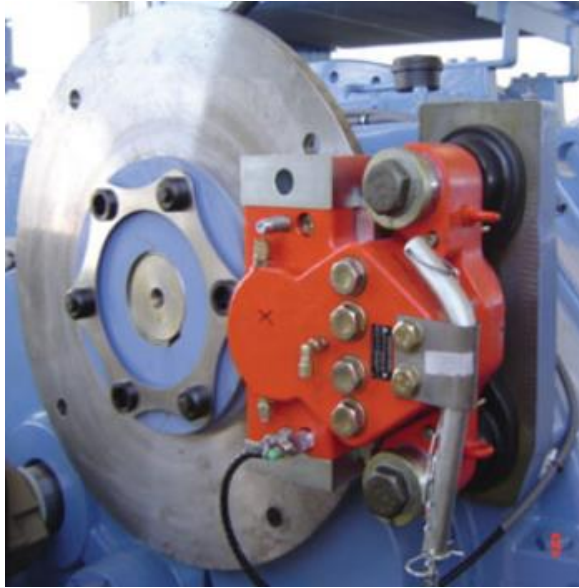


Figura 16-Sistema de Travagem Típico de um Aeroogerador [30]

### 2.6.8- Transformador

Um transformador é um dispositivo que aumenta ou diminui uma tensão, de modo que os pontos a serem nele conectados tenham a mesma tensão. Se um transformador aumenta a tensão, é chamado de transformador elevador; se diminui a tensão é chamado de transformador redutor. Assim, um transformador elevador é usado em cada turbina. Na maioria das turbinas eólicas, esse transformador fica na parte inferior da torre, dentro ou fora. Uma vez que este transformador é montado numa superfície (uma laje no chão, por exemplo), tem uma almofada plana no fundo e, por isso, é chamado de transformador de montagem em bloco ou transformador de bloco.

Um exemplo de transformador é apresentado na figura 17.



Figura 17-Transformador Trifásico de um Aeroogerador [29]

### 2.6.9- Mecanismos de Controle

Os mecanismos de controle se destinam à orientação do rotor, ao controle de velocidade, ao controle de carga, etc. Pela variedade de controles, existe uma enorme variedade de mecanismos que podem ser mecânicos (velocidade, passo, travagem), aerodinâmicos (posicionamento do rotor) ou eletrônicos (controle da carga). Os aerogeradores utilizam três princípios diferentes de controle aerodinâmico para limitar a extração de potência do aerogerador. São chamados de controle Stall (Deslocamento), Pitch (Passo) e Yaw (Desalinhamento do eixo usado apenas em aerogeradores de pequena dimensão).

### 2.7- Aplicações dos Sistemas Eólicos

Um sistema eólico pode ser utilizado em três aplicações distintas: sistemas isolados, sistemas híbridos e sistemas interligados à rede. Os sistemas obedecem a uma configuração básica, necessitam de uma unidade de controle de potência e, em determinados casos, de uma unidade de armazenamento.

Os sistemas interligados à rede geralmente utilizam um número considerável de aerogeradores e não necessitam de sistemas de armazenamento de energia, pois toda a geração é entregue diretamente à rede elétrica.



Figura 18-Considerações sobre o tamanho dos aerogeradores e suas principais aplicações [3]

## **2.8- O Estado da Arte**

No setor eólico entende-se por repowering (que se pode traduzir por repotenciação) a substituição das (ou de parte das) turbinas eólicas existentes numa central por outras de igual ou maior capacidade e rendimento. Isto poderá conferir maior sofisticação de operação, nomeadamente no controlo e condicionamento da potência a entregar à rede elétrica, mantendo a potência (máxima) de injeção licenciada para a central e usando, sempre que possível, a infraestrutura elétrica existente (e por vezes também parte da construção civil) bem como, por maioria de razão, os terrenos afetos à central eólica. Em face da evolução tecnológica, na repotenciação é comum recorrer-se a um menor número de aerogeradores, individualmente com maior diâmetro e potência nominal pelo que, à luz da atual legislação este procedimento deverá requerer, na quase totalidade das situações, a validação pela entidade licenciadora (ou novo licenciamento).

Apesar de repotenciar um aerogerador antes do final de sua vida útil significa a perda de parte dos lucros que ela ainda pode gerar e ainda o custo do novo investimento, também devemos levar em consideração que podemos aumentar significativamente a capacidade de geração de energia, portanto, as receitas, com um novo aerogerador. Finalmente, devemos observar que a repotenciação de um parque eólico também pode permitir uma redução do número de aerogeradores, mantendo ou mesmo aumentando seu fator de capacidade.

Atualmente na Europa alguns países já criaram mecanismos simplificadores de repotenciação eólica, os quais passaram pela criação de regulamentação e/ou atribuição de incentivos de modernização tecnológica.

Em 2020, o Reino Unido tinha 14,3 GW de capacidade eólica instalada em terra. O número de turbinas eólicas antigas (atingindo uma vida útil de 20 anos) [4] aumentará acentuadamente nos próximos anos [5]. Consequentemente, os produtores são encorajados a considerar a repotenciação. Aproximadamente 1,2 GW de energia onshore a energia eólica para repotenciação está atualmente em desenvolvimento no Reino Unido, quase cinco vezes a capacidade atual [6]. Cerca de 20 centrais eólicas Onshore no Reino Unido solicitaram repotenciação com uma capacidade total de 665 MW, estando a maioria deles na Escócia [6].

Na Alemanha, após a recente mudança na legislação FER (Erneuerbare Energien Gesetz –'EEG 2021'), atualizações em larga escala para equipamentos antigos começaram em 2021. No período até 2025, apoio financeiro baseado no sistema Feed-in-Tariff (FiT)

para 16 GW parques eólicos vão cessar, a maioria dos quais se espera que recorra a solução de repotenciação.

A Itália está incluída em um grupo ‘pioneiro’ de países que lidam com o desenvolvimento de instalações eólicas [7]: no final de 2000, a Itália estava entre os cinco países com maior potência eólica instalada [8]. Hoje a Itália tem um enorme potencial de repotenciação, já que quase metade da frota instalada de aerogeradores (10 GW) chegará ao fim de sua vida útil tempo de vida operacional até 2030.

Até 2030, 19 GW de energia renovável na Espanha terão mais de 20 anos, tornando uma necessidade o fortalecimento de políticas de apoio, especialmente depois de 2025, porque, entre outras razões, não há peças sobressalentes para apoiar sua operação [9]. Um exemplo indicativo de repowering na Espanha pode ser encontrado no caso da região de Navarra, que recentemente autorizou processos de repotenciação do parque eólico Serralta de 16,5 MW, visando reduzir o número de aerogeradores para nove, dos cinquenta e um atualmente instalados no local [10]. Concluídas as obras, o parque eólico Serralta deverá manter sua capacidade instalada de 16,5 MW, embora a produção de eletricidade aumentará em até 30%, de acordo com o governo de Navarra [11].

Tendo em consideração o crescimento verificado da tecnologia eólica em Portugal nos últimos anos, para cumprir com as metas ambiciosas definidas por Portugal em 2030 são necessários novos paradigmas de instalação da capacidade renovável e de gestão das redes elétricas. Em termos legislativos foram dados passos significativos nesse sentido recentemente, como são os casos do: Decreto-Lei n.º 76/2019 de 3 de junho que introduz alterações ao regime de licenciamento da atividade de produção de eletricidade, permitindo a existência de parques híbridos (instalação em centro electroprodutor já existente de novas unidades de produção que utilizem diversa fonte primária e sistemas de armazenamento) e Portaria n.º 43/2019 que estabelece os novos procedimentos administrativos de autorização no âmbito do sobre-equipamento de parques eólicos.

Aliado às duas peças legislativas anteriores, a repotenciação de parques eólicos pode representar um passo significativo para o cumprimento das metas do plano para 2030. De acordo com o cenário mais ambicioso do Plano Nacional de Energia e Clima 2030 e tendo em conta o fim de vida útil dos equipamentos, em 2030 é possível atingir 6500 MW apenas com a repotenciação do Parque Eólico Nacional existente e em 2040 este valor pode atingir os 8000 MW. Neste contexto, antecipar a implementação de procedimentos de repotenciação aliados à instalação de nova capacidade eólica e/ou

sobre-equipamento, é instrumental par alavancar a contribuição necessária ao cumprimento dos objetivos do PNEC 2030 para este setor das renováveis.

### III- MÉTODOS DESCRITIVOS

#### 3.1-Contextualização

##### 3.1.1- Descrição do Local

A zona de Ribeira da Vinha fica acerca de 3 km do Centro da cidade do Mindelo. Esta zona é considerada agrícola pois existe nela uma ETAR municipal que disponibiliza água aos agricultores locais, sendo notável a presença de vegetação.



Figura 19-Mapa da Ilha de São Vicente com foco na zona de Ribeira de Vinha [35]

Convém destacar que este mesmo parque eólico se encontra numa posição privilegiada em relação ao vento predominante na direção NE (figura 20).

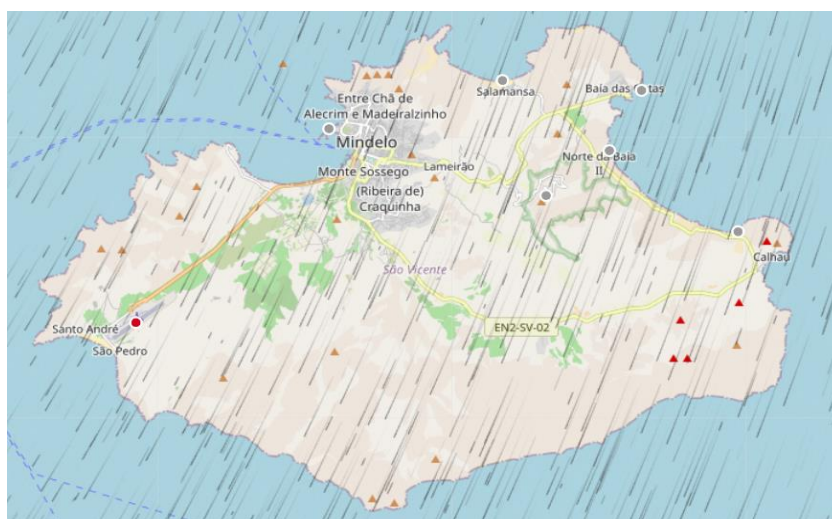


Figura 20-Visão Geográfica da Ilha de São Vicente e o Vento predominante que a percorre [36]

### 3.1.2- Descrição do Parque

O parque se encontra numa colina à aproximadamente 300 metros da estrada principal (caminho de terra batida). Os dez aerogeradores Aeroman de 30 kW se encontram no topo da colina. Do primeiro ao décimo contabilizam-se cerca de 300 m de comprimento. A anterior análise sobre as características do local está representada nas figuras 21 e 22 onde se pode observar os 10 aerogeradores.



Figura 21-Parque eólico da Ribeira de Vinha (Vista Frontal)



Figura 22- Parque Eólico da Ribeira de Vinha (Vista Lateral)

### **3.1.3- Historial do Parque da Ribeira de Vinha**

#### **Ficha Técnica do Antigo Projeto**

O Parque Eólico da Ribeira de Vinha (ou Parque Eólico N°1 de Mindelo), localiza-se no Monte Ribeira de Julião, desde agosto de 1989 e foi desativado em 1996, teve como Dono da Obra a Entidade Pública de Eletricidade e Água, ELECTRA. Esta obra essa financiada pelos Governos de Cabo Verde e da República Federal Alemã e também pela Kreditanstalt Für Wiedraufbau. Teve projeto e Engenharia feita pela Decon-Deutsche Energie-Consult, com planeamento e fiscalização feita pela Decon e pela ELECTRA. A construção civil ficou a cargo da Cooperativa de Construção Civil. Os aerogeradores na altura instalados eram da Man Techonologie.

#### **Características do Antigo Projeto**

O parque Eólico de Mindelo (ou Parque Eólico da Ribeira de Vinha) contava com uma potência total de 300 kW distribuída por dez aerogeradores de 30 kW. Estas máquinas eram equipadas com geradores assíncronos de 400 Volts ligados a uma subestação elevadora de tensão a 6000/20000 Volts ligada a rede existente.

#### **Características do Equipamento**

O aerogerador foi montado no topo numa torre metálica de 15 metros de altura. Cada aerogerador downwind entrava automaticamente em paralelo com a rede quando a velocidade do vento fosse 3,7 m/s, e atingia sua potência nominal a 11,4 m/s (figura 20). Com base na frequência e amplitudes de velocidade de vento (recolhidos), estimava-se que os dez aerogeradores produzissem anualmente cerca de 10% das necessidades de consumo da cidade do Mindelo na altura.

## Características dos Antigos Aerogeradores

Tabela 4- Características dos Aerogeradores Aeroman de 30 kW

Rotor	Gerador
Número de pás: 2 Diâmetro: 12,5 m Velocidade (à potência nominal): 100 rpm Ângulo de inclinação: 0° Área Varrida: 123 m <sup>2</sup> Cp Max do rotor: 0,44 Localização: Barlavento	Tipo: Gerador Indutivo Potência: 30 kW Fator de Potência: 0,86 Voltagem: 380/220 V Frequência: 50 Hz Velocidade (à potência Nominal): 1620 RPM
Performance	Pesos
Potência Nominal: 30 kW Velocidade Nominal: 11,4 m/s Velocidade do Vento no arranque: 3,7 m/s Máxima Velocidade Admissível: 50 m/s	Rotor e Pás: 110 Kg Aerogerador: Aprox. 1040 Kg Torre (15m): Aprox. 2850 Kg Total: Aprox. 4000 Kg
Torre	Pás
Em tubo cônico de Aço (Octogonal): 15 m Altura até o Cubo: 16 m	Material: GREP Perfil da Pá: NACA 4415
Transmissão	Sistema de Controlo
Tipo: Caixa Multiplicadora de 3 Andares Relação de Transmissão: 1 : 16,2	Princípio: Electro-hidráulico e controlo por ajustamento das pás

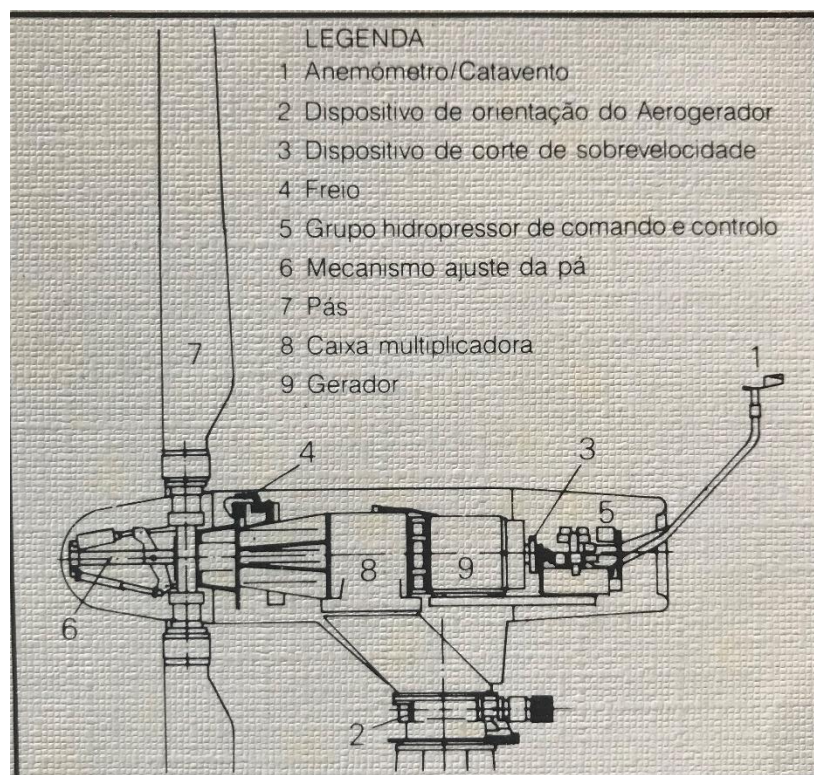


Figura 23-Legenda dos componentes dos Aerogeradores Aeroman  
[34]

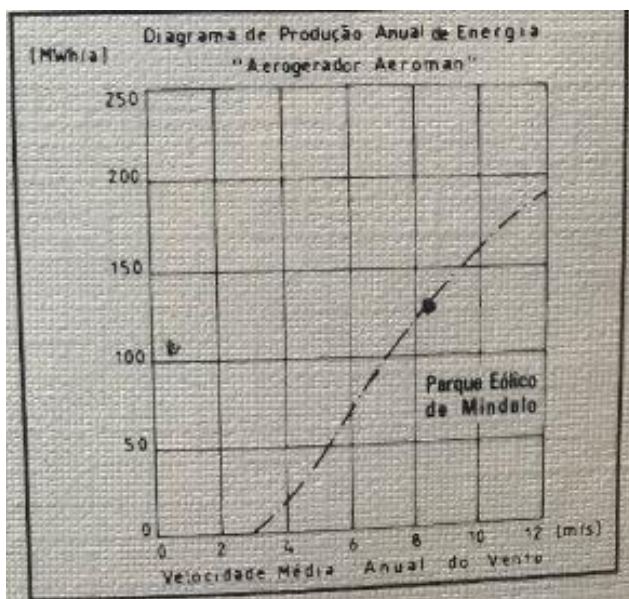


Figura 25-Produção Anual do Aerogerador Aeroman [34]

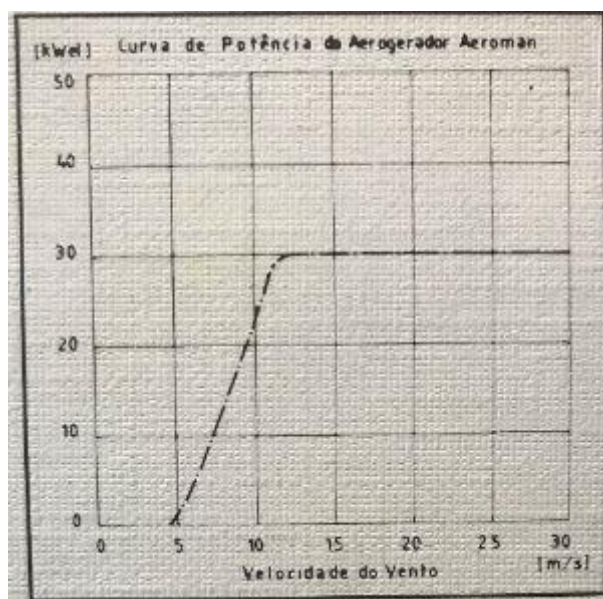


Figura 24-Curva de Potência do Aerogerador Aeroman [34]

### Caracterização do Investimento

O custo total do projeto foi de 742 000 € (82 000 000 ECV), dos quais 90% foram compartilhados a fundo perdido pela República Federal Alemã através do Banco KFW. Os restantes 10% foram diretamente suportados pela ELECTRA, que cobriram o custo do Ramal de ligação do Parque, os trabalhos de construção civil e a montagem do equipamento. O custo dos aerogeradores, e todos os seus componentes, representavam aproximadamente 75% do investimento.

### Aspetos Económicos

O parque Eólico permitiu prever uma produção anual de energia que deveria variar entre 1190 e 1460 MWh. Com a produção indicada calculou-se na base dos custos do investimento, custos anuais de manutenção e conservação (no valor de 4% dos custos das instalações), uma vida útil de 20 anos (indicada pelo fabricante), uma taxa de desconto de 5%, tendo em conta um custo dinâmico de uma produção dentro da faixa de 0,045 a 0,05€ (5 a 6 ECV).

### **3.2- Métodos**

De acordo com os objetivos foram definidas as seguintes hipóteses:

**Hipótese 1:** A substituição dos antigos aerogeradores originais pelos novos, garantindo um maior aproveitamento do recurso eólico disponível durante praticamente todo o ano.

**Hipótese 2:** A renovação com novas máquinas, associado a concessionária, contribuirá para o aumento da potência disponível na Ilha de São Vicente, ajudando a superar as necessidades dos diferentes tipos de consumidores (BT e MT).

**Hipótese 3:** A reinserção do parque fará com que a concessionária poupe em termos de consumo de combustíveis fósseis, mais concretamente o Fuel, consumido pelos Grupos Geradores de Energia Elétrica.

**Hipótese 4:** A aposta no repotenciamento do Parque Eólico da Ribeira de Vinha terá um forte impacto na política de sustentabilidade energética, na economia do país, na sociedade e no melhoramento da qualidade ambiental.

#### **3.2.1- Abordagem Metodológica**

Numa fase inicial deste projeto, começou-se pelo método da pesquisa bibliográfica em livros, publicações, artigos científicos nas plataformas como o Google Académico, Research Gate, Science Direct, Web of Science e na internet em geral, constituindo a base teórica fundamental para o avanço deste projeto, prosseguida de um processo de triagem das informações que mais se enquadravam no contexto do trabalho. Essa recolha de dados e informações foi ainda apoiada por instituições, por conversas e diretrizes de profissionais da área pertencentes à ELECTRA, Cabeólica e EletricWind pessoas com experiência neste ramo como também noutras áreas aqui incluídas. O dimensionamento do projeto foi a fase em que as informações recolhidas se interligaram, através de cálculos, mas também de Software, respeitando todos os parâmetros necessários para o bom funcionamento do parque Eólico. Em seguida fez-se as considerações finais abordando questões importantes como a viabilidade do Projeto e os seus impactes.

### 3.3- Desenvolvimento do Projeto

#### 3.3.1- Dimensionamento do Projeto de Repotenciamento

Segundo o relatório de contas da ELECTRA (2021), a Ilha de São Vicente tem uma potência disponível de 20 MW.

Para o dimensionamento deste projeto será considerado apenas a potência de 16 MW disponível na Central do Lazareto, visto que os restantes 4 MW da Central da Matiota são, desde alguns anos, utilizados apenas para emergências ou situações pontuais que resultam no aumento da carga.

Tabela 5-Repatrição de Potência da ELECTRA Norte [37]

Ilha	Unidade de Produção	Potência Instalada 2021					Potência Disponível Térmica 2021 [kW]
		Nominal [KVA]	Nominal [kW]	Térmica [kW]	Eólica [kW]	Solar [kW]	
TOTAL ELECTRA		174 783	140 322	140 322	900	6 780	109 068
Electra Norte		63 954	51 163	51 163	900	2 500	35 800
Santo Antão	Porto Novo/Ribeira Grande	10 570	8 456	8 456			4 800
	Porto Novo	8 250	6 600	6 600			4 800
	Ribeira Grande	2 320	1 856	1 856			0
São Vicente	Matiota/Lazareto	30 554	24 443	24 443	900		20 000
	Matiota	7 936	6 349	6 349	900		4 000
	Lazareto	22 618	18 094	18 094			16 000
S. Nicolau	Tarrafal	5 905	4 724	4 724			3 500
Sal	Palmeira	16 925	13 540	13 540		2 500	7 500

Para além desses 16 MW da central do Lazareto (correspondentes aos grupos geradores) existe ainda a parcela renovável correspondente aos Parques Eólicos.

O Parque da Cabeólica, que dispõe de 5,950 MW (7 Aerogeradores de 850 kW), e outro da ELECTRA (explorada pela EletricWind), que dispõe de 900 kW (3 Aerogeradores de 300 kW).

A contribuição renovável total será então 6,850 MW.

A eficiência mínima necessária para o funcionamento dos grupos geradores é de 60%, porque são necessários esses 60% para os grupos fazerem funcionar o circuito de pré-aquecimento do Fuel que os alimenta. [12]

Os grupos geradores em geral trabalham a 75% da sua eficiência por questões de segurança, preservação e gestão do seu desgaste. [13]

Então esses 75% da Potência Disponível equivalem a 12 MW.

Na ilha de São Vicente já se registaram em dias ventosos, taxas de penetração de energia eólica na rede elétrica que rondam os 50%, isso implica que os grupos geradores trabalharam com 50% da sua potência, correspondentes a 6 MW.

Como se pode verificar, a contribuição de 6850 kW dos parques eólicos, atualmente em funcionamento, é maior do que os 6000 kW (50% da disponibilidade de potência da central elétrica).

### 3.3.2- Enquadramento do Projeto no Panorama energético da Ilha

A previsão feita pela ELECTRA acerca do crescimento do consumo de energia para a ilha de São Vicente indica um aumento de 7% a cada ano. A contribuição da energia eólica é por vezes, em dias de ótimo regime de vento, superior a 50% da potência disponível dos grupos geradores. Devido a essa característica da rede, dividiu-se este projeto em três fases para que respeitasse requisitos de sustentabilidade energética conforme a evolução da necessidade na ilha de São Vicente.

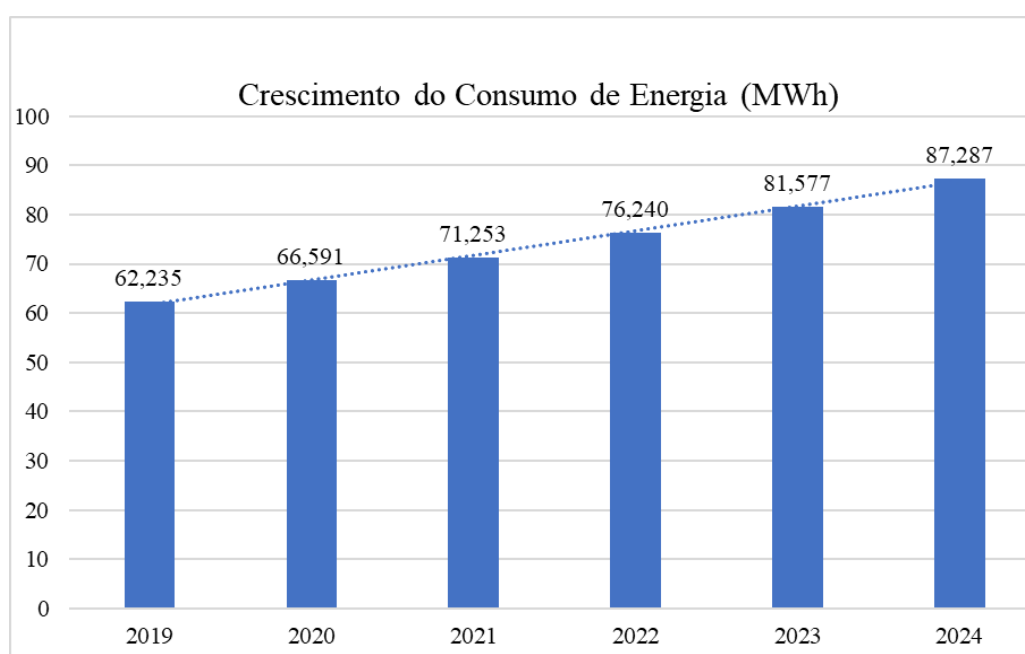


Figura 26-Previsão do Crescimento do Consumo de Energia para a Ilha de São Vicente de 2019 a 2024

Durante a execução de cada fase do Projeto serão utilizados equipamentos do mesmo fabricante para garantir uma estabilidade nos planos de manutenção e uma eventual encomenda de peças.

### 3.3.3- Distribuição de Weibull para a Zona de Ribeira de Vinha

A distribuição de Weibull é uma função utilizada para representar a densidade de probabilidade da velocidade do vento para um determinado local. No caso deste projeto, permite-nos saber a distribuição de velocidades para Ribeira de Vinha. Para esta zona, os parâmetros adimensionais **a** (relacionado à velocidade média do vento) e **k** (relacionado a forma da distribuição) se encontram entre os intervalos [7 ; 9] e [2,5 ; 3]. Esses dados podem ser confirmados através da figura 27:

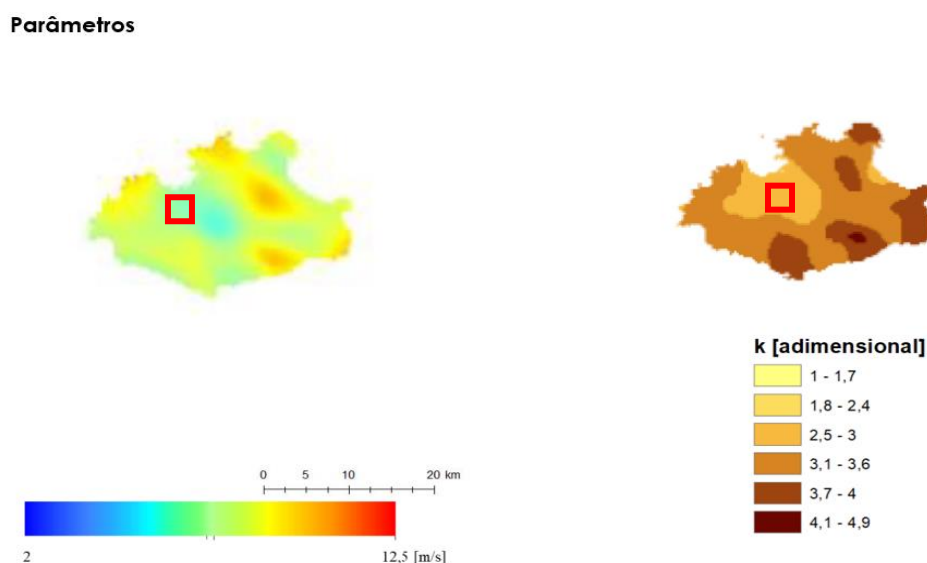


Figura 27-Parâmetros a e k para a Zona de Ribeira de Vinha [1]

A seguinte tabela apresenta as 18 simulações efetuadas com **a** e **k** entre os intervalos anteriormente mencionados:

Tabela 6-Simulações **a** e **k** para os intervalos a [7 ; 9] e k [2,5 ; 3]

Nº Simulação	a	k
1	7	2,5
2	7	2,6
3	7	2,7
4	7	2,8
5	7	2,9
6	7	3,0
7	8	2,5
8	8	2,6
9	8	2,7
10	8	2,8
11	8	2,9
12	8	3,0
13	9	2,5
14	9	2,6
15	9	2,7
16	9	2,8
17	9	2,9
18	9	3,0

Com o intuito de fornecer uma melhor análise, essas distribuições foram sintetizadas nos três seguintes gráficos:

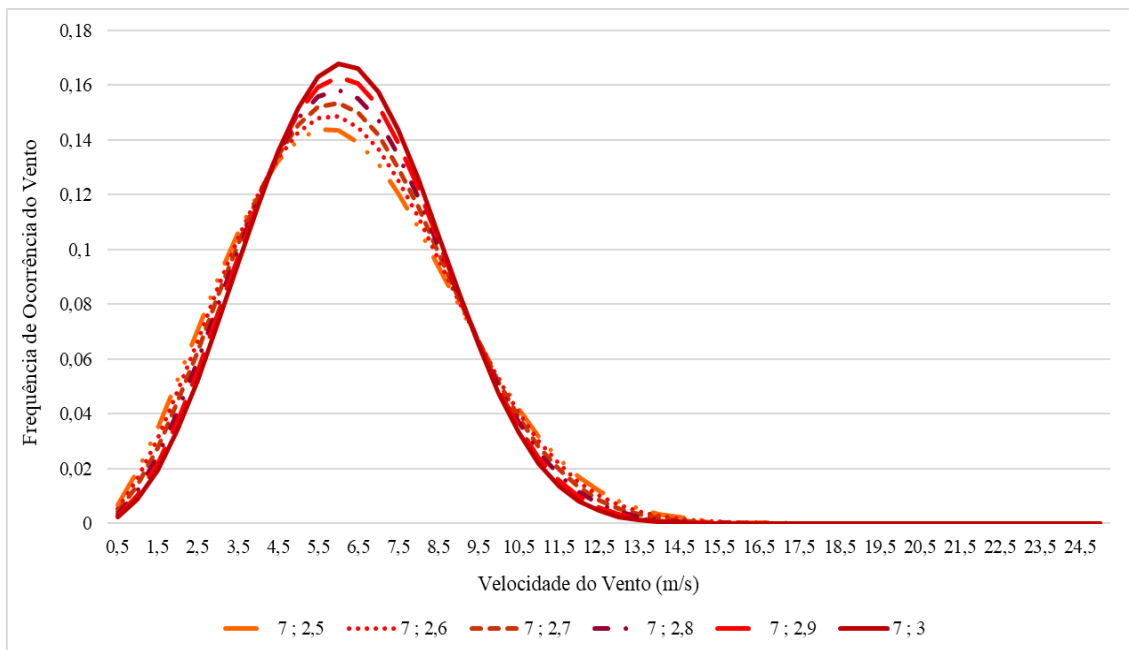


Figura 28-Distribuição de Weibull para a=7 e k entre 2,5 e 3

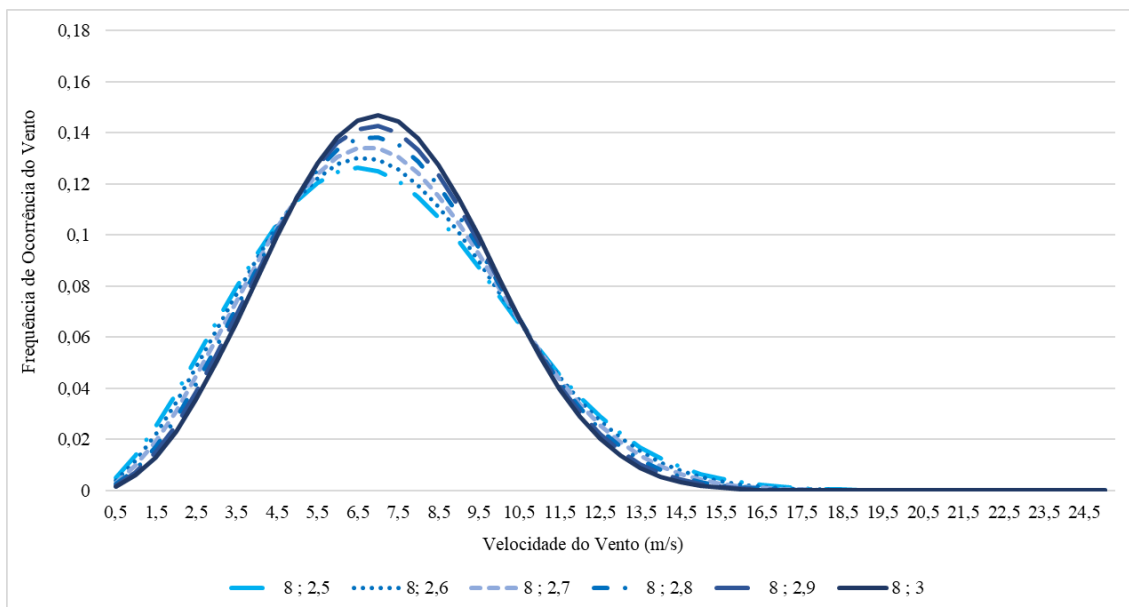


Figura 29- Distribuição de Weibull para a=8 e k entre 2,5 e 3

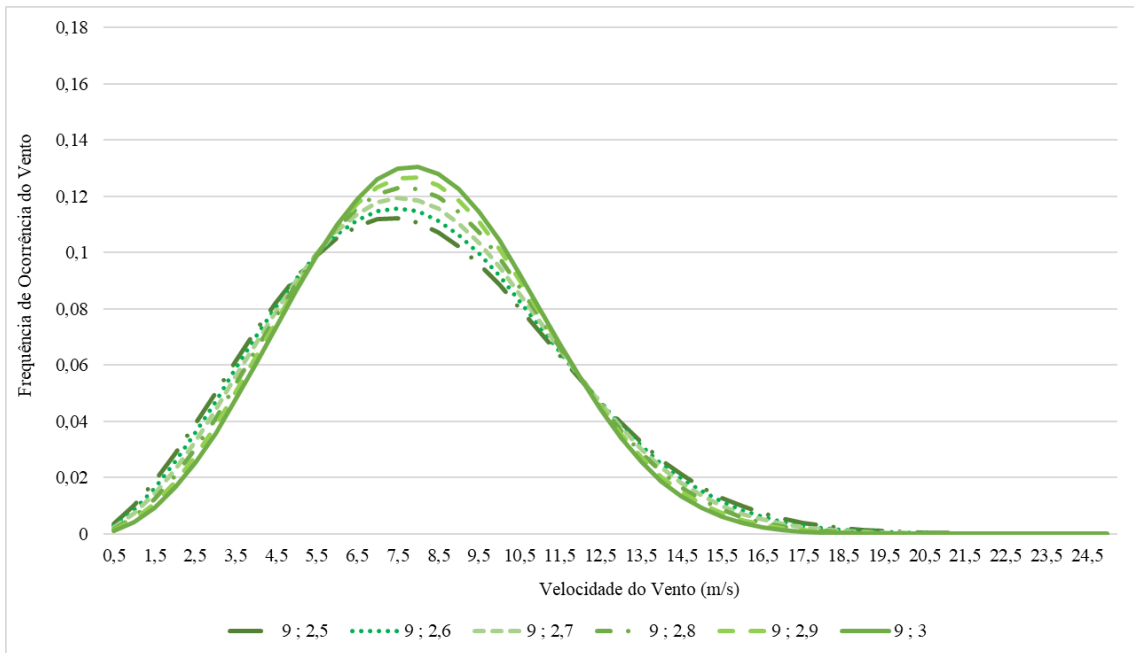


Figura 30- Distribuição de Weibull para  $a=9$  e  $k$  entre 2,5 e 3

A figura 31 por fim mostra o panorama geral das distribuições para a Ribeira de Vinha sendo os dados do pico correspondentes à  $a=7$ , os do meio correspondentes à  $a=8$  e por último os correspondentes à  $a=9$ .

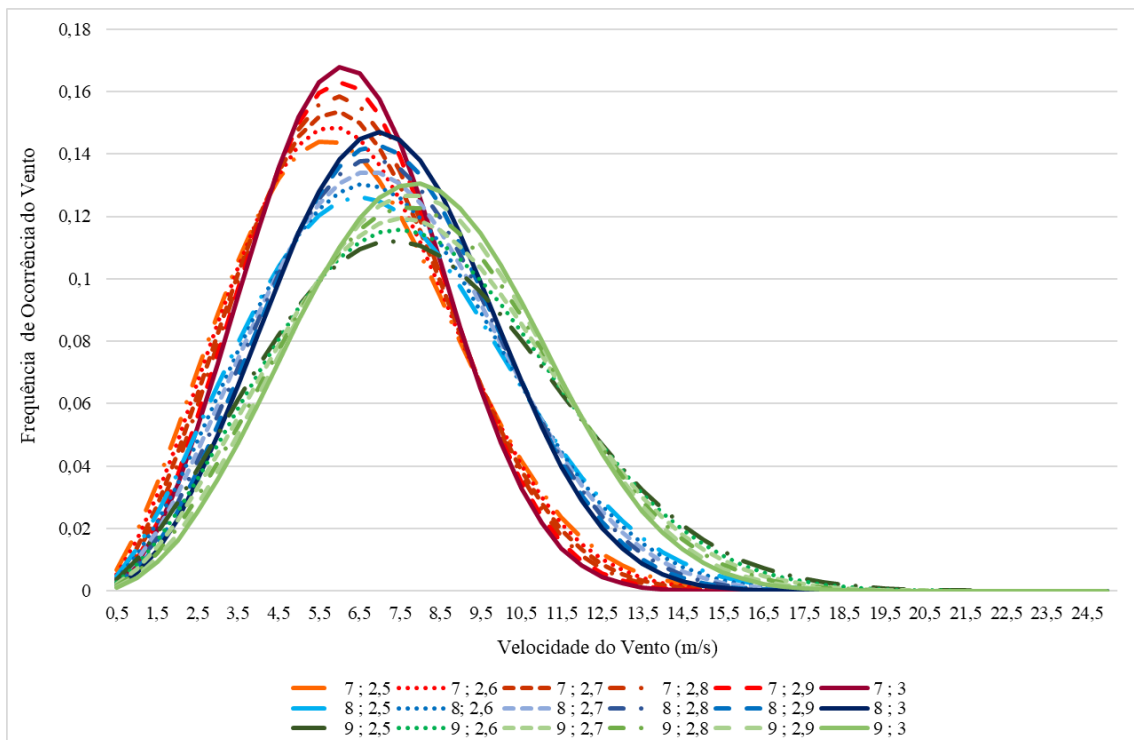


Figura 31-Panorama Geral da Distribuição de Weibull para Ribeira de Vinha

### 3.3.4- Dados de Vento Reais para Ribeira de Vinha

Para a realização deste trabalho foram disponibilizados dados de vento do parque eólico da Cabeólica, que se encontra a 4,2 km do parque a ser reconstruído. Esses dados foram registados de 10 em 10 minutos durante todo o ano de 2013 em torres com anemómetros a 30 e a 50 metros. Essa compilação de dados que demonstram quantas vezes se repetem as velocidades médias do vento ao longo do ano é representada nos seguintes histogramas:

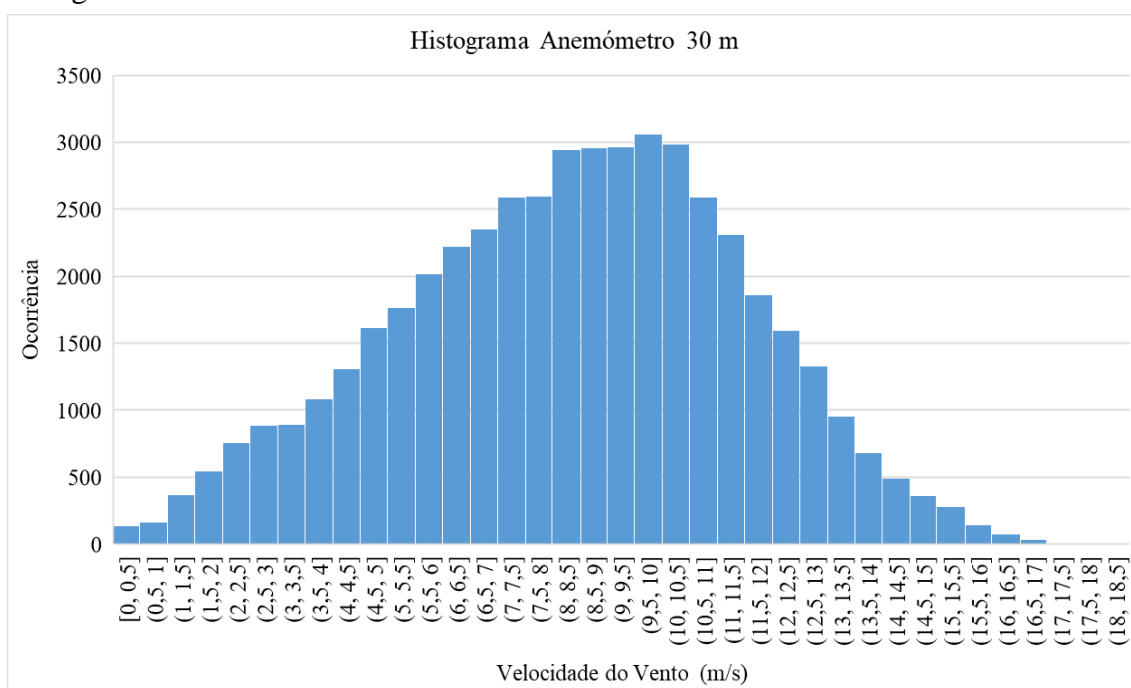


Figura 32-Histograma do Anemómetro a 30 metros

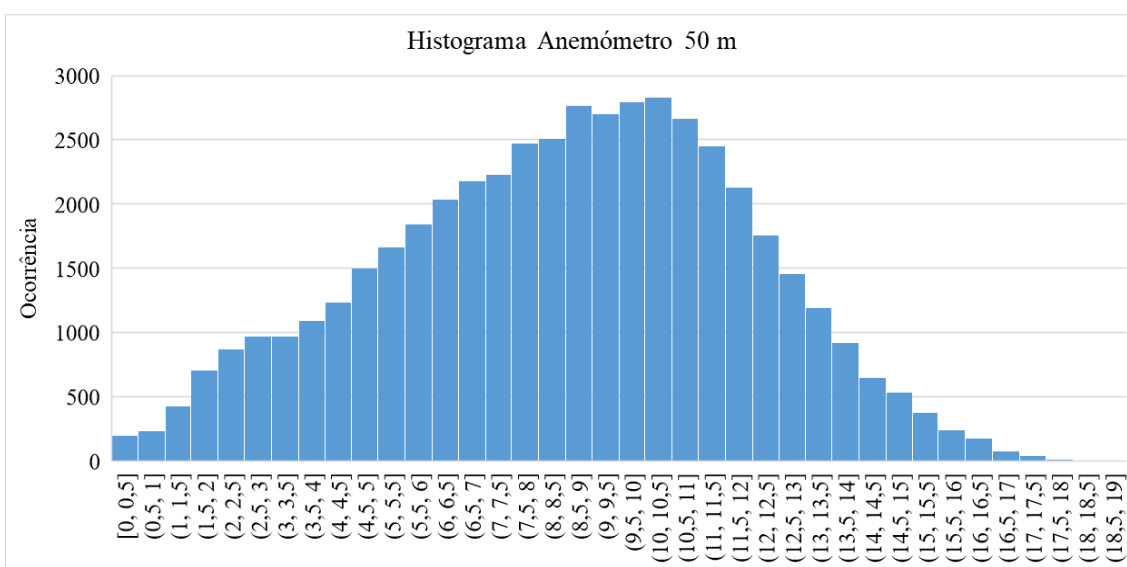


Figura 33-Histograma do Anemómetro a 50 metros

A distribuição de Weibull que mais se aproxima das leituras acima apresentadas é a de  $a=9$  e  $k=3$  a seguir demonstrada:

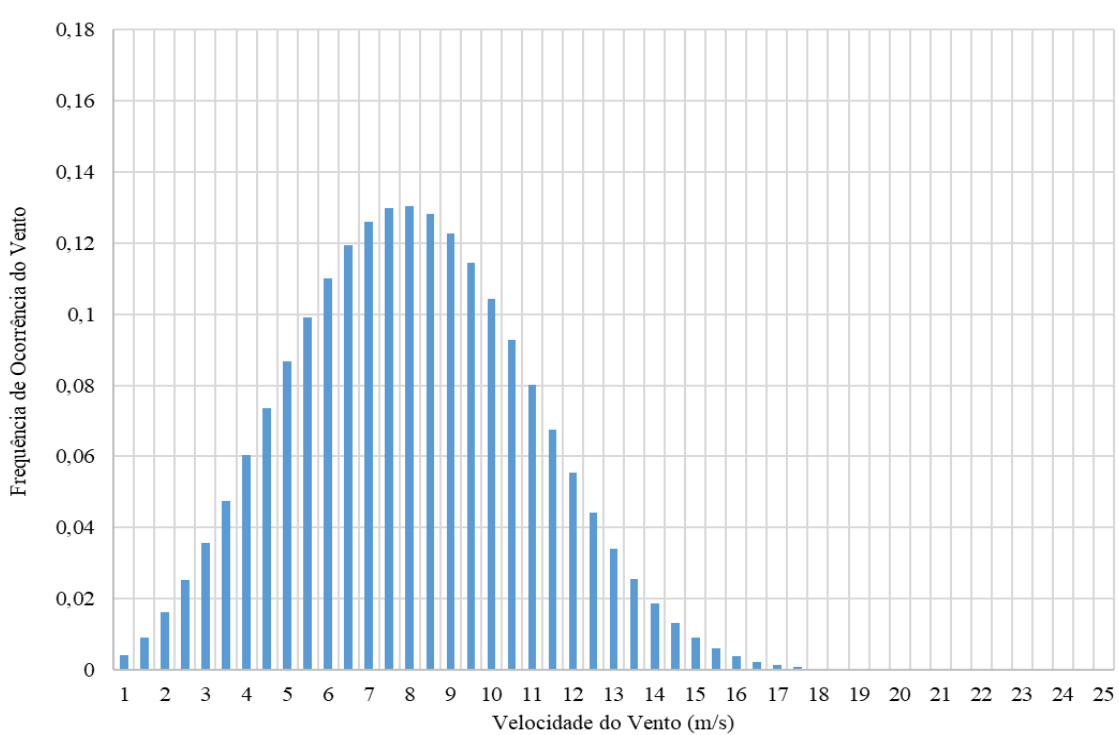


Figura 34-Distribuição de Weibull para Ribeira de Vinha  $a=9$  e  $k=3$

A sobreposição dos gráficos do histograma do anemómetro a 30 metros (azul) e da distribuição de Weibull  $[9 ; 3]$ (vermelho) tem o seguinte aspeto:

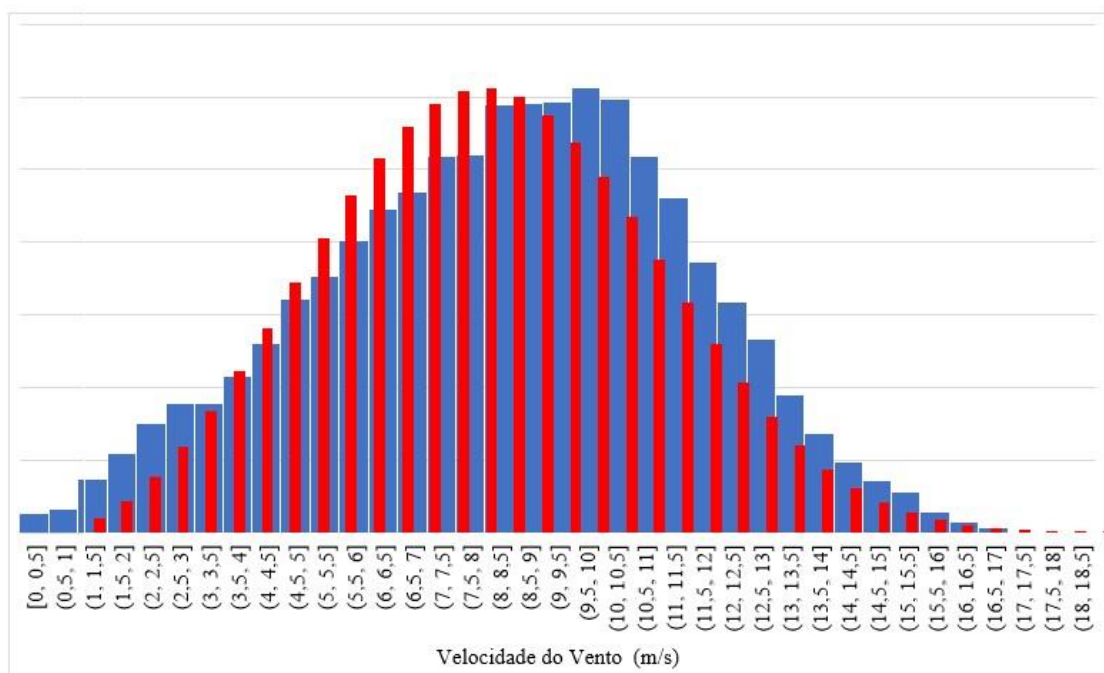


Figura 35-Sobreposição das leituras do Anemómetro a 30 metros e da Distribuição de Weibull  $[9 ; 3]$

O gráfico de dispersão das velocidades médias entre os dois anemômetros tem o seguinte aspeto:

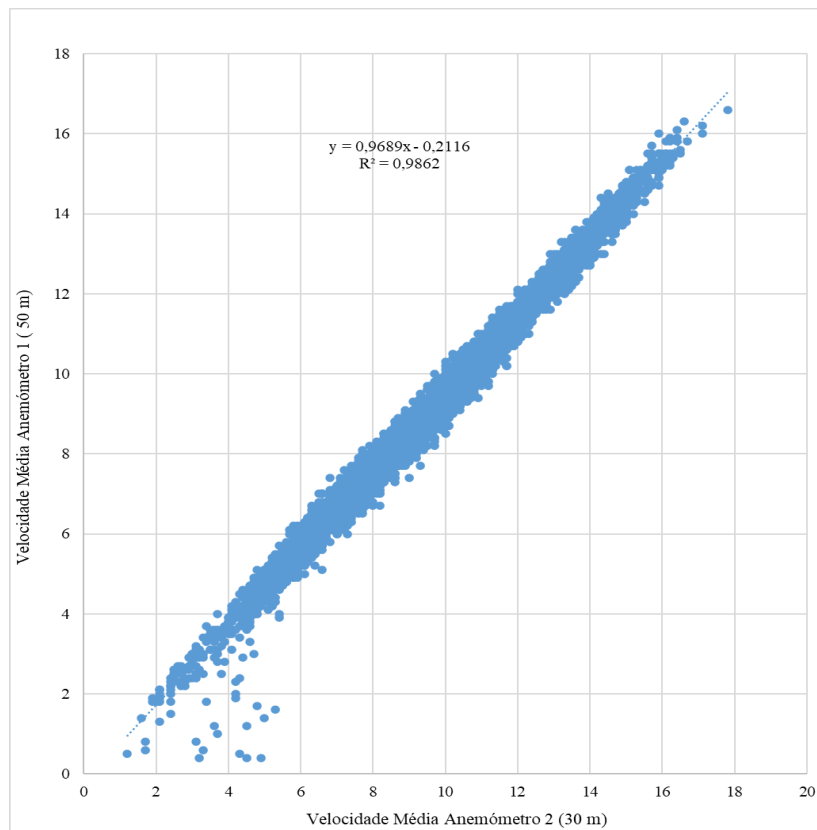


Figura 36-Gráfico de Dispersão das Velocidades Médias dos Anemómetros a 30 e a 50 metros

O gráfico de dispersão das velocidades médias dos anemómetros a 30 e a 50 metros representa uma Correlação Forte Positiva: Positiva porque há uma concentração dos pontos em tendência crescente das velocidades médias e Forte devido a proximidade dos pontos que demonstra correlação entre as duas variáveis.

### 3.3.5- Ficha Técnica do Aerogerador a ser instalado

#### Curva de Potência do Enercon E-33

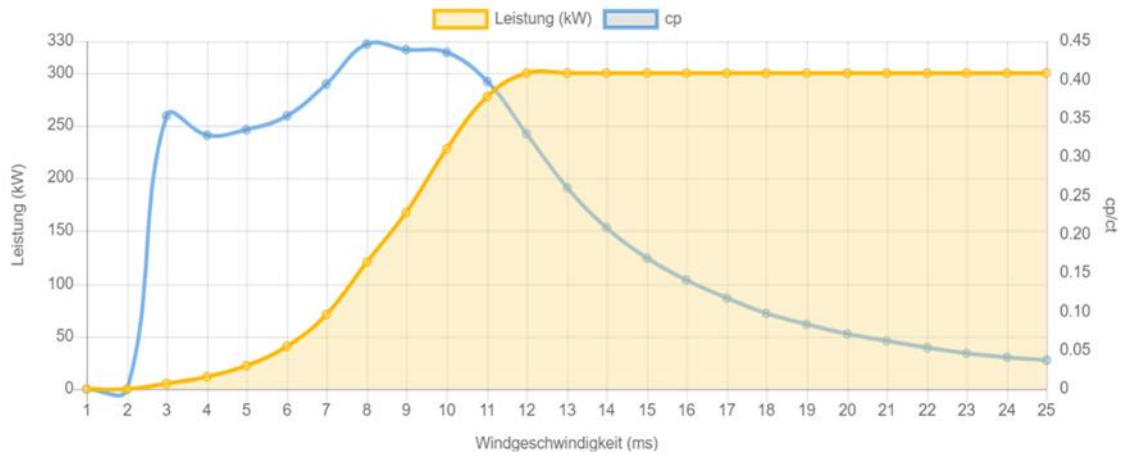


Figura 37- Curva de Potência do Enercon E-33 de 300 kW [38]

Tabela 7-Especificações Técnicas do Aerogerador Enercon E-33/300 kW

Dados Gerais	Rotor
Fabricante: Enercon (Alemanha) Modelo: E-33/300 Potência: 300 kW Velocidade Nominal do Vento: 11,5 m/s Frequência: 50 Hz Diâmetro do Rotor: 33 m Área Varrida: 855,3 m <sup>2</sup> Número de Pás: 3 Altura da Torre: 35 m Sistema de Controle: Pitch	Diâmetro do Rotor: 33 m Área Varrida: 855,3 m <sup>2</sup> Velocidade Mínima do Rotor: 18 rpm Velocidade Máxima do Rotor: 39 rpm Velocidade do Vento no arranque: 3 m/s Velocidade de Cut-Off: 25 m/s Velocidade Ponta da Pá: 67 m/s Designação do tipo: 33 WPX Material: GRP Densidade de Potência 1: 350,8 W/m <sup>2</sup> Densidade de Potência 2: 2,9 m <sup>2</sup> /kW
Gerador	
Tipo: SYNC Velocidade Máxima: 39 rpm Voltagem: 400 V	



Figura 38-Enercon E-33 (Vista Completa) [38]



Figura 39-Enercon E-33 (Vista Aproximada) [38]

### **3.4- Custo do Projeto de Reabilitação do Parque**

Os custos associados a instalações eólicas dependem fundamentalmente dos custos de instalação e do tipo de tecnologia usada, sendo por isso, muito variáveis em função das fundações, acessos, transporte, ligação à rede, número de turbinas, altura do rotor, tipo de gerador, sistema de controlo.

De acordo com as plataformas digitais Wind Turbine Models e Wind Turbine Global Marketplace o valor de mercado de um aerogerador Enercon E-33 é de 75 000 €.

Devido a condição de país insular, os custos da instalação aumentam devido a dificuldade de aquisição, transporte, despesas aduaneiras, equipamentos complementares, técnicos capacitados, etc.

Incluindo assim todos os possíveis gastos, o valor de cada fase é de 125 000 €.

## IV- RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1- Viabilidade Económica do Projeto de Repotenciamento

Para ser calculada a viabilidade económica deste projeto foram determinadas as seguintes tarifas: Preço Atual de Venda de 1kWh da ELECTRA = 0,29 € (31,82 ECV, Tarifa atual estipulada pela Agência de Regulação Económica e válida até 30 de junho de 2023) e Preço de Venda de 1 kWh Produzido no Parque Eólico da Ribeira de Vinha =0,027 € (3 ECV).

#### 4.1.1- 1ª Fase (300 kW)

Para prever quanta energia o Enercon E-33 pode gerar anualmente foram utilizados utilizar os valores  $a=9$  e  $k=3$ , valores da distribuição de Weibull que mais se encaixam nas leituras reais dos anemómetros e na curva de potência do aerogerador. Os cálculos da produção anual são apresentados na tabela 8.

Tabela 8-Estimativa de produção Anual do Enercon E-33

Velocidade do Vento (m/s)	f(v)	Hrs A	Potência (kW)	Produção Anual (kWh)
1	0,0041	36,00	0	0
2	0,0163	142,62	0	0
3	0,0357	312,65	10	3126,48
4	0,0603	528,31	20	10566,24
5	0,0867	759,22	25	18980,62
6	0,1102	964,98	40	38599,39
7	0,1260	1103,46	70	77241,93
8	0,1305	1143,03	130	148594,34
9	0,1226	1074,21	170	182615,35
10	0,1044	914,45	230	210322,45
11	0,0802	702,67	290	203775,15
12	0,0554	485,09	300	145526,74
13	0,0342	299,19	300	89756,30
14	0,0187	163,85	300	49154,64
15	0,0090	79,15	300	23745,37
16	0,0038	33,50	300	10048,65
17	0,0014	12,33	300	3698,67
18	0,0004	3,92	300	1175,46
19	1,22E-04	1,07	300	320,14
20	2,82E-05	0,25	300	74,16
21	5,52E-06	0,05	300	14,50
22	9,03E-07	0,01	300	2,37
23	1,23E-07	1,08E-03	300	0,32
24	1,38E-08	1,21E-04	300	0,04
25	1,26E-09	1,11E-05	300	0
26	9,41E-11	8,24E-07	0	0
27	5,64E-12	4,94E-08	0	0
28	2,70E-13	2,36E-09	0	0
29	1,02E-14	8,96E-11	0	0
30	3,05E-16	2,67E-12	0	0
				<b>1217339,33</b>

O parque produzirá aproximadamente 1 217 340 kWh/ano, mas tendo em conta alguns fatores condicionantes ao seu funcionamento como por exemplo paragens por falhas ou para manutenção e dias com velocidade de vento menor que o cut-in speed do aerogerador, as horas de produção terão de ser menores. Considerou-se um coeficiente de perdas de 8%, originando assim 1 120 000 kWh/ano. ( $1\ 217\ 340 \times 0,92 = 1\ 119\ 952,8$ ) O parque terá uma produção anual de 1 120 000 kWh/ano, e como já foi acima referido, terá na fase inicial um orçamento de 125 000 €.

Tabela 9-Orçamento Correspondente a 1ª Fase do Projeto

	Preço	Quantidades	Taxa Depreciação	Total	Taxa Inflação Preços
Aerogerador Enercon E-33 300 kW	75 000,00 €	1	5,00%	75 000,00 €	1,5%
Fundação	11 000,00 €	1	5,00%	11 000,00 €	1,5%
Transformador	10 000,00 €	1	10,00%	10 000,00 €	1,5%
Sistema de Controle	5 000,00 €	1	10,00%	5 000,00 €	1,5%
Cablagem	4 000,00 €	1	5,00%	4 000,00 €	1,5%
Equipamentos Complementares	8 000,00 €	1	5,00%	8 000,00 €	1,5%
Outros Custos	12 000,00 €	1	5,00%	12 000,00 €	1,5%

Os 1 120 000 kWh/ano cedidos à rede elétrica em termos monetários equivalem a uma quantia de 30 240 €/ano ( $1\ 120\ 000\ \text{kWh/ano} \times 0,027\ \text{€/kWh}$ ) e espera-se um crescimento de 2% ao ano.

Tabela 10-Estimativa de Produção, Preço e Vendas de 2025 a 2050 (Corte de 5 em 5 anos)

Descrição	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Produção kWh	1120000	1117700	1115400	1113100	1110800	1108500
Preço	0,027 €	0,028 €	0,030 €	0,031 €	0,033 €	0,035 €
Vendas	30 240,00 €	31 717,28 €	33 266,58 €	34 891,41 €	36 595,45 €	38 382,55 €

Para a manutenção da central a empresa necessita de contratar 1 trabalhador, cujos dados respeitantes a salários e outros encargos são os seguintes:

Tabela 11-Salário e Encargos Anuais relativos ao Técnico de Manutenção e Monitorização 1ª Fase

Salário de Técnico Manutenção e Monitorização (1)	650,00 €	Salários Anual	9 100,00 €
Taxa Segurança Social a Cargo da Empresa	23,75%	Encargos Segurança Social	2 161,25 €
Média Mensal de Dias de Trabalho	22/dias	Formação	150,00 €
Encargos com Formação Anual	150€/trabalhador	Total de Encargos Trabalhadores	11 411,25 €
Taxa de Crescimento dos salários	2%		

Os gastos com a Supervisão da Central pelo Técnico Responsável são apresentados na tabela 12:

Tabela 12-Gastos para a Supervisão da Central 1ª Fase

Descrição	Valor	Referência	Taxa crescimento dos preços
Combustível (Em caso de avarias ou paragem da Central)	50 €	mês	1,50%
Ferramentas, roupa e utensílios de trabalho, etc.	70 €	mês	1,00%
Material de Escritório	30 €	mês	1,00%
Telemóvel e Internet ( Para Controle da Central à Distância)	40 €	mês	1,00%

Para efeitos de cálculo do VAL (Excedente originado pelo projeto), TIR (Rentabilidade Anual do Projeto) e PRI (Período de Retorno do Investimento) foram tidos em conta os seguintes critérios:

Tabela 13-Vida Útil e Taxa de Depreciação dos Equipamentos

Vida Útil Equipamento	Taxa Depreciação
25	4
25	5
20	5
5	20
20	5
25	4
25	4

Tabela 14-Cash-Flows Líquidos originados entre 2025 e 2050 (Corte de 5 em 5 anos)

Designação	ANOS					
	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1- Vendas	0,00 €	31 717,28 €	33 266,58 €	34 891,41 €	36 595,45 €	38 382,55 €
3- Gastos Com Trabalhadores	0,00 €	12 351,90 €	13 637,50 €	15 056,90 €	16 624,04 €	18 354,28 €
4-FSE	0,00 €	2 412,07 €	2 552,09 €	2 700,57 €	2 858,03 €	3 025,05 €
5- Depreciações	0,00 €	7 000,00 €	7 000,00 €	6 500,00 €	6 500,00 €	0,00 €
6- Resultado Antes de Imposto	0,00 €	9 953,30 €	10 076,99 €	10 633,94 €	10 613,38 €	17 003,22 €
7- Impostos (12,5%)	0,00 €	1 244,16 €	1 259,62 €	1 329,24 €	1 326,67 €	2 125,40 €
8- Resultados Depois de Impostos	0,00 €	8 709,14 €	8 817,37 €	9 304,70 €	9 286,71 €	14 877,81 €
9- Depreciações	0,00 €	7 000,00 €	7 000,00 €	6 500,00 €	6 500,00 €	0,00 €
11 - Cash-Flow de Exploração	0,00 €	15 709,14 €	15 817,37 €	15 804,70 €	15 786,71 €	14 877,81 €
12- Investimento	-125 000,00	0,00	-5 000,00	0,00	-14 000,00	0,00
14 - Receita Venda Imobilizado						
15- Cash-Flow Líquido	-125 000,00 €	15 709,14 €	10 817,37 €	15 804,70 €	1 786,71 €	14 877,81 €

Os resultados do VAL, TIR foram os abaixo indicados:

Tabela 15-VAL, TIR e Taxa de Atualização da 1ª Fase

VAL	120 396,79 €
Taxa de Atualização	3,62%
TIR	11,43%

Numa perspetiva económica e financeira, e com base nos valores previsionais apresentados, verificamos que VAL é de 120 396,79 €, o que significa que os cash-flows libertados pelo nosso projeto permitiram recuperar o investimento inicial e ainda criar um excedente no montante de 120 396,79 €. No que diz respeito à TIR, o valor apresentado é de 11,43%, o que significa que o projeto gera em média uma rentabilidade anual de 11,43%. Atendendo que o custo do capital é de 3,62%, o projeto gera uma rentabilidade líquida média anual de 7,81% ( $11,43\% - 3,62\% = 7,81\%$ ).

Tabela 16-Período de Recuperação do Investimento da 1ª Fase

Período de Recuperação do Investimento						
Anos	Investimento	Investimento Atualizado	Investimento Atualizado Acumulado	Cash-Flow Líquido Sem Investimento	Cash-Flow Líquido Sem Investimento Atualizado	Cash-Flow Líquido Sem Investimento Atualizado
0 2025	125 000,00 €	125 000,00 €	125 000,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
1 2026	0,00 €	0,00 €	125 000,00 €	15 586,21 €	15 041,99 €	15 041,99 €
2 2027	0,00 €	0,00 €	125 000,00 €	15 619,72 €	14 547,98 €	29 589,97 €
3 2028	0,00 €	0,00 €	125 000,00 €	15 651,42 €	14 068,51 €	43 658,48 €
4 2029	0,00 €	0,00 €	125 000,00 €	15 681,25 €	13 603,16 €	57 261,64 €
5 2030	0,00 €	0,00 €	125 000,00 €	15 709,14 €	13 151,53 €	70 413,17 €
6 2031	0,00 €	0,00 €	125 000,00 €	15 735,04 €	12 713,25 €	83 126,42 €
7 2032	0,00 €	0,00 €	125 000,00 €	15 758,88 €	12 287,93 €	95 414,36 €
8 2033	0,00 €	0,00 €	125 000,00 €	15 780,59 €	11 875,22 €	107 289,58 €
9 2034	0,00 €	0,00 €	125 000,00 €	15 800,11 €	11 474,75 €	118 764,33 €
10 2035	0,00 €	0,00 €	125 000,00 €	15 817,37 €	11 086,18 €	129 850,51 €

Com base no indicador PRI, verificamos que conseguimos recuperar todo o investimento exigido pelo nosso projeto ao final de **9 Anos 6 Meses e 22 Dias**.

Com todos os indicadores apresentados devemos aceitar o projeto,  $VAL > 0$ ,  $TIR > \text{Taxa do Custo do Capital}$  e conseguimos recuperar o investimento ao final de 9 Anos 6 Mês e 22 Dias.

#### 4.1.2- 2ª Fase (600 kW)

A 2ª Fase será iniciada 10 anos após o funcionamento em pleno da 1ª Fase do Projeto. Em menos de 10 anos já se beneficiará do retorno do investimento feito para a 1ª Fase e talvez não será preciso recorrer a financiamento para executar a 2ª Fase. Tal como na 1ª Fase considera-se o coeficiente de perdas de 8%, mas estando inserido mais um Enercon E-33 a produção anual será então 2 240 000 kWh/ano (2 X 1 120 000 kWh/ano).

Tabela 17-Orçamento Correspondente a 2ª Fase do Projeto

	Preço	Quantidades	Taxa Depreciação	Total	Taxa Inflação Preços
Aerogerador Enercon E-33 300 kW	75 000,00 €	1	5,00%	75 000,00 €	1,5%
Fundação	11 000,00 €	1	5,00%	11 000,00 €	1,5%
Transformador	10 000,00 €	1	10,00%	10 000,00 €	1,5%
Sistema de Controle	5 000,00 €	1	10,00%	5 000,00 €	1,5%
Cablagem	4 000,00 €	1	5,00%	4 000,00 €	1,5%
Equipamentos Complementares	8 000,00 €	1	5,00%	8 000,00 €	1,5%
Outros Custos	12 000,00 €	1	5,00%	12 000,00 €	1,5%

Os 2 240 000 kWh/ano cedidos à rede elétrica em termos monetários equivalem a uma quantia de 60 480 €/ano (2 240 000 kWh/ano x 0,027/kWh) e espera-se um crescimento de 2% ao ano.

Tabela 18-Estimativa de Produção, Preço e Vendas de 2035 a 2060 (Corte de 5 em 5 anos)

Descrição	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Produção kWh	2240000	2237700	2235400	2233100	2230800	2228500
Preço	0,02700 €	0,02838 €	0,02982 €	0,03135 €	0,03295 €	0,03463 €
Vendas	60 480,00 €	63 499,82 €	66 670,35 €	69 999,11 €	73 494,00 €	77 163,29 €

A empresa necessita de contratar mais 1 trabalhador e os dados respeitantes a salários e outros encargos dos 2 trabalhadores são os seguintes:

Tabela 19-Salário e Encargos Anuais dos Técnicos de Manutenção e Monitorização 2ª Fase

Salário de Técnicos Manutenção e Monitorização (2)	1 300,00 €	Salários Anual	18 200,00 €
Taxa Segurança Social a Cargo da Empresa	23,75%	Encargos Segurança Social	4 322,50 €
Média Mensal de Dias de Trabalho	22/dias	Formação	150,00 €
Encargos com Formação Anual	150€/trabalhador	Total de Encargos Trabalhadores	22 672,50 €
Taxa de Crescimento dos salários	2%		

Os gastos com a Supervisão da Central pelos Técnicos Responsáveis são apresentados na tabela 20:

Tabela 20-Gastos para a Supervisão da Central 2ª Fase

Descrição	Valor	Referência	Taxa crescimento dos preços
Combustível (Em caso de avarias ou paragem da Central)	100 €	mês	1,50%
Ferramentas, roupa e utensílios de trabalho, etc.	140 €	mês	1,00%
Material de Escritório	60 €	mês	1,00%
Telemóvel e Internet ( Para Controle da Central à Distância)	80 €	mês	1,00%

Para efeitos de cálculo do VAL (Excedente originado pelo projeto), TIR (Rentabilidade Anual do Projeto) e PRI (Período de Retorno do Investimento) foram tidos em conta os seguintes critérios:

Tabela 21-Vida Útil e Taxa de Depreciação dos Equipamentos 2ª Fase

Vida Útil Equipamento	Taxa Depreciação
25	4
25	5
20	5
5	20
20	5
25	4
25	4

Tabela 22-Cash-Flows Líquidos originados entre 2035 e 2060 (Corte de 5 em 5 anos)

Designação	ANOS					
	2035	2040	2045	2050	2055	2060
1- Vendas	0,00 €	63 499,82 €	66 670,35 €	69 999,11 €	73 494,00 €	77 163,29 €
3- Gastos Com Trabalhadores	0,00 €	24 541,44 €	27 095,74 €	29 915,88 €	33 029,55 €	36 467,29 €
4-FSE	0,00 €	4 824,13 €	5 104,18 €	5 401,13 €	5 716,06 €	6 050,11 €
5- Depreciações	0,00 €	7 000,00 €	7 000,00 €	6 500,00 €	6 500,00 €	0,00 €
6- Resultado Antes de Imposto	0,00 €	27 134,24 €	27 470,44 €	28 182,10 €	28 248,38 €	34 645,89 €
7- Impostos (12,5%)	0,00 €	3 391,78 €	3 433,80 €	3 522,76 €	3 531,05 €	4 330,74 €
8- Resultados Depois de Impostos	0,00 €	23 742,46 €	24 036,63 €	24 659,34 €	24 717,33 €	30 315,16 €
9- Depreciações	0,00 €	7 000,00 €	7 000,00 €	6 500,00 €	6 500,00 €	0,00 €
11 - Cash-Flow de Exploração	0,00 €	30 742,46 €	31 036,63 €	31 159,34 €	31 217,33 €	30 315,16 €
12- Investimento	-125 000,00	0,00	-5 000,00	0,00	-14 000,00	0,00
14 - Receita Venda Imobilizado						
15- Cash-Flow Líquido	-125 000,00 €	30 742,46 €	26 036,63 €	31 159,34 €	17 217,33 €	30 315,16 €

Os resultados do VAL, TIR foram os abaixo indicados:

Tabela 23-VAL, TIR e Taxa de Atualização da 2ª Fase

VAL	367 768,96 €
Taxa de Atualização	3,62%
TIR	24,31%

Numa perspetiva económica e financeira e com base nos valores previsionais apresentados, verificamos que VAL é de 367 768,96 €, o que significa que os cash-flows libertados pelo nosso projeto permitiram recuperar o investimento inicial e ainda criar um excedente no montante de 367 768,96 €. No que diz respeito à TIR, o valor apresentado é de 24,31%, o que significa que o projeto gera em média uma rentabilidade anual de 24,31%. Atendendo que o custo do capital é de 3,62%, o projeto gera uma rentabilidade líquida média anual de 20,69% (24,31% - 3,62% = 20,69%).

Tabela 24-Período de Recuperação do Investimento da 2ª Fase

Período de Recuperação do Investimento						
Anos	Investimento	Investimento Atualizado	Investimento Atualizado Acumulado	Cash-Flow Líquido Sem Investimento	Cash-Flow Líquido Sem Investimento Atualizado	Cash-Flow Líquido Sem Investimento Atualizado
0 2022	125 000,00 €	125 000,00 €	125 000,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
1 2023	0,00 €	0,00 €	125 000,00 €	30 439,64 €	29 376,78 €	29 376,78 €
2 2024	0,00 €	0,00 €	125 000,00 €	30 520,48 €	28 426,34 €	57 803,13 €
3 2025	0,00 €	0,00 €	125 000,00 €	30 597,98 €	27 503,45 €	85 306,58 €
4 2026	0,00 €	0,00 €	125 000,00 €	30 672,01 €	26 607,34 €	111 913,92 €
5 2027	0,00 €	0,00 €	125 000,00 €	30 742,46 €	25 737,28 €	137 651,19 €

Com base no indicador PRI, verificamos que conseguimos recuperar todo o investimento exigido pelo nosso projeto ao final de **4 Anos 6 Meses e 3 Dias**.

Com todos os indicadores apresentados devemos aceitar o projeto, VAL>0, TIR>Taxa do Custo do Capital e conseguimos recuperar o investimento ao final de 4 Anos 6 Meses e 3 Dias.

#### 4.1.3- 3ª Fase (900 kW)

A 3ª Fase terá arranque 5 anos após a instalação da 2ª Fase do projeto.

Aplicando o Coeficiente de 8% como nas fases anteriores, a produção anual na 3ª fase será de 3 360 000 kWh/ano (3 X 1 120 000 kWh/ano) e terá também na última fase um orçamento de 125 000 €.

Tabela 25-Orçamento Correspondente a 3ª Fase do Projeto

	Preço	Quantidades	Taxa Depreciação	Total	Taxa Inflação Preços
Aerogerador Enercon E-33 300 kW	75 000,00 €	1	5,00%	75 000,00 €	1,5%
Fundação	11 000,00 €	1	5,00%	11 000,00 €	1,5%
Transformador	10 000,00 €	1	10,00%	10 000,00 €	1,5%
Sistema de Controle	5 000,00 €	1	10,00%	5 000,00 €	1,5%
Cablagem	4 000,00 €	1	5,00%	4 000,00 €	1,5%
Equipamentos Complementares	8 000,00 €	1	5,00%	8 000,00 €	1,5%
Outros Custos	12 000,00 €	1	5,00%	12 000,00 €	1,5%

Os 3 360 000 kWh/ano cedidos à rede elétrica em termos monetários equivalem a uma quantia de 90 720 €/ano (3 360 000 kWh/ano x 0,027/kWh) e espera-se um crescimento de 2% ao ano.

Tabela 26-Estimativa de Produção, Preço e Vendas de 2040 a 2065 (Corte de 5 em 5 anos)

Descrição	2040	2045	2050	2055	2060	2065
Produção kWh	3360000	3357700	3355400	3353100	3350800	3348500
Preço	0,02700 €	0,02838 €	0,02982 €	0,03135 €	0,03295 €	0,03463 €
Vendas	90 720,00 €	95 282,36 €	100 074,13 €	105 106,82 €	110 392,55 €	115 944,04 €

A empresa necessita de contratar mais 1 trabalhador e os dados respeitantes a salários e outros encargos dos 3 trabalhadores são os seguintes:

Tabela 27-Salário e Encargos Anuais dos Técnicos de Manutenção e Monitorização 3ª Fase

Salário de Técnicos Manutenção e Monitorização (3)	1 950,00 €	Salários Anual	27 300,00 €
Taxa Segurança Social a Cargo da Empresa	23,75%	Encargos Segurança Social	6 483,75 €
Média Mensal de Dias de Trabalho	22/dias	Formação	150,00 €
Encargos com Formação Anual	150€/trabalhador	Total de Encargos Trabalhadores	33 933,75 €
Taxa de Crescimento dos salários	2%		

Os gastos com a Supervisão da Central pelos Técnicos Responsáveis são apresentados na tabela 28:

Tabela 28-Gastos para a Supervisão da Central 3ª Fase

Descrição	Valor	Referência	Taxa crescimento dos preços
Combustível (Em caso de avarias ou paragem da Central)	150 €	mês	1,50%
Ferramentas, roupa e utensílios de trabalho, etc.	210 €	mês	1,00%
Material de Escritório	90 €	mês	1,00%
Telemóvel e Internet ( Para Controle da Central à Distância)	120 €	mês	1,00%

Para efeitos de cálculo do VAL (Excedente originado pelo projeto), TIR (Rentabilidade Anual do Projeto) e PRI (Período de Retorno do Investimento) foram tidos em conta os seguintes critérios:

Tabela 29-Vida Útil e Taxa de Depreciação dos Equipamentos 3ª Fase

Vida Útil Equipamento	Taxa Depreciação
25	4
25	5
20	5
5	20
20	5
25	4
25	4

Tabela 30-Cash-Flows Líquidos originados entre 2040 e 2065 (Corte de 5 em 5 anos)

Designação	ANOS					
	2040	2045	2050	2055	2060	2065
1- Vendas	0,00 €	95 282,36 €	100 074,13 €	105 106,82 €	110 392,55 €	115 944,04 €
3- Gastos Com Trabalhadores	0,00 €	36 730,98 €	40 553,97 €	44 774,86 €	49 435,07 €	54 580,31 €
4-FSE	0,00 €	7 236,20 €	7 656,27 €	8 101,70 €	8 574,10 €	9 075,16 €
5- Depreciações	0,00 €	7 000,00 €	7 000,00 €	6 500,00 €	6 500,00 €	0,00 €
6- Resultado Antes de Imposto	0,00 €	44 315,18 €	44 863,88 €	45 730,25 €	45 883,38 €	52 288,57 €
7- Impostos (12,5%)	0,00 €	5 539,40 €	5 607,99 €	5 716,28 €	5 735,42 €	6 536,07 €
8- Resultados Depois de Impostos	0,00 €	38 775,78 €	39 255,90 €	40 013,97 €	40 147,96 €	45 752,50 €
9- Depreciações	0,00 €	7 000,00 €	7 000,00 €	6 500,00 €	6 500,00 €	0,00 €
11 - Cash-Flow de Exploração	0,00 €	45 775,78 €	46 255,90 €	46 513,97 €	46 647,96 €	45 752,50 €
12- Investimento	-125 000,00	0,00	-5 000,00	0,00	-14 000,00	0,00
14 - Receita Venda Imobilizado						
15- Cash-Flow Líquido	-125 000,00 €	45 775,78 €	41 255,90 €	46 513,97 €	32 647,96 €	45 752,50 €

Os resultados do VAL, TIR foram os abaixo indicados:

Tabela 31-VAL, TIR e Taxa de Atualização da 3ª Fase

VAL	615 141,14 €
Taxa de Atualização	3,62%
TIR	36,39%

Numa perspetiva económica e financeira e com base nos valores previsionais apresentados, verificamos que VAL é de 615 141,14 €, o que significa que os cash-flows libertados pelo nosso projeto permitiram recuperar o investimento inicial e ainda criar um excedente no montante de 615 141,14 €. No que diz respeito à TIR, o valor apresentado é de 36,39%, o que significa que o projeto gera em média uma rentabilidade anual de 36,39%. Atendendo que o custo do capital é de 3,62%, o projeto gera uma rentabilidade líquida média anual de 32,77% ( $36,39\% - 3,62\% = 32,77\%$ ).

Tabela 32-Período de Recuperação do Investimento da 3ª Fase

Período de Recuperação do Investimento						
Anos	Investimento	Investimento Atualizado	Investimento Atualizado Acumulado	Cash-Flow Líquido Sem Investimento	Cash-Flow Líquido Sem Investimento Atualizado	Cash-Flow Líquido Sem Investimento Atualizado
0 2022	125 000,00 €	125 000,00 €	125 000,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
1 2023	0,00 €	0,00 €	125 000,00 €	45 293,07 €	43 711,58 €	43 711,58 €
2 2024	0,00 €	0,00 €	125 000,00 €	45 421,25 €	42 304,70 €	86 016,29 €
3 2025	0,00 €	0,00 €	125 000,00 €	45 544,54 €	40 938,39 €	126 954,67 €

Com base no indicador PRI, verificamos que conseguimos recuperar todo o investimento exigido pelo nosso projeto ao final de **2 Anos 11 Meses e 12 Dias**.

Com todos os indicadores apresentados devemos aceitar o projeto,  $VAL > 0$ ,  $TIR > Taxa$  do Custo do Capital e conseguimos recuperar o investimento ao final de 2 Anos 11 Meses e 12 Dias.

## **4.2- Poupança de Combustíveis Fósseis após implementação do Parque**

A ELECTRA para fazer funcionar os grupos geradores de energia elétrica, utiliza maioritariamente o Fuel 380 cSt mas em situações excecionais pode utilizar o Fuel 180 cSt ou ainda Gasóleo.

Segundo o relatório de contas da ELECTRA, no ano de 2020 o Fuel 380 cSt teve um consumo específico agregado médio 214,9 g/ kWh. Isso significa que para produzir 1 kWh de energia os grupos precisaram consumir aproximadamente 215g de Fuel.

### **4.2.1- 1ª Fase (300 kW)**

A poupança anual de combustível calcula-se através da produção anual do Parque Eólico. Relativamente a 1ª fase do Projeto o parque produzirá 1 120 000 kWh/ano. Como foi acima referido são precisas 215g de Fuel 380 para produzir 1 kWh de energia elétrica. Sendo assim a quantidade capaz de gerar 1 120 000 kWh é de **240,8 Toneladas/Ano**.

### **4.2.2- 2ª Fase (600 kW)**

A poupança anual de combustível relativamente a 2ª fase do Projeto tendo em conta que a produção anual será de 2 240 000 kWh/ano e que são necessárias 215g de Fuel 380 para cada kWh é de **481,6 Toneladas/Ano**.

### **4.2.3- 3ª Fase (900 kW)**

A poupança anual de combustível relativamente a 3ª fase do Projeto tendo em conta que a produção anual será de 3 660 000 kWh/ano é de **787 Toneladas/Ano**.

### **4.3- Poupança em Termos Monetários para o Estado**

A ELECTRA, sendo uma empresa Estatal, ao fazer a poupança no consumo dos combustíveis fósseis acaba por gerar também uma poupança em termos económicos para o Estado de Cabo Verde. Segundo os preços afixados pela ARE o preço do Fuel 380 cSt equivale a 0,67 €/kg.

#### **4.3.1- 1ª Fase (300 kW)**

Como foi possível reparar no capítulo referente a poupança de combustível, a 1ª fase do projeto permitirá poupar 240,8 toneladas/Ano (equivalente a 240 800 Kg/Ano) de fuel. Sabendo que o preço do Fuel é de 0,67 €/Kg, a poupança em termos monetários será de **161 336 €/Ano**.

#### **4.3.2- 2ª Fase (600 kW)**

A 2ª fase do projeto permitirá poupar 481,6 toneladas/Ano (equivalente a 481 600 Kg/Ano) de Fuel 380. Sabendo que o preço do Fuel é de 0,67 €/Kg, o total de poupança para a segunda fase será de **322 672 €/Ano**.

#### **4.3.3- 3ª Fase (900 kW)**

A 3ª fase do projeto permitirá poupar 787 toneladas/Ano (equivalente a 787 000 Kg/Ano) de Fuel 380. A poupança em termos monetários será de **527 290 €/Ano**.

A produção de 1 kWh feita por Fuel 380 cSt custa aproximadamente 0,15 € à ELECTRA, daí que a compra de 1 kWh por 0,027 € produzido no Parque Eólico da Ribeira de Vinha apresenta-se como uma alternativa bastante viável. O fato da energia elétrica ser produzida aproveitando uma fonte renovável e abundante faz com que o preço da compra seja constante podendo garantir uma certa estabilidade no preço da eletricidade cedida pelo Parque. O mesmo já não acontece quando baseado em combustíveis fósseis vulneráveis à oscilação de preço do mercado de combustíveis.

O Estado ao adquirir eletricidade cedida pelo Parque Eólico da Ribeira de Vinha a um valor mais barato e com as economias que o funcionamento do mesmo dirige para os seus cofres, terá em mãos, junto com as entidades reguladoras, mais uma solução para a redução em parte das tarifas domésticas de energia.

A substituição pelos novos equipamentos de maior porte faz com que o Parque disponha três vezes mais a potência que alcançava antigamente (uma diferença de 300 kW para 900 kW), garantindo assim também o aumento da potência disponível da ilha de 21 950 kW para 22 850 kW.

#### **4.4- Impactes Ambientais do Projeto da Reabilitação**

De acordo com a legislação Cabo-verdiana alínea a) do nº 2 do artigo 1º do Decreto-Lei nº 29/2006 de 6 de março de 2006, Centrais de produção de energia (eólica, das ondas, geotérmica) devem ser submetidos ao processo de AIA<sup>4</sup>.

Embora este projeto seja uma forma de produção sustentável de eletricidade, livre da emissão de GEE, ainda assim existem alguns impactes a serem levados em conta. De realçar também que é indispensável que o projeto seja adequadamente adaptado na paisagem e que esteja em colaboração com a comunidade local, para manter o apoio da opinião pública a esta forma de energia. Os possíveis impactes podem ser:

- **Impacte Visual:** O impacte visual das turbinas é uma questão de gosto pessoal, ou seja, há quem considere que as turbinas se integram harmoniosamente na paisagem e quem considere a sua presença incomodativa. Portanto este impacte é bastante relativo variando de pessoa para pessoa.
- **Ruído produzido pelos Aerogeradores:** o ruído mecânico (associado à caixa de velocidades, gerador e motores auxiliares) e o ruído aerodinâmico (relacionado com o movimento das pás no ar) são praticamente inevitáveis principalmente a baixas velocidades de vento, pois a altas velocidades o ruído do vento sobrepõe os dos equipamentos. Mas com a inexistência de habitações nas imediações do Parque, os ruídos por ele causado não provocarão incómodos.
- **Uso da Terra:** o uso da terra não fica comprometido com a instalação do Parque eólico, uma vez que apenas uma pequena percentagem do espaço onde é instalado o parque eólico fica efetivamente ocupado.
- **Ecologia:** o Parque não afeta de forma considerável nem a Flora nem a Fauna do local em questão garantindo assim que a sua operação esteja em conformidade com o Meio Ambiente.

---

<sup>4</sup> Instrumento para recolha e reunião de dados e processo de identificação e previsão dos efeitos ambientais de determinados investimentos.

## **V- CONCLUSÃO**

### **5.1- Considerações Finais**

O projeto consistiu na repotenciação do Parque Eólico da Ribeira de Vinha em três fases complementares em que na 1ª Fase seria instalado um aerogerador Enercon E-33 e a potência total seria de 300 kW. Dez anos depois iniciaria a 2ª fase com a instalação de mais um Enercon E-33 de 300 kW originando uma potência total de 600 kW. A 3ª fase teria início cinco anos após a implementação da 2ª e nela também seria instalado mais um Enercon E-33 de 300 kW sendo a potência final de 900 kW.

Para que fosse calculada a viabilidade económica deste projeto foram determinadas as tarifas: 0,29 € (31,82 ECV) para Venda de 1kWh da ELECTRA e 0,027 € (3 ECV) como Preço de Venda de 1 kWh Produzido no Parque Eólico da Ribeira de Vinha.

Em termos de viabilidade económica e financeira do Projeto, a 1ª Fase produziu uma rentabilidade líquida média anual de 7,81% permitindo recuperar o investimento inicial em 9 Anos, 6 Meses e 22 dias e ainda criar um excedente de 120 396,79 € ao longo de 25 anos.

A 2ª Fase gerou uma rentabilidade líquida média anual de 20,69% permitindo recuperar o investimento ao fim de 4 Anos 6 Meses e 3 Dias e ainda criar um excedente de 367 768,96 €.

A 3ª Fase produziu uma rentabilidade líquida média anual de 32,77% permitindo recuperar o investimento em 2 Anos 11 Meses e 12 Dias e obter um excedente de 615 141,14 €.

Sobre a poupança de combustíveis após a implementação do Parque, o projeto indicou um total de 240,8 Toneladas por ano para a 1ª Fase, 481,6 Toneladas por ano para a 2ª Fase e 787 Toneladas por ano para a 3ª Fase.

Essas poupanças em termos monetários para o Estado de Cabo Verde equivalem a 161 336 € por ano para a 1ª Fase, 322 672 € por ano para a 2ª e 527 290 € por ano para a 3ª Fase.

Dividido em três fases o projeto permitiu o surgimento de uma alternativa sustentável para a produção de energia elétrica e capaz de evoluir consoante o crescimento da demanda da Ilha de São Vicente.

O desenvolvimento do projeto teve como resultado o dimensionamento da Reabilitação do Parque eólico da Ribeira de Vinha que mostrou ser um sistema prático e viável com um retorno bastante agradável.

Sendo Cabo Verde um país fortemente dependente da importação de combustíveis fósseis para alimentar a maioria do seu setor energético, o avanço deste projeto constitui uma possibilidade de geração de energia elétrica com menos custos para o Estado de acordo com os cálculos anteriormente apresentados.

O projeto demonstrando agir a favor do Ambiente e apresentando valores consideráveis de poupança para o Estado de Cabo Verde reuniu assim condições favoráveis ao seu avanço futuro.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Monteiro, “Atlas do Potencial Eólico para o Arquipélago de Cabo Verde,” Tese de Mestrado - Universidade de Lisboa, Lisboa, Portugal, 2018.
- [2] R. M. Castro, *Introdução a Energia Eólica*, Lisboa, Portugal.: Universidade de Lisboa, 2004.
- [3] R. Dutra, *Energia Eólica Princípios e Tecnologias*, Salvo Brito, Brasil: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Salvo de Brito, 2008.
- [4] L. Fernández, “Global capacity of onshore wind power ranked by country 2022,” Abril 2023.
- [5] T. Rubert, D. McMillan e N. P., “A decision support tool to assist with lifetime extension of wind turbines,” *Renewable Energy An International Journal*, vol. 180, pp. 423-433, 2018.
- [6] N. Ford e R. Sayles, “Reuters Events Renewables,” Novembro 2020. [Online]. Available: <https://www.reutersevents.com/renewables/wind/uk-wind-subsidy-shift-raises-repowering-hopes>.
- [7] International Renewable Energy Agency, 2021. [Online]. Available: <https://www.irena.org/>.
- [8] International Energy Agency (IEA) (2006)., “Wind Energy Annual Report,” 2006.
- [9] Reuter Events, “Reuters Events Renewables,” *Repowering Onshore wind assets in Europe: drivers and Oportunities*, 2021.
- [10] Energética In, “Inver Management inicia los trabajos de repotenciación de los parques eólicos Serralta y San Gregorio,” 2021.
- [11] RenewablesNow In., “ Spanish group given permit to repower old 16.5-MW wind,” 2020.

- [12] S. A, *Análise de Redes de Energia Elétrica*, São Vicente, Cabo Verde: ELECTRA SARL, 2019.
- [13] A. Cruz, *Produção, Transporte e Distribuição de Energia Elétrica*, São Vicente, Cabo Verde: Universidade do Mindelo, 2019.
- [14] F. Lutgens e E. Tarbuck, *The Atmosphere: An Introduction to Meteorology*, New Jersey, EUA: Livro- Prentice Hall, Inc., 1995.
- [15] A. Hemami, *Wind Turbine Technology*, IA, USA e Montreal, Canada: Livro-McGill University e Iowa Lakes Community College, 2012.
- [16] N. Batista, “Novo Aerogerador de eixo vertical integrado numa rede inteligente em contexto urbano,” Tese de Doutoramento-Universidade de Évora, Évora, Portugal., 2003.
- [17] IRENA, *A Path to Prosperity: Renewable Energy for Islands*, 3rd Edition, Abu Dhabi: Livro- International Renewable Energy Agency, 2016.
- [18] J. A. Pereira, “Energias Renováveis e Eficiência Energética em Cabo Verde,” Tese de Mestrado-Universidade de Algarve, Algarve, Portugal, 2015.
- [19] F. Martins, R. Guarnieri e E. Pereira, *O aproveitamento da Energia Eólica*, São José dos Campos, SP, Brasil: Artigo-Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2007.
- [20] D. Marçal, “Estudo numérico de uma pequena turbina eólica de rotor H,” Lisboa, Portugal., Tese de Mestrado- Instituto Superior Técnico de Lisboa, 2012.
- [21] U. Hassan e D. Sykes, “Wind Structure and Statistics,” em *Wind Energy Conversion Systems*, Reino Unido, Livro-Prentice Hall International, 1990.
- [22] C. Ghenai e A. Sargsyan, “Wind Energy,” em *Paths to Sustainable Energy*, Florida, USA, Florida Atlantic University, 2010, pp. 237-258.
- [23] E. Pavinatto, “Ferramenta para auxílio à análise de viabilidade técnica da conexão de parques eólicos à rede elétrica,” Tese de Mestrado- UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.

- [24] B. Montezano, “Modelo Dinâmico de Visualização de um Aerogerador com Velocidade de Rotação Variável e Controle de Passo em VRML,” UFRJ, Tese de Licenciatura- Rio de Janeiro, Brasil, 2007.
- [25] M. Hansen, *Aerodynamics of Wind Turbines*, Reino Unido: Livro- Earthscan UK e USA, 2008.
- [26] M. Terzo, F. Zhou e J. Liu, “Pitch Controller Design of Wind Turbine Based on Nonlinear PI/PD Control,” Artigo Científico-Xi’an University of Technology, Xi’an, China, 2018.
- [27] R. Custódio, “Parâmetros de Projeto de Fazendas Eólicas e Aplicação Específica no Rio Grande do Sul,” Tese de Mestrado-Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul PUCRS, Rio Grande do Sul, Brasil, 2002.
- [28] M. M. Barra e W. C. Teixeira, “Energia Eólica: Panorama Atual e Perspectivas Futuras,” Artigo Científico- Centro Universitário Uniacademia, Brasil, 2022.
- [29] Indiamart, Outubro 2022. [Online]. Available: <https://www.indiamart.com/proddetail/wind-power-transformer-20777944191.html>.
- [30] A. I. M. Corporation, 2018. [Online]. Available: <https://www.twiflex.com/>.
- [31] DHHI, “Dalian Huarui Heavy Industry India Company Private Limited,” Outubro 2022. [Online]. Available: <https://dhhiindia.com/product/1-65mw-wind-turbine-gearbox/>.
- [32] D. G. d. Energia, “Evolução dos indicadores do Sector Energético em Cabo Verde,” DGE, Cabo Verde, 2014.
- [33] E. d. E. e. Água, “Relatório de Contas 2021,” ELECTRA, Cabo Verde, 2021.
- [34] ELECTRA SARL, *Manual do Parque Eólico N°1 de Mindelo*, São Vicente Cabo Verde, 1989.
- [35] Google, “Google Earth,” 2023. [Online]. Available: [earth.google.com](http://earth.google.com).
- [36] Winfinder, 2023. [Online]. Available: [www.windfinder.com](http://www.windfinder.com).

- [37] ELECTRA, SARL, “Relatório de Contas da Electra Norte,” Mindelo, São Vicente, 2021.
- [38] Wind Turbine Models, 2023. [Online]. Available: [wind-turbine-models.com](http://wind-turbine-models.com).
- [39] Wind Energy B, “Propostas BWE para acelerar e facilitar a repotenciação de turbinas eólicas.,” 2021.

# ANEXOS

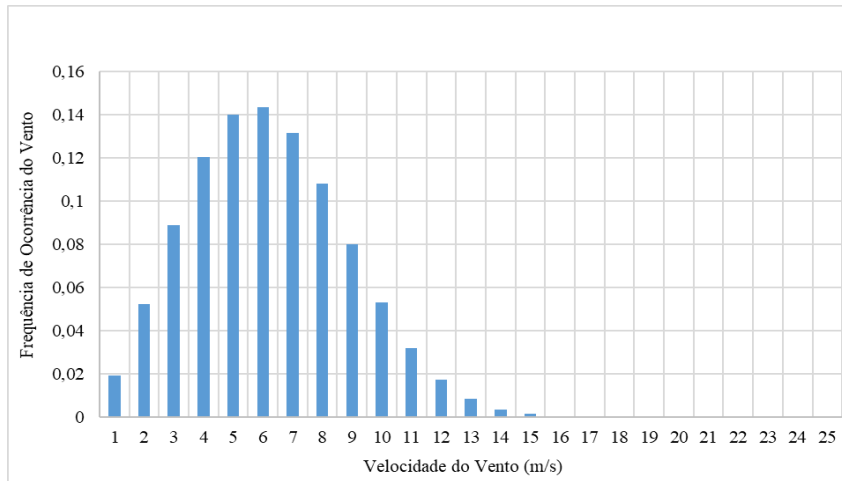


Gráfico 1-Distribuição de Weibull para  $a=7$  e  $k=2,5$

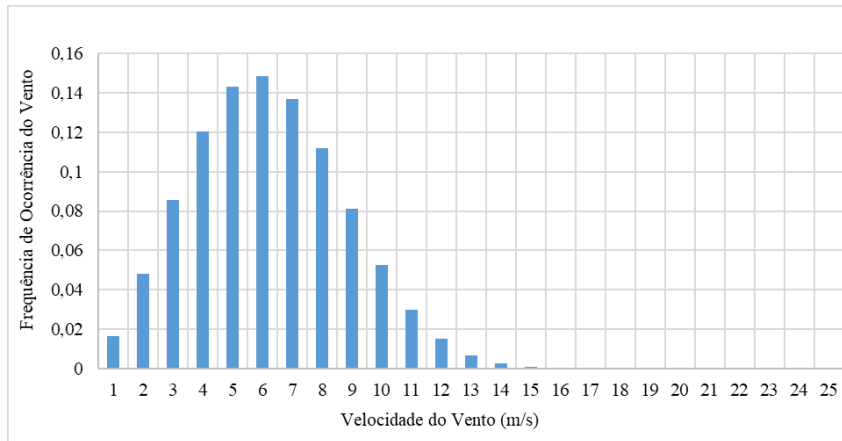


Gráfico 2-Distribuição de Weibull para  $a=7$  e  $k=2,6$

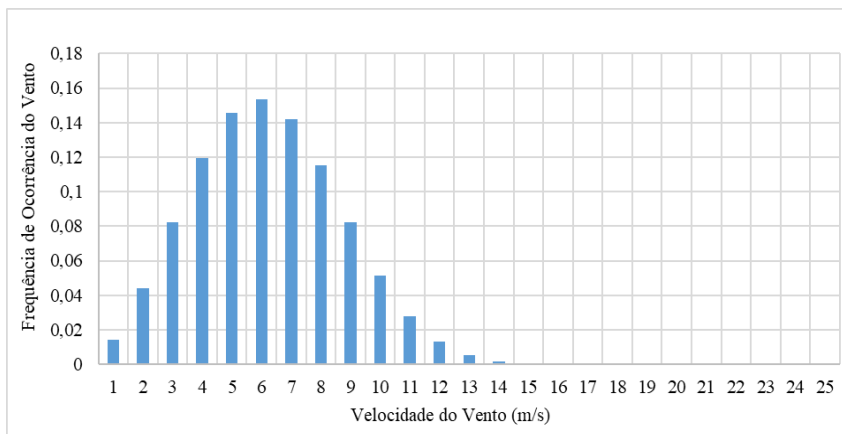


Gráfico 3-Distribuição de Weibull para  $a=7$  e  $k=2,7$

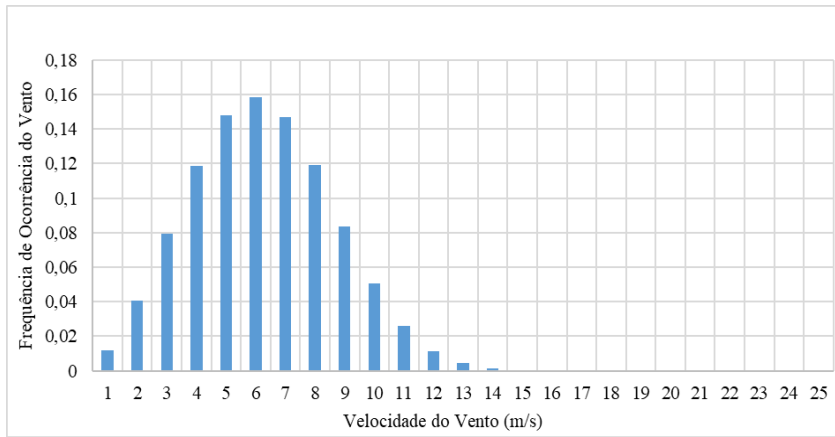


Gráfico 4-Distribuição de Weibull para  $a=7$  e  $k=2,8$

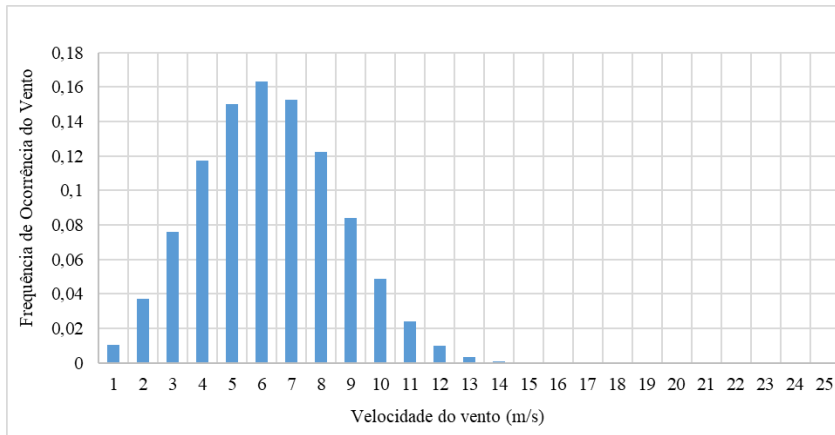


Gráfico 5-Distribuição de Weibull para  $a=7$  e  $k=2,9$

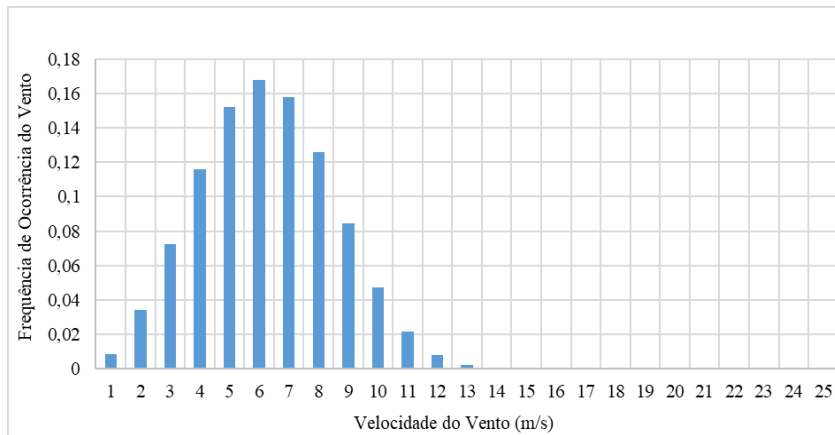


Gráfico 6-Distribuição de Weibull para  $a=7$  e  $k=3$

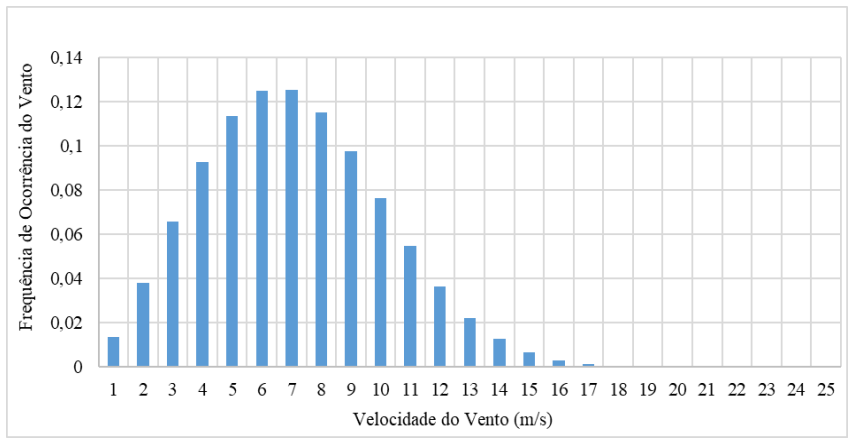


Gráfico 7-Distribuição de Weibull para a=8 e k=2,5

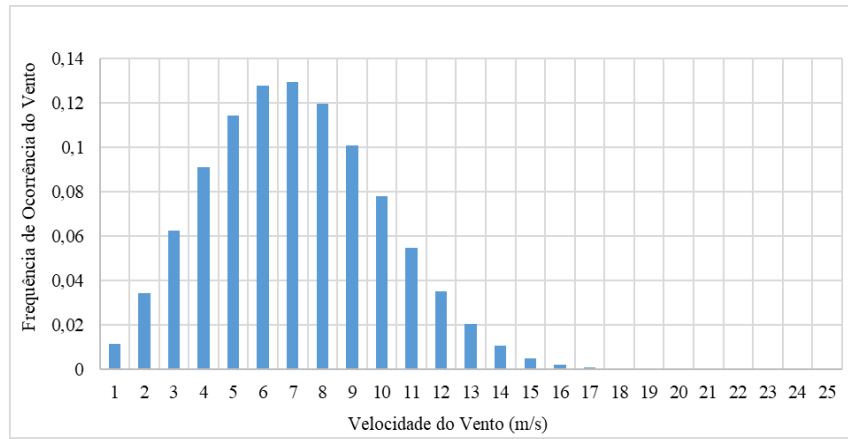


Gráfico 8-Distribuição de Weibull para a=8 e k=2,6

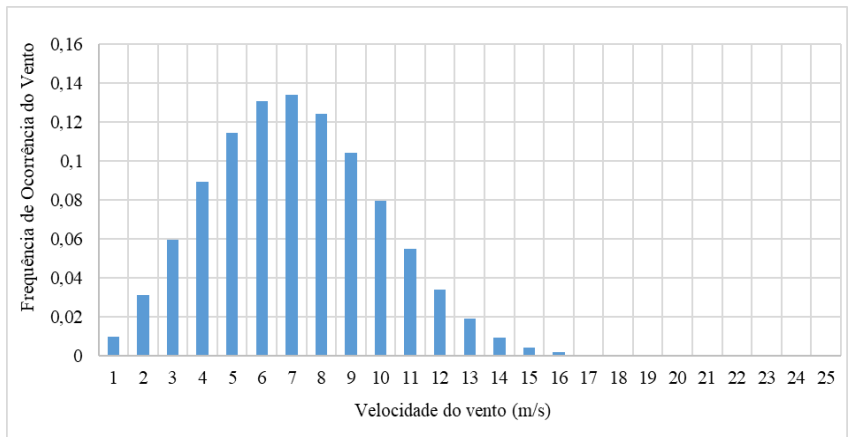


Gráfico 9-Distribuição de Weibull para a=8 e k=2,7

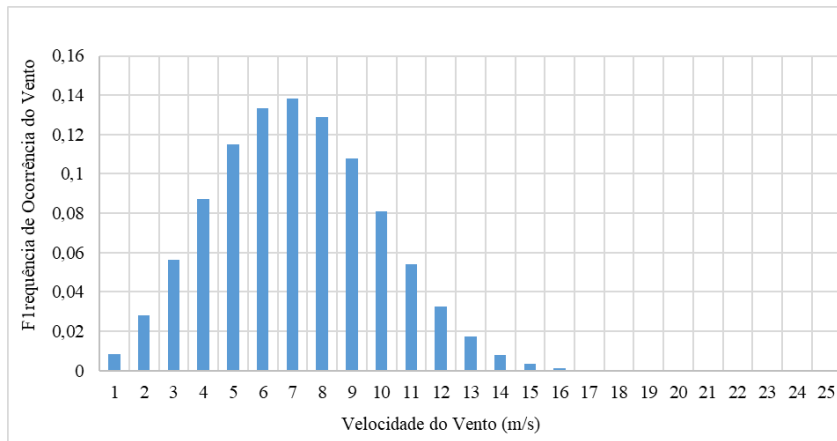


Gráfico 10-Distribuição de Weibull para  $a=8$  e  $k=2,8$

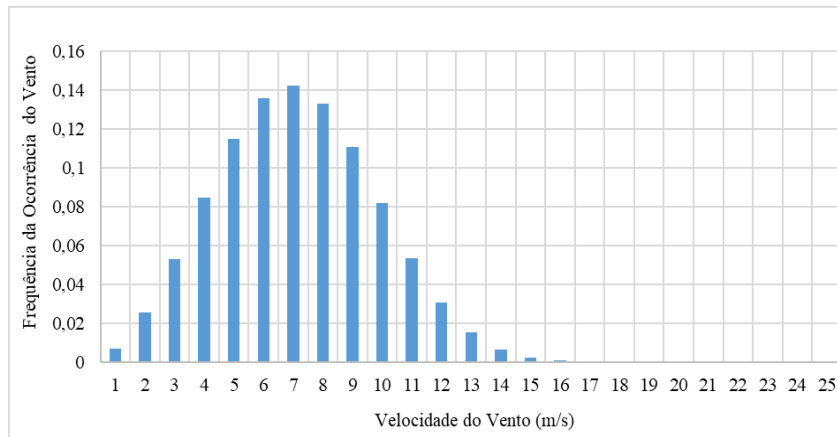


Gráfico 11-Distribuição de Weibull para  $a=8$  e  $k=2,9$

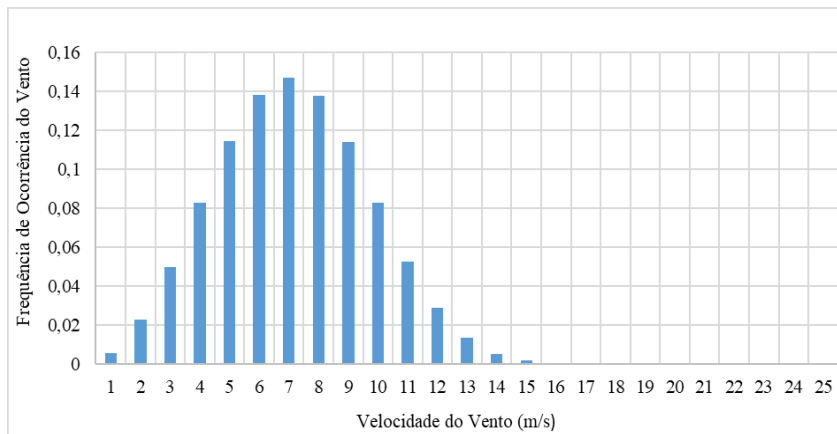


Gráfico 12-Distribuição de Weibull para  $a=8$  e  $k=3$

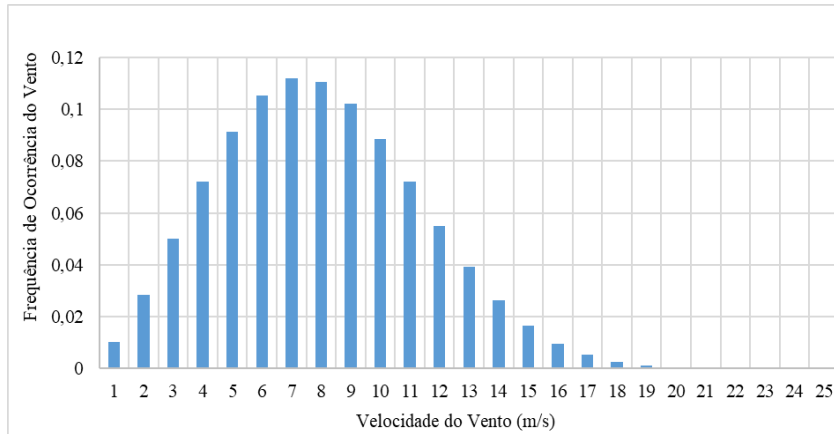


Gráfico 13-Distribuição de Weibull para a=9 e k=2,5

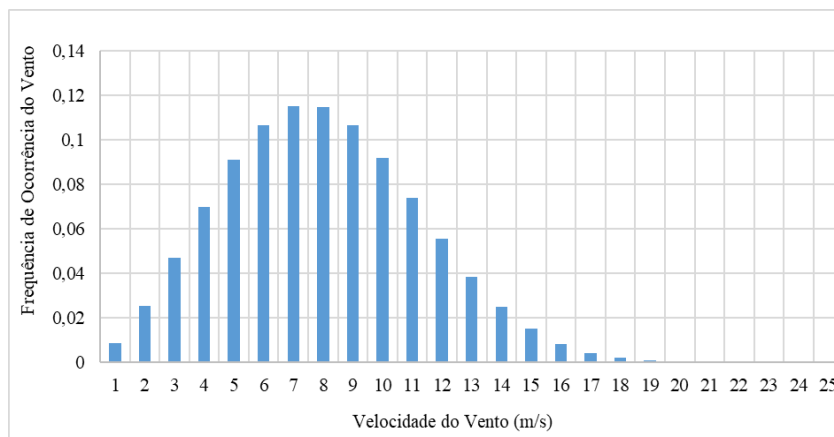


Gráfico 14-Distribuição de Weibull para a=9 e k=2,6

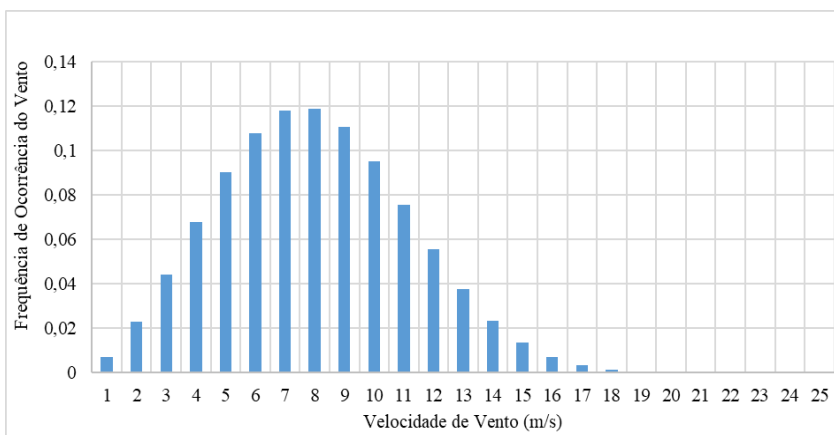


Gráfico 15-Distribuição de Weibull para a=9 e k=2,7

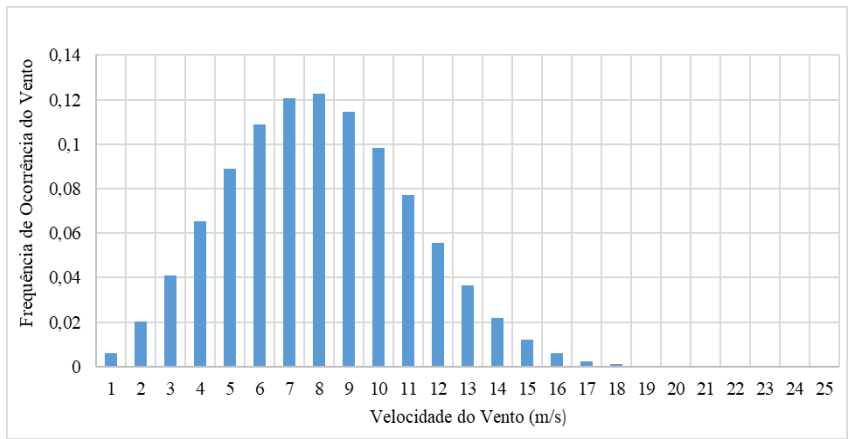


Gráfico 16-Distribuição de Weibull para  $a=9$  e  $k=2,8$

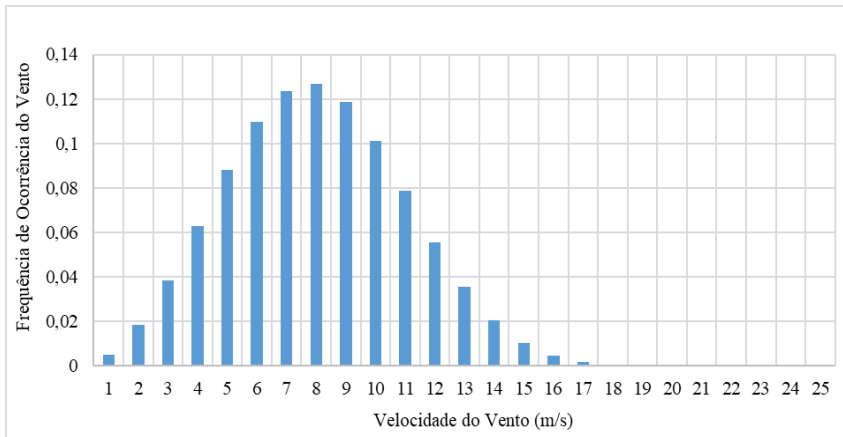


Gráfico 17-Distribuição de Weibull para  $a=9$  e  $k=2,9$

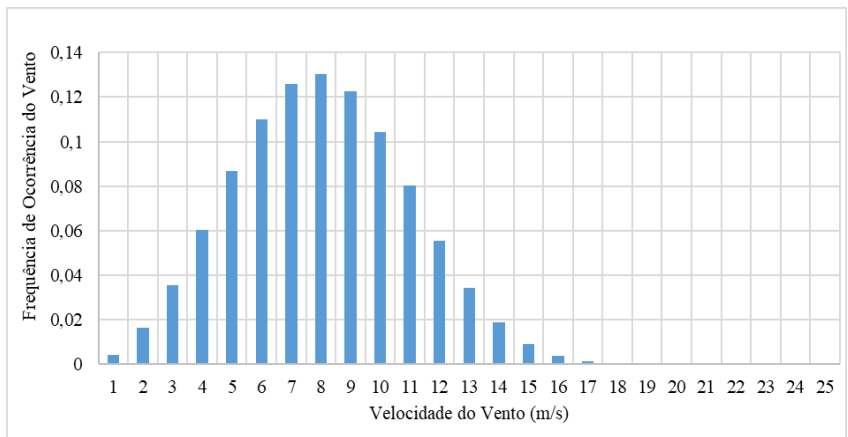


Gráfico 18-Distribuição de Weibull para  $a=9$  e  $k=3$

