



ISEL

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia Mecânica

Aplicação da Estatística Circular para Avaliação da Geração de Energia Elétrica em Parques Eólicos

DIONÍSIO JOSÉ REDUTO MATIAS
(Licenciado em Engenharia Mecânica)

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Mecânica

Orientadores:

Mestre Nuno Paulo Ferreira Henriques
Doutora Alda Cristina Jesus Valentim Nunes de Carvalho

Júri:

Presidente: Doutor João Manuel Ferreira Calado

Vogais:

Doutor Tiago Alexandre Narciso da Silva
Doutora Alda Cristina Jesus Valentim Nunes de Carvalho

Dezembro 2017



ISEL

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia Mecânica

Aplicação da Estatística Circular para Avaliação da Geração de Energia Elétrica em Parques Eólicos

DIONÍSIO JOSÉ REDUTO MATIAS
(Licenciado em Engenharia Mecânica)

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Mecânica

Orientadores:

Mestre Nuno Paulo Ferreira Henriques
Doutora Alda Cristina Jesus Valentim Nunes de Carvalho

Júri:

Presidente: Doutor João Manuel Ferreira Calado

Vogais:

Doutor Tiago Alexandre Narciso da Silva
Doutora Alda Cristina Jesus Valentim Nunes de Carvalho

Dezembro 2017

AGRADECIMENTOS

Aos meus orientadores da Dissertação o Professor Nuno Henriques e a Professora Alda Carvalho por terem proporcionado a realização deste trabalho, por tudo o quanto me incentivaram a fazer, sempre mais e melhor. Pelo apoio absoluto e presença constante.

À Andreia Silva pelas suas aulas de *Matlab* que foram fundamentais no decorrer da dissertação para desenvolver o caso de estudo.

Ao Ricardo Casa Nova que ao realizar uma dissertação dentro da mesma temática, estudando outro parque eólico, se disponibilizou para a partilha de conhecimentos teóricos e informáticos.

Ao Arguente, o Professor Tiago Silva, que após a defesa pública da Dissertação esteve disponível para confirmar as alterações solicitadas e predisps-se para rever novamente a Dissertação.

Por fim, e não menos importante, ao meu grande amigo Rui Oliveira pela sua disponibilidade perante este trabalho, na qualidade de *outsider*.

Um agradecimento especial à minha família pela compreensão aquando das minhas ausências físicas e mentais. E pelo apoio incondicional ao longo destes últimos tempos.

RESUMO

Os problemas ambientais causados pela produção de energia elétrica, através da exploração do carvão, gás e petróleo, têm potenciando o cumprimento de políticas ambientais estreitas para as nações minimizarem o impacto ambiental. Assim, surgem as energias renováveis como alternativa à produção de eletricidade de forma não poluente.

Na esfera das energias renováveis este trabalho dedica-se à energia eólica, que transforma a energia cinética do vento em energia elétrica. Nesta temática a velocidade do vento tem sido objeto de vários estudos científicos centrados na modelação da curva de potência, contudo, os efeitos causados pela direção do vento não têm tido muita notoriedade. Neste contexto, o presente trabalho foca-se na análise da direção do vento, com o objetivo de verificar o impacto que tem na curva de potência.

A metodologia adotada incluiu uma análise preliminar aos dados observados, recorrendo à estatística circular e linear, seguindo-se a identificação das direções predominantes em gráficos circulares recorrendo a três critérios definidos pelo autor, e, por fim, a investigação do impacto de cada direção predominante nas duas regiões que compõem a curva de potência.

Assim, nas turbinas que foram alvo de estudo identificou-se três direções predominantes em cada turbina, que diferem de turbina para turbina, e concluiu-se que os ventos de Norte influenciam a região 1, os ventos de Sul a região 1 e 2 e são os ventos de Sul, Sudoeste e Sul-sudoeste que mais influem na produção de energia elétrica, com valores entre os 25 a 36 % da potência total observada, contribuindo amplamente para a modelação da curva de potência.

Em suma concluiu-se que a direção do vento constitui, sem dúvida, uma parte integrante na construção da curva de potência, uma vez que a intensidade do vento sentida, nas três direções predominantes identificadas, contribui entre 64 a 72 %, na região 1, e 20 a 23 %, na região2, da potência observada, ou seja, da energia produzida.

Palavras-chave: Energia Eólica, Estatística Circular, Curva de Potência e Direção do Vento

ABSTRACT

The environmental problems caused by the production of electric energy, through the burning of fossil fuels (coal, gas and oil), have strengthened environmental policies on the countries to minimize this environmental impact. Thus renewable energies were born as an alternative to the production of electric energy in a non-polluting way.

In the field of renewable energies, this work is about wind energy, which transforms a kinetic energy from the wind into electrical energy. In this theme wind speed has been the subject of several scientific studies centered on power curve modeling, however, the effects caused by the direction of the wind have not had much notoriety. In this context, the present work focuses on the analysis of the two regions of the power curve, in order to verify the influence of the wind direction.

The adopted methodology included a preliminary analysis of the observed data, using linear and circular statistic, followed by a determination of the predominant directions in rose diagrams using three criteria defined by the author, and, finally, a survey of the impact of each direction in the two regions identified in the power curve.

Thus, in the turbines that were object of study, three predominant directions were identified in each turbine, which differ from turbine to turbine, and it was concluded that North winds influence region 1, South wind region 1 and 2 and are the South, Southwest and South-southwest winds that most influence the production of electric energy, with values between 25 and 36% of the total observed power, contributing largely to the modeling of power curve.

The main finding is that the direction of the wind is undoubtedly an integral part of the construction of the power curve, since the intensity of the wind felt according to all three different determined directions contributes between 64 and 72%, on region 1, and between 20 and 23 %, on region 2, of the observed power, that is, the produced energy.

Keywords: Wind Energy, Circular Statistic, Power Curve and Wind Direction.

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS	iii
RESUMO	v
ABSTRACT	vii
ÍNDICE.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABELAS	xvii
SIMBOLOGIA	xix
ABREVIATURAS	xxi
CAPÍTULO I – Introdução.....	1
1.1 Âmbito.....	1
1.2 Enquadramento.....	2
1.3 Objetivo e Motivação.....	3
1.4 Metodologia	4
1.5 Estrutura da Dissertação.....	4
CAPÍTULO II – Energia Eólica	7
2.1 O Vento	7
2.2 Conceitos Físicos.....	10
2.3 Tipo de Turbinas	17
2.4 Composição da turbina eixo horizontal.....	19
2.5 Estado da Arte	30
CAPÍTULO III – Fundamentos Estatísticos.....	33
3.1 Introdução.....	33

3.2 Estatística Linear Descritiva.....	35
3.3 Estatística Circular Descritiva.....	40
3.4 Representações Gráficas	43
CAPÍTULO IV – Caso de Estudo	49
4.1 Caracterização do Parque Eólico.....	49
4.2 Análise Preliminar dos Dados	53
4.3 Estudo da Curva de Potência e da Direção do Vento.....	57
4.4 Curvas de Potência das Direções Predominantes.....	69
CAPÍTULO V – Conclusão.....	97
5.1 Conclusões	97
5.2 Trabalhos Futuros.....	100
BIBLIOGRAFIA	101
ANEXO A – Ficha Técnica N90/2300.....	A-1
ANEXO B – Comparação de Curvas de Potência.....	B-1
ANEXO C – Direção do Vento	C-1
ANEXO D – Tabela Estatística das Direções	D-1
ANEXO E – Curvas de Potência das Direções	E-1
ANEXO F – Curvas de Potência das Direções em Pormenor	F-1

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 – Gráfico de Produção de Energia na Europa.	3
Figura 2.1 – Circulação das massas de ar.	8
Figura 2.2 – Representação de uma turbina eólica.	10
Figura 2.3 – Forças Aerodinâmicas.	11
Figura 2.4 – Representação de velocidades e pressões no <i>Stream Tube</i>	12
Figura 2.5 – Curva típica de potência de uma turbina eólica.	16
Figura 2.6 - Perfil alar.	17
Figura 2.7 - Turbina eixo horizontal 3 pás.	18
Figura 2.8 – Turbinas <i>Upwind</i> e <i>Downwind</i>	18
Figura 2.9 – Componentes de uma turbina eólica.	19
Figura 2.10 – Os três tipos de cubos.	21
Figura 2.11 – Layout típico de uma nacelle.	22
Figura 2.12 – Caixa de velocidades.	23
Figura 2.13- Gerador assíncrono em corte.	24
Figura 2.14 – Gerador síncrono em corte.	25
Figura 2.15 – Três tipos torre.	26
Figura 2.16 – <i>Pitch System</i>	27
Figura 2.17 – <i>Yaw System</i>	28
Figura 3.1 – Exemplo ilustrativo da aplicação estatística em dados direcionais.	34
Figura 3.2 – Círculo trigonométrico.	40
Figura 3.3 – Exemplo de um gráfico de linha.	44
Figura 3.4 – Exemplo de um gráfico de dispersão.	45

Figura 3.5 – Exemplo boxplot.....	46
Figura 3.6 – Exemplo de observações discordantes de um boxplot.	47
Figura 3.7 – Exemplos de gráficos circulares.....	47
Figura 4.1 – Parques eólicos em Portugal.	49
Figura 4.2 – Localização das 8 turbinas da Iberwind.	51
Figura 4.3 – Curva potência característica da Turbina N90/2300.....	52
Figura 4.4 – Boxplot da potência ativa das 8 turbinas.....	54
Figura 4.5 – Boxplot da velocidade do vento das 8 turbinas.....	55
Figura 4.6 – Boxplot da direção do vento das 8 turbinas.	57
Figura 4.7 – Aplicação do filtro na curva potência T1.....	59
Figura 4.8 – Curvas de potências das 8 turbinas vs N90.	61
Figura 4.9 – Curva Potência Turbina1 vs N90.	62
Figura 4.10 – Potência e velocidade nas direções do vento da T1.....	64
Figura 4.11 – Direções Predominantes T1 e T2.....	66
Figura 4.12 – Direções Predominantes T3 e T4.....	66
Figura 4.13 – Direções Predominantes T5 e T6.....	67
Figura 4.14 – Direções Predominantes T7 e T8.....	67
Figura 4.15 – Curva Potência da direção Noroeste e para todas as direções T1.....	69
Figura 4.16 – Curva Potência da direção Sul e para todas as direções T1.....	70
Figura 4.17 – Curva Potência da direção Nordeste e para todas as direções T1.....	70
Figura 4.18 – Região 1 – Curvas de potência das direções predominantes da T1.....	73
Figura 4.19 – Região 1 – Diferença das curvas de potência das direções predominantes da T1..	74
Figura 4.20 – Região 1 – Regressão linear da potência e direções predominantes da T1.....	74
Figura 4.21 – Região 1 – Curvas de potência das direções predominantes da T2.....	76

Figura 4.22 – Região 1 – Diferença das curvas de potência das direções predominantes da T2..	77
Figura 4.23 – Região 1 – Regressão linear da potência e direções predominantes da T2.....	78
Figura 4.24 – Região 1 – Curvas de potência das direções predominantes da T3.	79
Figura 4.25 – Região 1 – Diferença das curvas de potência das direções predominantes da T3..	80
Figura 4.26 – Região 1 – Regressão linear da potência e direções predominantes da T3.....	81
Figura 4.27 – Região 1 – Curvas de potência das direções predominantes da T4.	83
Figura 4.28 – Região 1 – Diferença das curvas de potência das direções predominantes da T4..	84
Figura 4.29 – Região 1 – Regressão linear da potência e direções predominantes da T4.....	84
Figura 4.30 – Região 1 – Curvas de potência das direções predominantes da T5.	86
Figura 4.31 – Região 1 – Diferença das curvas de potência das direções predominantes da T5..	87
Figura 4.32 – Região 1 – Regressão linear da potência e direções predominantes da T5.....	88
Figura 4.33 – Região 2 – Curvas de potência das direções predominantes da T1.	90
Figura 4.34 – Região 2 – Diferença das curvas de potência das direções predominantes da T1..	90
Figura 4.35 – Região 2 – Regressão linear da potência e direções predominantes da T1.....	91
Figura 4.36 – Região 2 – Curvas de potência das direções predominantes da T2.	93
Figura 4.37 – Região 2 – Diferença das curvas de potência das direções predominantes da T2..	94
Figura 4.38 – Região 2 – Regressão linear da potência e direções predominantes da T2.....	94
Figura A.1 – Ficha Técnica Turbina Nordex 90 / 2300.....	A-1
Figura B.1 – Aplicação do filtro na curva potência T1.	B-1
Figura B.2 – Aplicação do filtro na curva potência T2.	B-2
Figura B.3 – Aplicação do filtro na curva potência T3.	B-2
Figura B.4 – Aplicação do filtro na curva potência T4.	B-3
Figura B.5 – Aplicação do filtro na curva potência T5.	B-3
Figura B.6 – Aplicação do filtro na curva potência T6.	B-4

Figura B.7 – Aplicação do filtro na curva potência T7.	B-4
Figura B.8 – Aplicação do filtro na curva potência T8.	B-5
Figura B.9 – Curva Potência T1 vs N90.....	B-5
Figura B.10 – Curva Potência T2 vs N90.....	B-6
Figura B.11 – Curva Potência T3 vs N90.....	B-6
Figura B.12 – Curva Potência T4 vs N90.....	B-7
Figura B.13 – Curva Potência T5 vs N90.....	B-7
Figura B.14 – Curva Potência T6 vs N90.....	B-8
Figura B.15 – Curva Potência T7 vs N90.....	B-8
Figura B.16 – Curva Potência T8 vs N90.....	B-9
Figura B.17 – Região 1 das curvas de potências das 8 turbinas vs N90.....	B-9
Figura B.18 – Região 2 das curvas de potências das 8 turbinas vs N90.....	B-10
Figura B.19 – Ponto de viragem na região 1 das curvas de potências das 8 turbinas vs N90... B-10	
Figura C.1 – Potência e velocidade nas direções do vento da Turbina 1.	C-1
Figura C.2 – Potência e velocidade nas direções do vento da Turbina 2.	C-1
Figura C.3 – Potência e velocidade nas direções do vento da Turbina 3.	C-2
Figura C.4 – Potência e velocidade nas direções do vento da Turbina 4.	C-2
Figura C.5 – Potência e velocidade nas direções do vento da Turbina 5.	C-3
Figura C.6 – Potência e velocidade nas direções do vento da Turbina 6.	C-3
Figura C.7 – Potência e velocidade nas direções do vento da Turbina 7.	C-4
Figura C.8 – Potência e velocidade nas direções do vento da Turbina 8.	C-4
Figura D.1 – Direções predominantes no parque eólico da Freita.	D-1
Figura E.1 – Curva Potência da direção Nordeste e para todas as direções T1.....	E-1
Figura E.2 – Curva Potência da direção Sul e para todas as direções T1.....	E-1

Figura E.3 – Curva Potência da direção Noroeste e para todas as direções T1.....	E-2
Figura E.4 – Curva Potência da direção Este-sudeste e para todas as direções T2.....	E-2
Figura E.5 – Curva Potência da direção Sul e para todas as direções T2.....	E-3
Figura E.6 – Curva Potência da direção Nor-noroeste e para todas as direções T2.....	E-3
Figura E.7 – Curva Potência da direção Sudeste e para todas as direções T3.....	E-4
Figura E.8 – Curva Potência da direção Sudoeste e para todas as direções T3.....	E-4
Figura E.9 – Curva Potência da direção Norte e para todas as direções T3.....	E-5
Figura E.10 – Curva Potência da direção Este e para todas as direções T4.....	E-5
Figura E.11 – Curva Potência da direção Sul-sudoeste e para todas as direções T4.....	E-6
Figura E.12 – Curva Potência da direção Noroeste e para todas as direções T4.....	E-6
Figura E.13 – Curva Potência da direção Este e para todas as direções T5.....	E-7
Figura E.14 – Curva Potência da direção Sudoeste e para todas as direções T5.....	E-7
Figura E.15 – Curva Potência da direção Nor-noroeste e para todas as direções T5.....	E-8
Figura E.16 – Curva Potência da direção Este e para todas as direções T6.....	E-8
Figura E.17 – Curva Potência da direção Sul-sudeste e para todas as direções T6.....	E-9
Figura E.18 – Curva Potência da direção Oeste-sudoeste e para todas as direções T6.....	E-9
Figura E.19 – Curva Potência da direção Norte e para todas as direções T6.....	E-10
Figura E.20 – Curva Potência da direção Este e para todas as direções T7.....	E-10
Figura E.21 – Curva Potência da direção Sul e para todas as direções T7.....	E-11
Figura E.22 – Curva Potência da direção Oeste e para todas as direções T7.....	E-11
Figura E.23 – Curva Potência da direção Norte e para todas as direções T7.....	E-12
Figura E.24 – Curva Potência da direção Sudeste e para todas as direções T8.....	E-12
Figura E.25 – Curva Potência da direção Oeste-sudoeste e para todas as direções T8.....	E-13
Figura E.26 – Curva Potência da direção Noroeste e para todas as direções T8.....	E-13

Figura E.27 – Curva Potência da direção Nor-nordeste e para todas as direções T8.....	E-14
Figura F.1 – Ponto de viragem das direções predominantes na T1.....	F-1
Figura F.2 – Ponto de viragem das direções predominantes na T1 até aos 14m/s.....	F-2
Figura F.3 – Ponto de viragem das direções predominantes na T2.....	F-2
Figura F.4 – Ponto de viragem das direções predominantes na T2 até aos 14m/s.....	F-3
Figura F.5 – Ponto de viragem das direções predominantes na T3.....	F-3
Figura F.6 – Ponto de viragem das direções predominantes na T3 até aos 14m/s.....	F-4
Figura F.7 – Ponto de viragem das direções predominantes na T4.....	F-4
Figura F.8 – Ponto de viragem das direções predominantes na T4 até aos 14m/s.....	F-5
Figura F.9 – Ponto de viragem das direções predominantes na T5.....	F-5
Figura F.10 – Ponto de viragem das direções predominantes na T5 até aos 14m/s.....	F-6

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4.1 – Características do parque eólico da Freita	50
Tabela 4.2 – Distâncias verticais e horizontais das turbinas	50
Tabela 4.3 – Características Turbina N90/2300	52
Tabela 4.4 – Resumo estatístico da potência ativa em kW.	54
Tabela 4.5 – Resumo estatístico da velocidade do vento em m/s.....	56
Tabela 4.6 – Resumo estatístico da direção do vento em [°].....	57
Tabela 4.7 – Resumo estatístico da potência ativa em kW com aplicação do filtro.	60
Tabela 4.8 – Resumo estatístico da direção predominante com os dados filtrados.....	65
Tabela 4.9 – Direções predominantes das 8 turbinas.	68
Tabela 4.10 – Região 1 – Quadro de resumo do estudo da T1.....	75
Tabela 4.11 – Região 1 – Quadro de resumo do estudo da T2.....	78
Tabela 4.12 – Região 1 – Quadro de resumo do estudo da T3.....	82
Tabela 4.13 – Região 1 – Quadro de resumo do estudo da T4.....	85
Tabela 4.14 – Região 1 – Quadro de resumo do estudo da T5.....	88
Tabela 4.15 – Região 2 – Quadro de resumo do estudo da T1.....	92
Tabela 4.16 – Região 2 – Quadro de resumo do estudo da T2.....	95
Tabela D.1 – Resumo estatístico das direções predominantes das 8 turbinas.....	D-2
Tabela E.1 – Número de observações da direção do vento no intervalo 14 a 22 m/s.	E-14

SIMBOLOGIA

F	Força	N
ρ	Massa Específica	$Kg\ m^{-3}$
A	Área	m^2
v	Velocidade	m/s
\dot{m}	Caudal Mássico	m^3/s
P	Potência	kW
C_p	Coefficiente Potência	<i>Adimensional</i>
$P_{aerodinâmica}$	Potência Aerodinâmica	kW
$P_{elétrica}$	Potência Elétrica	kW
η_g	Rendimento Gerador	%
η_c	Rendimento Caixa Velocidades	%
η_r	Rendimento Rotor	%
$P_{disponível}$	Potência Disponível	kW
\bar{x}	Média	<i>Adimensional</i>
N	Dimensão da Amostra	<i>Adimensional</i>
n	Dimensão da Amostra	<i>Adimensional</i>
σ^2	Variância	<i>Adimensional</i>
σ	Desvio Padrão	<i>Adimensional</i>
C_v	Coefficiente de Variação	<i>Adimensional</i>
\bar{C}	Momento Trigonométrico Médio	<i>Adimensional</i>
\bar{S}	Momento Trigonométrico Médio	<i>Adimensional</i>
R	Vetor Comprimento Resultante	<i>Adimensional</i>
\bar{R}	Vetor Comprimento Resultante Médio	<i>Adimensional</i>
θ	Direção	°
$\bar{\theta}$	Direção Média	°
$\tilde{\theta}$	Direção Mediana	°
V	Variância Circular	<i>Adimensional</i>
v	Desvio Padrão Circular	<i>Adimensional</i>

ABREVIATURAS

VAWT	<i>Vertical Axis Wind Turbines</i>
HAWT	<i>Horizontal Axis Wind Turbines</i>
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
N90	Turbina de Referência - Nordex N90/2300
T1	Turbina nº1 do parque eólico da Freita
T2	Turbina nº2 do parque eólico da Freita
T3	Turbina nº3 do parque eólico da Freita
T4	Turbina nº4 do parque eólico da Freita
T5	Turbina nº5 do parque eólico da Freita
T6	Turbina nº6 do parque eólico da Freita
T7	Turbina nº7 do parque eólico da Freita
T8	Turbina nº8 do parque eólico da Freita

CAPÍTULO I – Introdução

Este capítulo apresenta um breve enquadramento do tema, o objetivo proposto e motivação, a metodologia aplicada e a estrutura desta dissertação.

1.1 Âmbito

O Homem no seu quotidiano ficou quase dependente da energia como está do oxigénio. Começou com a descoberta do fogo, como fonte de calor, até à eletricidade e desde então que a energia se encontra em todos os ambientes do dia-a-dia da humanidade.

Ao longo da história a energia tem vindo a ganhar variadas formas aliciando e aumentando o seu consumo, como exemplos temos a energia elétrica e mecânica. A população mundial tem vindo a aumentar e como resultado a economia e a insaciabilidade do conforto humano têm vindo a aumentar e, conseqüentemente, todos estes fatores levam a um aumento proporcional do consumo energético, principalmente desde a revolução industrial que alavancou o consumo de energia para uma escala exponencial.

A produção de energia, assim como o seu consumo, dão origem a emissões de gases nocivos para a atmosfera, principalmente o dióxido de carbono. Como matéria-prima de geração de energia tem-se recorrido, em larga escala, ao carvão, gás e petróleo. Estes elementos são os principais responsáveis pela emissão dos gases nocivos e extremamente poluentes para a atmosfera, levando à destruição gradual da camada do ozono, à criação do fenómeno de efeito de estufa, isto é, contribuindo abundantemente para a deterioração ambiental do planeta.

Com as alterações climáticas, consequência da poluição provocada pelo consumo de energia, as políticas ambientais ao nível mundial começaram a ganhar expressão. Temos o protocolo de Montreal, de Quioto, de Madrid, de Paris, entre outros, que procuram reduzir o impacto ambiental da energia consumida e produzida.

Políticas ambientais mais estreitas aliadas ao esgotamento das fontes da matéria-prima potenciaram a criação de novas fontes de energia, mais amigas do ambiente e inesgotáveis: as energias renováveis, a energia verde.

1.2 Enquadramento

As energias renováveis são produzidas através de fontes inesgotáveis de matéria-prima, são aquelas em que o seu consumo é renovável. Atualmente provêm da água, do sol e do vento, e são chamadas de energia hídrica, fotovoltaica e eólica, respetivamente.

A energia hídrica é explorada através de centrais hidroelétricas, mais conhecidas como barragens, que usam a diferença de nível (de altura) entre a albufeira e o rio para rodar turbinas e por sua vez geradores, convertendo a força da água em energia elétrica (ENERGIA, 2016).

A energia fotovoltaica, a energia solar, é produzida com painéis solares que convertem o calor proveniente dos raios solares em energia elétrica, através de uma reação química os fotões levam à criação de uma diferença de potencial que dá origem à energia elétrica (ABB, 2010).

O vento como fonte de energia levou à energia eólica. É produzida pelas turbinas eólicas através de um sistema mecânico e de dois processos de transformação de energia: o primeiro processo é a transformação da energia cinética do vento em energia mecânica e o segundo é a transformação da energia mecânica em energia elétrica (ABB, 2011).

Tem sido através destas formas verdes e amigas do ambiente de produção de energia, que têm vindo a ser proliferadas ao longo do século XXI, que têm contribuído para parte da produção de energia elétrica.

Pela análise do gráfico da Figura 1.1, verifica-se que desde o início deste novo milénio as energias renováveis sofreram um incremento mais acentuado na sua procura, por outro lado, as energias não renováveis têm vindo a perder notoriedade. Esta reviravolta no gráfico da produção de energia significa que a aposta nas energias renováveis tem sido bastante elevada, o interesse nestas energias tem vindo a aumentar e como tal é, de todo, do interesse global a realização de estudos científicos dentro da esfera das energias renováveis.

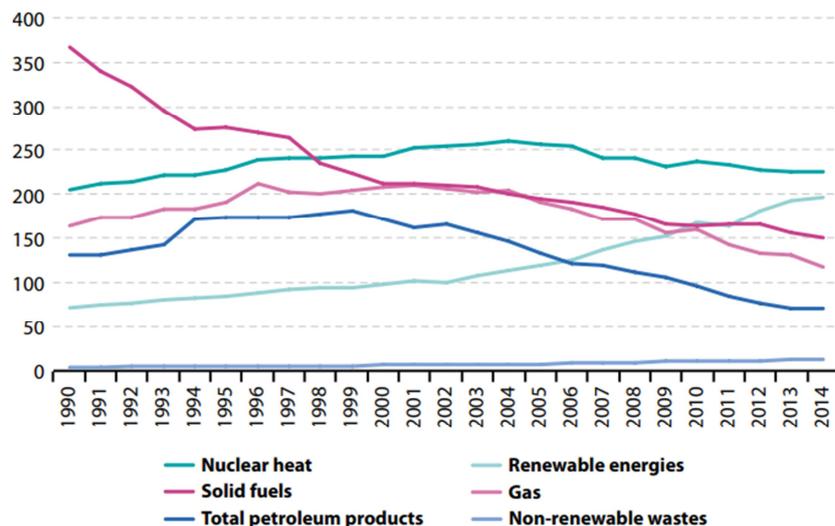


Figura 1.1 – Gráfico de Produção de Energia na Europa (EUROSTAT, 2016).

1.3 Objetivo e Motivação

A principal plataforma na produção de energia eólica é o parque eólico, composto por duas ou mais turbinas eólicas. Os parques eólicos são sempre alvo de estudo antes de serem implementados para se prever, através da intensidade do vento, qual a produção de energia possível do local; e durante a sua exploração para se efetuar as respetivas análises de rendimento de produção de energia das turbinas. Estes estudos são sempre baseados na curva de potência, com base nos valores de velocidade do vento obtidos, que representa a característica produtiva de uma turbina eólica, associando duas variáveis: velocidade do vento e potência ativa produzida.

A curva de potência de uma turbina tem uma forma única, modelada pela velocidade do vento e potência gerada. No entanto, tem sido referenciado em alguns trabalhos académicos que, além da velocidade do vento, existem outros parâmetros, como a direção do vento, que poderão ter influência na modelação da curva de potência (CUTLER; et al., 2011; EICHHORN, 2013; SCHLECHTINGEN; et al., 2013). Assim, esta dissertação debruça-se no estudo da direção do vento e o objetivo deste trabalho passa, pois, por verificar qual o impacto que a direção do vento tem nas curvas de potência das turbinas.

O trabalho surge na sequência de uma dissertação onde o autor, João Gonçalves, efetuou uma avaliação do potencial eólico para geração de energia elétrica de um parque eólico que tem um

mapa de direção do vento muito próprio, pois tem registo de direção do vento em todos os quadrantes (GONÇALVES, 2015). A curiosidade em continuar a analisar o mesmo parque eólico aliada à possibilidade de aplicar conceitos da estatística circular levou à exploração deste tema e à realização desta dissertação.

1.4 Metodologia

A metodologia deste trabalho consistiu, numa primeira fase, numa revisão bibliográfica, centrada em trabalhos científicos, com o propósito de perceber o que, até então, foi pesquisado e estudado nesta temática. Seguidamente foram estudados e desenvolvidos os dois temas teóricos que suportam a dissertação: a energia eólica e a estatística circular.

Após a revisão bibliográfica e o estudo das bases teóricas deu-se o primeiro passo em direção ao caso de estudo. Através de ferramentas computacionais (desenvolvidas com recurso ao *Matlab*) e recorrendo à estatística circular foi realizada uma análise preliminar do parque alvo de estudo focada em três parâmetros: a potência ativa, a velocidade do vento e a direção do vento. Assim, se construiu uma base de conhecimento para iniciar o caso de estudo.

O caso de estudo centrou-se nas direções predominantes do vento, identificadas com base em três critérios definidos, e com a elaboração e análise de gráficos, a ferramentas estatísticas circulares e ao *Matlab*, foi possível verificar o impacto e destacar a influência da direção do vento na curva de potência.

1.5 Estrutura da Dissertação

A dissertação encontra-se estruturada em cinco capítulos.

No presente capítulo é feito um enquadramento do tema e são apresentados os objetivos, a motivação e a estrutura da dissertação.

No Capítulo II pretende-se dar a conhecer a origem do vento, a energia eólica, os conceitos que sustentam esta forma de produção de energia elétrica e apresentar uma revisão bibliográfica do tema alicerçada por diversos estudos académicos.

É no Capítulo III que se apresentam os conceitos estatísticos descritivos que serão a base matemática do caso de estudo.

O Capítulo IV centra-se no caso de estudo em que inicialmente é efetuada uma análise preliminar dos dados e seguidamente realiza-se um estudo para dar resposta ao objetivo proposto nesta dissertação.

A dissertação termina com o Capítulo V a apresentar as devidas e fundamentadas conclusões e recomendações para trabalhos futuros.

CAPÍTULO II – Energia Eólica

O tema abordado neste capítulo é um dos dois pilares basilares para o estudo desta dissertação e é dedicado ao conceito de Energia Eólica. Inicia-se com uma breve explicação da formação do vento, seguem-se as noções físicas e elementares da energia eólica, a apresentação da turbina eólica, os tipos de turbina e a respetiva constituição de uma turbina eólica.

2.1 O Vento

A humanidade tem usufruído das potencialidades do vento desde os primórdios da civilização, desde então nunca mais prescindiu das suas faculdades. Como exemplo, temos a utilização do vento como fonte de energia propulsora dos navios e posteriormente a sua exploração para os moinhos e bombas de água. Atualmente é uma das principais fontes energéticas para a criação de energia elétrica (MATHEW, 2006).

A formação do vento começa quando o planeta terra recebe energia proveniente do sol e parte desta energia é constantemente libertada para a atmosfera terrestre em forma de calor que tem influência direta na pressão atmosférica. Assim, a pressão atmosférica é inversamente proporcional à temperatura do ar (MATHEW, 2006; ABB, 2011).

Estes diferenciais de pressão originam fenómenos de convecção onde as massas de ar aquecem, reduzindo a sua densidade, e aumentam atraindo massas de ar mais frias que fluem sobre a superfície do globo. As movimentações de massas de ar quente e frio provocam zonas de alta e baixa pressão, que estão permanentemente presentes na atmosfera e também são influenciadas pela própria rotação do planeta (ABB, 2011).

Como a atmosfera tem a necessidade de equilibrar a pressão, o ar movimenta-se das áreas de alta pressão para as de baixa pressão criando deslocação de ar. Portanto, o vento pode ser definido como o movimento de uma massa de ar, mais ou menos intenso, entre zonas com pressões diferentes. Quanto maior for a diferença de pressão, mais rápida será a deslocação da massa de ar e, naturalmente, mais forte será o vento (ABB, 2011).

A incidência solar é maior junto à linha do equador do globo terrestre, do que nas zonas polares, elevando as massas de ar na atmosfera até aos 10 quilómetros, sensivelmente. Estas massas encaminham-se para o pólo norte e pólo sul, arrefecendo ao longo do percurso e nos 30° de latitude. Voltam a descer até à superfície terrestre e regressam para o equador. São designadas como Células de Hadley (ENERGY, 2014).

Este fenómeno de recirculação das massas de ar repete-se nos 30° e 60° de latitude, assim como nos 60° e 90°. São designadas como Células de Ferrel e Polar, respetivamente. A própria rotação da terra tem efeito na formação das células pois, provoca no interior delas uma força conhecida como a Força de Coriolis. Tendo como referência a direção oeste da linha do equador, esta força obriga o vento no hemisfério norte a virar para a direita circulando em torno dos centros de alta pressão com rotação no sentido horário e em torno da baixa pressão na direção oposta, no hemisfério sul ocorre o oposto (ABB, 2011). Na Figura 2.1 pode-se verificar a formação das Células de Hadley, Ferrel e Polar onde o ar quente está representado pelas setas vermelhas e o ar frio pelas setas azuis (ENERGY, 2014).

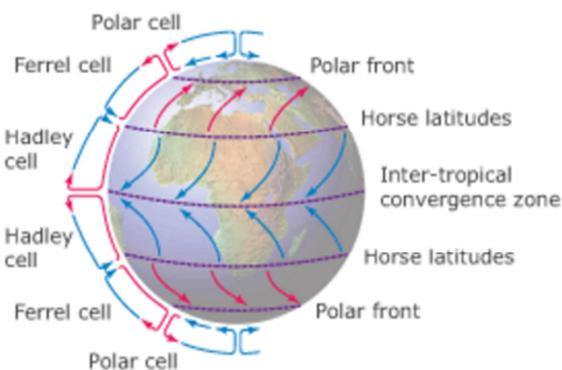


Figura 2.1 – Circulação das massas de ar (ENERGY, 2014).

O aumento de altitude é proporcional à intensidade do vento, ou seja, quanto maior for a altitude maior é a força do vento. De salientar ainda que o vento fica mais forte no topo das subidas ou nos vales orientados paralelamente à direção do vento, enquanto diminui a velocidade em superfícies irregulares, tais como cidades ou florestas.

Em suma, o vento pode ser designado como massas de ar com uma determinada direção e intensidade, resultantes de três fatores essenciais (AGUIAR, 2009):

1. As diferenças de pressão entre os Pólos e o Equador porque, provocam o fluxo de ar do Equador para os Pólos;
2. A Força de Coriolis como consequência da rotação da Terra sobre o seu próprio eixo porque, obriga a que os fluxos de ar tenham uma direção ocidental ou oriental. Desta forma, no hemisfério norte o vento deflete para a direita e no hemisfério sul para a esquerda;
3. Sempre que o vento entra em contacto com a superfície da Terra porque, devido ao atrito desacelera e redireciona-se o fluxo de ar.

Por fim, a intensidade do vento tem carácter dinâmico e influencia o meio ambiente, assim como o meio ambiente influencia a intensidade do vento. Seguem-se alguns exemplos de como a velocidade do vento e a rugosidade do terreno são fatores influenciadores nos parques eólicos.

- **Velocidade**

O fator principal que afeta a potência de uma turbina, gerada pela energia do vento, é a velocidade do vento. A sua relação cúbica com a potência implica uma alteração significativa na potência com uma variação de velocidade mínima. Por exemplo: um aumento de 10% na velocidade potencia uma produtividade na turbina de 33%.

Como a velocidade do vento difere de local para local, na fase de projeto é necessário identificar um local que tenha uma gama de velocidades de vento adequada para a produção de energia. Um local onde a velocidade mínima seja de 7 m/s já se pode considerar como ideal para a implantação de turbinas eólicas (MATHEW, 2006).

- **Turbulência**

Quando o vento passa por superfícies rugosas e obstáculos, como edifícios e árvores, a sua direção e velocidade alteram rapidamente originando turbulência no fluxo do vento. A presença de turbulência no fluxo de ar reduz a potência disponível e provoca esforços excessivos de fadiga na turbina (MATHEW, 2006).

Uma vez que a turbulência é provocada pela presença de obstáculos e depende da dimensão dos mesmos, é necessário colocar as turbinas eólicas em zonas amplas. Ou serem altas o suficiente para que o escoamento que atravessa a zona das pás não tenha sido influenciado por turbulência.

2.2 Conceitos Físicos

A energia que o vento transmite é a energia cinética de grandes massas de ar, que se deslocam ao longo da atmosfera. As pás de um aerogerador recebem esta energia cinética e transformam-na em energia mecânica, que seguidamente é transformada em energia elétrica por intermédio de um gerador. Estas conversões de energia são realizadas sem recorrer aos combustíveis fósseis, considerados como esgotáveis e poluentes. Na Figura 2.2 pode-se verificar, de uma forma genérica estas conversões de energia (MATHEW, 2006).

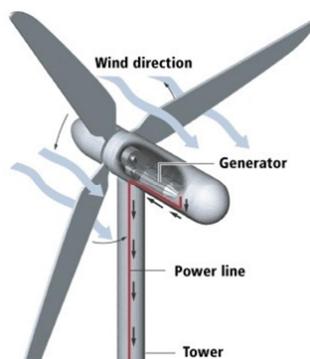


Figura 2.2 – Representação de uma turbina eólica¹.

2.2.1 Aerodinâmica

As turbinas eólicas do ponto de vista aerodinâmico podem ser divididas em turbinas de sustentação (*lift*) ou de arrasto (*drag*), dependendo da força gerada pelo vento. As mais abundantes são as de sustentação.

¹ Fonte: <https://www.portal-energia.com/funcionamento-de-um-aerogerador/>

Nas turbinas eólicas de sustentação o vento flui em ambos os lados da pá mas com perfis diferentes de pressão. Na superfície superior cria uma área com pressão negativa e na superfície inferior uma área com pressão positiva e é esta diferença de pressões na pá que dá forma à sustentação, tal e qual como a sustentação criada nas asas de uma aeronave. Numa aeronave é a força de sustentação nas asas que a faz descolar e iniciar o voo, numa turbina eólica a força de sustentação proporciona a rotação do hélice em volta do veio principal.

Paralelamente à força de sustentação é gerada a força de arrasto. Esta força tem o sentido oposto ao do movimento e é perpendicular à força de sustentação, conforme ilustra a Figura 2.3.

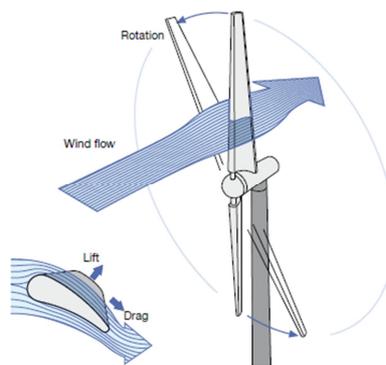


Figura 2.3 – Forças Aerodinâmicas (ABB, 2011).

2.2.2 Momento Linear

Um simples modelo baseado no momento linear pode ser usado para determinar a potência ideal obtida por uma turbina eólica. Analisando a Figura 2.4 temos o caudal de vento a circular ao longo de um cone de ar (*Stream Tube*), onde a meio temos o rotor de uma turbina eólica dividindo o cone em duas secções. A turbina funciona como um “disco atuador” uniforme que vai criar uma baixa de pressão no cone de ar.

Assumindo que o rotor é ideal e aplicando a Lei da Conservação do Momento Linear no volume do ar, que se encontra no cone, podemos encontrar a força/impulso do ar, representada pela letra *F* na Figura 2.4, que resulta numa redução de pressão no rotor, e assumindo que o escoamento é incompressível é definida pela Equação 2.1 (MANWELL, 2002).

No que concerne à velocidade temos que $v_1 > v_2$, significando que não há trabalho nos extremos do cone de ar, assim é possível aplicar a equação de Bernoulli nestes pontos assumindo que a pressão em 1 é igual em 3 e a pressão em 4 é igual a 2. Relativamente à potência gerada, esta vai ser igual à força/impulso do ar multiplicada pela velocidade do vento no rotor. Então, de uma forma muito célere, para determinar a potência de uma turbina iniciamos com a Equação 2.1 e depois de se desenvolver um conjunto de equações com base na análise e pressupostos efetuados neste parágrafo chegamos à Equação 2.2 (MANWELL, 2002).

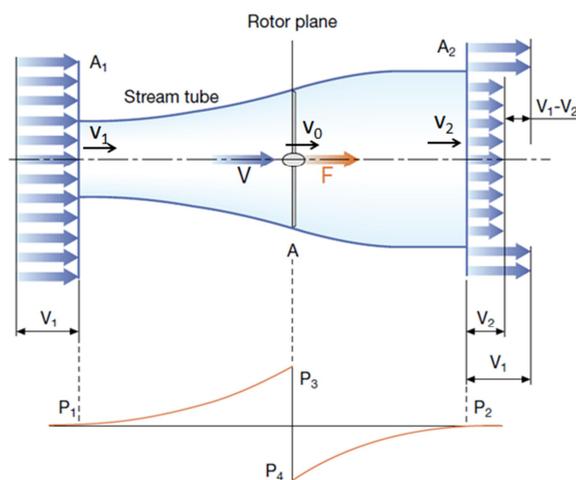


Figura 2.4 – Representação de velocidades e pressões no *Stream Tube* (ABB, 2011).

$$F = v_1(\rho Av)_1 - v_2(\rho Av)_2 = \dot{m}(v_1 - v_2) \quad (2.1)$$

$$P = \frac{1}{2} \rho A_0 (v_1^2 - v_2^2) \times v_0 \quad (2.2)$$

onde:

F – Força [N];

ρ – Densidade do ar [kg/m^3];

A – Área [m^2];

v – Velocidade [m/s];

\dot{m} – Caudal mássico [kg/s];

P – Potência [kW].

De referir que a potência máxima que se pode extrair do vento é definida como o máximo coeficiente de potência do rotor e varia com o rácio entre a velocidade de topo da pá com a do vento (*tip speed ratio*) (MANWELL, 2002).

Para definir o conceito de coeficiente de potência - C_p , é necessário relacionar a potência disponível do vento com a potência extraída da turbina, assim tem-se (MANWELL, 2002):

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A_0 v_2^3} = \frac{\text{Potência Rotor}}{\text{Potência do Vento}} \quad (2.3)$$

onde:

C_p – Coeficiente de Potência;

P – Potência [kW];

ρ – Densidade do ar [kg/m³];

A – Área [m²].

v – Velocidade [m/s].

Derivando C_p e igualando a zero obtém-se o valor máximo de potência que representa o rendimento máximo que a turbina poderá ter que é o seguinte:

$$C_{p_{\text{máx}}} = \frac{16}{27} = 0.593 \quad (2.4)$$

2.2.5 Potência

Numa turbina temos a potência aerodinâmica, elétrica e disponível. A potência aerodinâmica que se consegue extrair de uma turbina é dada pela seguinte equação:

$$P_{aerodinâmica} = \frac{1}{2} \rho A_0 C_p v_1^3 \quad (2.5)$$

onde:

$P_{aerodinâmica}$ – Potência aerodinâmica [kW];

ρ – Densidade do ar [kg/m³];

A – Área [m²];

C_p – Coeficiente de Potência;

v – Velocidade [m/s].

A potência elétrica gerada é obtida pela seguinte fórmula:

$$P_{elétrica} = \frac{1}{2} \rho A_0 C_p v_1^3 \eta_g \eta_c \eta_r \quad (2.6)$$

onde:

$P_{elétrica}$ – Potência elétrica [kW];

η_g – perdas no gerador;

η_c – perdas na cadeia transmissão;

η_r – perdas no rotor.

Por fim tem-se a potência cinética disponível no vento que é dada pela próxima equação:

$$P_{disponível} = \frac{1}{2} \rho A_0 v_1^3 \quad (2.7)$$

onde:

$P_{disponível}$ – Potência disponível [kW];

Analisando estas equações de potência pode-se afirmar, com certeza, que a potência ideal gerada pela turbina varia com o cubo da velocidade do vento, ou seja, a potência produzida é em função da velocidade do vento.

2.2.6 Curva de Potência

A curva de potência de uma turbina eólica reflete a eficiência aerodinâmica, mecânica e elétrica do sistema. São esboçadas graficamente através da potência produzida em função da velocidade do vento. Determinadas pelo próprio fabricante, têm o ônus de indicar qual a potência gerada para cada velocidade do vento a que a turbina está sujeita (JERVELL, 2008).

Para desenhar a curva de potência de uma turbina o fabricante terá que colocar a turbina eólica à ação do vento ligando-a eletricamente a uma carga exterior conhecida. Seguidamente, para cada valor de velocidade do vento, o fabricante mede a queda de potencial e a intensidade de corrente elétrica que atravessa a carga externa. O produto destes dois fatores é igual à potência, obtendo assim o valor da potência correspondente a cada velocidade.

Como não se produz turbinas específicas para cada parque eólico, é com base nas curvas de potência que se escolhe o modelo da turbina a implementar num parque. De uma forma muito ampla, para se determinar o tipo de turbina a instalar num parque eólico é necessário realizar um estudo do potencial eólico do local. Este estudo foca-se principalmente na velocidade do vento e é com base nestes valores que se traça uma curva de potência, de acordo com a curva obtida escolhe-se o modelo de turbina com a curva de potência mais idêntica (MILAN, 2008).

A curva de potência tem o mesmo desenho para todas as turbinas mas, difere nos valores da potência nominal e das velocidades de referência. As velocidades de referência são definidas por três instantes de velocidade importantes, representados no gráfico da Figura 2.5, são eles (MATHEW, 2006):

- V_1 (*cut in velocity*) é a velocidade mínima em que o sistema começa a produzir energia e tem um valor aproximado de 3 a 5 m/s;

- V_R (*rated velocity*) é a velocidade mínima do vento que corresponde à potência nominal, é o instante em que o sistema atinge a eficiência máxima de produção mantendo-se constante com o aumento do vento e tem um valor aproximado de 13,5 m/s;
- V_0 (*cut out velocity*) é a velocidade em que a turbina se desliga automaticamente protegendo o rotor e veios de cargas excessivas e tem um valor de 25 m/s.

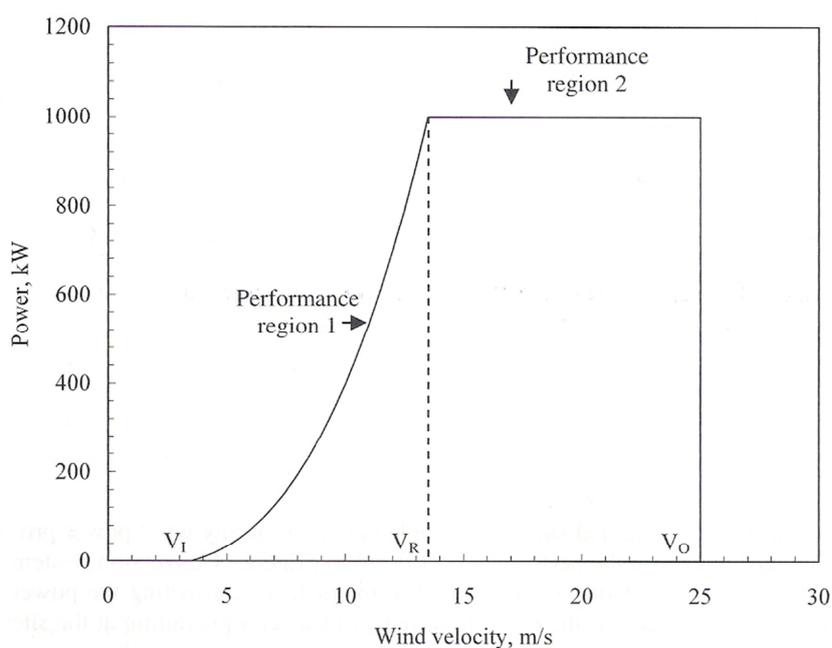


Figura 2.5 – Curva típica de potência de uma turbina eólica (MATHEW, 2006).

O gráfico da Figura 2.5 também ilustra que para velocidades de vento inferiores a 3 m/s não é possível produzir energia elétrica. Para valores acima dos 25 m/s não se produz energia porque a turbina desliga-se automaticamente para assegurar a integridade da mesma, ventos acima dos 25m/s testam a integridade do rotor. Então, para se produzir eletricidade é necessário ter vento com velocidades entre 3 a 25 m/s.

A curva de potência tem uma forma muito característica e tem duas regiões distintas, conforme se pode verificar na curva de potência da Figura 2.5. A primeira região em que há uma produção crescente de potência, é a região de máxima eficiência do rotor, e encontra-se entre os 3 e 13,5 m/s. A segunda região é onde a produção é constante e é a região da potência nominal da turbina (FALCÃO; et al., 2006).

2.3 Tipo de Turbinas

As turbinas eólicas são descritas como turbinas de ação ou impulso porque, a conversão de energia é feita através da ação do vento em pás dinâmicas. Desta forma é possível extrair parte da energia cinética presente no fluxo de ar que atravessa a pá, provocando um abrandamento do fluxo de ar (GONÇALVES, 2015).

O *design* das pás das turbinas modernas assenta nos princípios aerodinâmicos, tendo como base o perfil alar ilustrado na Figura 2.6. No entanto, é com base no posicionamento do eixo do rotor que se tipificam as turbinas eólicas, o rotor é responsável por converter a energia cinética em energia elétrica.

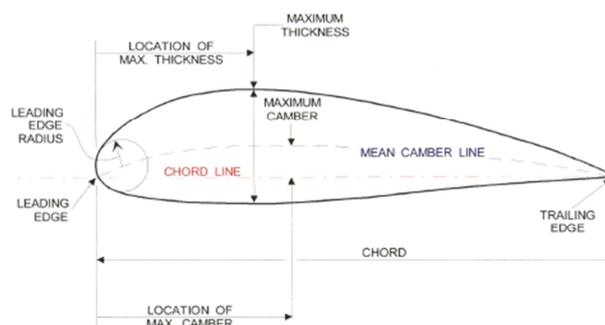


Figura 2.6 - Perfil alar (JEPPESEN, 2001).

O eixo do rotor pode ser colocado perpendicular ao vento ou na direção do mesmo. Assim, de acordo com a construção do rotor, e tendo como referencial a superfície terrestre, temos dois tipos de turbinas: as turbinas de eixo horizontal e as turbinas de eixo vertical. Como o parque eólico que será alvo de estudo é composto por turbinas de eixo horizontal, apenas estas serão apresentadas e descritas neste capítulo.

2.3.2 Eixo Horizontal (*Horizontal Axis Wind Turbines – HAWT*)

As turbinas de eixo horizontal têm o eixo rotacional colocado paralelamente à superfície do globo e à direção do vento. São os tipos mais utilizados porque têm maior coeficiente de potência, apesar de terem a caixa de velocidades e o gerador à altura do eixo de rotação refletindo-se num *design* de maior complexidade e custo (MATHEW, 2006).

O número de pás da turbina pode ser de uma, duas, três ou múltiplas, dependendo da análise e decisão efetuada pelo projetista. As mais comuns são as de três pás, representada na Figura 2.7, por serem mais estáveis aerodinamicamente (GONÇALVES, 2015).



Figura 2.7 - Turbina eixo horizontal 3 pás (ENERGIA, 2016^a).

Com base na direção do vento a turbina de eixo horizontal pode ser *upwind* ou *downwind*, como mostra a Figura 2.8. As turbinas *upwind* têm o rotor de frente para o vento e quando o vento atravessa pelo rotor não há a necessidade de controlar o movimento rotacional vertical da cauda da turbina, no entanto, é necessário um mecanismo para controlar este movimento. As turbinas *downwind* não precisam do mecanismo para controlar o movimento rotacional vertical e são mais flexíveis, os rotores estão sempre posicionados a favor do vento (MATHEW, 2006)

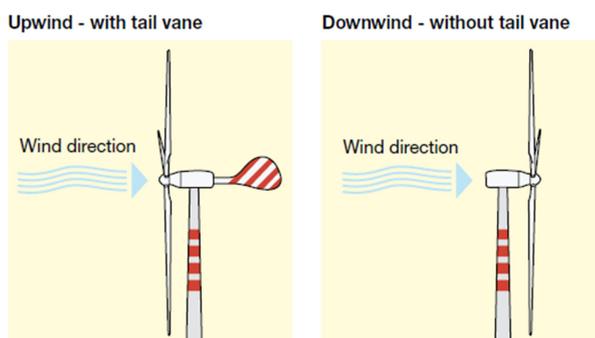
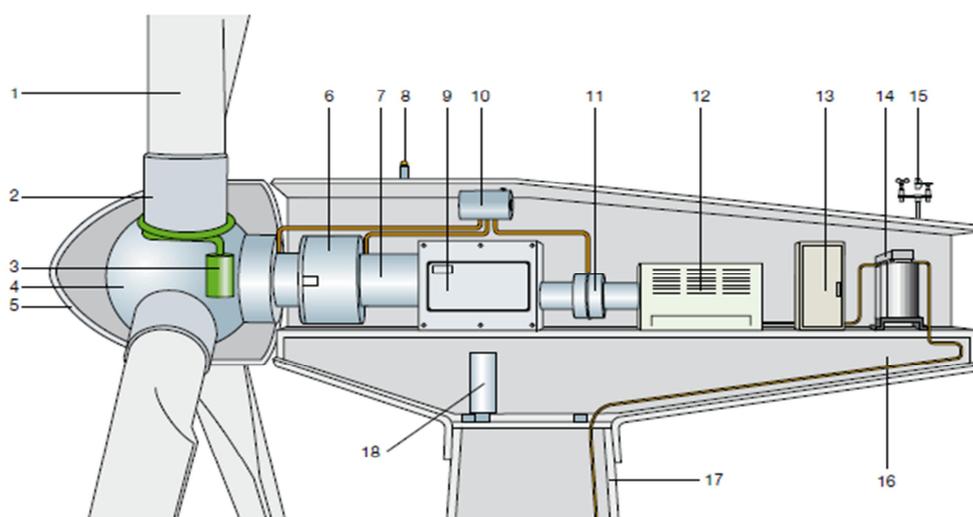


Figura 2.8 – Turbinas *Upwind* e *Downwind* (ABB, 2011).

De referenciar que as turbinas de eixo horizontal são as turbinas alvo para o caso de estudo desta dissertação porque é o tipo de turbinas que compõem o parque eólico escolhido.

2.4 Composição da turbina eixo horizontal

As turbinas são compostas por componentes de natureza mecânica e elétrica de modo a cumprir com a sua missão, converter energia eólica em energia elétrica. Em traços gerais o rotor (composto pelas pás e cubo) extrai a energia eólica, do vento, e transforma-a em energia mecânica, constitui o primeiro motor da turbina. A conversão da energia mecânica em energia elétrica fica à responsabilidade do gerador elétrico. A Figura 2.9 mostra a composição de uma turbina eólica, incluindo o rotor e motor elétrico.



Legenda

1- Pá	7- Veio principal	13- Conversor e controlador de potência
2- Suporte pá	8- Luzes de aviso	14- Anemómetro e Cata-Vento
3- Controlador ângulo ataque	9- Caixa de velocidades	15- Transformador
4- Cubo	10- Travões mecânicos	16- Estrutura da nacelle
5- <i>Spinner</i>	11- Dispositivo arrefecimento hidráulico	17- Torre de suporte
6- Suporte veio principal	12- Gerador	18- Dispositivo de rotação

Figura 2.9 – Componentes de uma turbina eólica (ABB, 2011).

2.4.1 Pás

O componente da turbina eólica que interage diretamente com o vento é a pá, por isso, o seu *design* é concebido com o intuito de maximizar a sua eficiência aerodinâmica.

A construção da pá e respetiva tecnologia assentam nos conhecimentos da engenharia aeronáutica. O *design* e conceção são similares às asas dos aviões porque ambas enfrentam a mesma missão (HAU, 2006).

Como referido anteriormente, as pás são desenvolvidas em perfil alares, conforme ilustrado na Figura 2.7, e devem ser o mais leves possível para aumentar a eficiência da sustentação. Estão sujeitas a esforços de tração causados pela força centrípeta e a uma grande amplitude de momentos de flexão e torção, originados pela direção e intensidade imprevisíveis do vento (GONÇALVES, 2015; HAU, 2006).

Evidentemente, o grande desafio na conceção deste componente é conseguir um equilíbrio entre o peso e rigidez, que dê resposta à eficiência aerodinâmica e aos diversos esforços mecânicos a que estão sujeitos. Como resposta às exigências referidas, a área da secção transversal da pá é bastante grande para alcançar a rigidez necessária e são manufacturadas com materiais compósitos, por serem conhecidos como materiais leves e com boas propriedades de resistência ao desgaste (GONÇALVES, 2015; HAU, 2006; ABB, 2011).

As fibras dos compósitos são feitas de vidro ou alumínio para as pás de turbinas eólicas de pequeno e médio porte. Para as pás de grande dimensão são usadas as fibras de carbono nos componentes sujeitos a cargas mais críticas. As fibras são incorporadas numa matriz de poliéster e resina epoxídica que constituem dois invólucros mantidos juntos e reforçados por uma matriz interna. O acabamento é feito com um gel impermeabilizante para proteger a pá ao ambiente abrasador e erosivo a que está exposta (ABB, 2011)

Para completar, as pás podem ser compostas com sistemas adicionais como os controladores de *stall*² para estabilizar o fluxo de ar, os geradores de vórtice para aumentar a sustentação e os *winglets* colocados nas pontas da pá diminuir a perda de sustentação e o ruído (ABB, 2011).

² *Stall* – Designação aeronáutica para indicar a perda de sustentação.

Como medidas de proteção temos o sistema anti-gelo para impedir a formação de gelo, composto por resistências eléctricas instaladas nos locais mais expostos. As luzes de presença com o intuito de marcar a sua localização e a altura da turbina, alertando os meios aéreos para a sua localização e tamanho (HAU, 2006).

2.4.2 Cubo

O componente que serve de interface entre as pás e o veio principal, transmitindo a potência extraída do vento, é o cubo. Sujeito a carregamentos simétricos no rotor e a carregamentos nas pás devido ao impulso e movimentos gravíticos nas pás, faz com que seja um componente com elevada resistência mecânica. No seu interior encontra-se o sistema responsável pelo ajustamento do ângulo de ataque das pás (*Pitch System*), potenciando o rendimento da turbina (ABB, 2011).

Os cubos geralmente são construídos em aço ou ferro fundido de grafite esferoidal e encontram-se no interior do *spinner*. Como se pode verificar na Figura 2.10 a construção do cubo vai de encontro à diferenciação da direção das pás segundo o plano transversal das HWAT

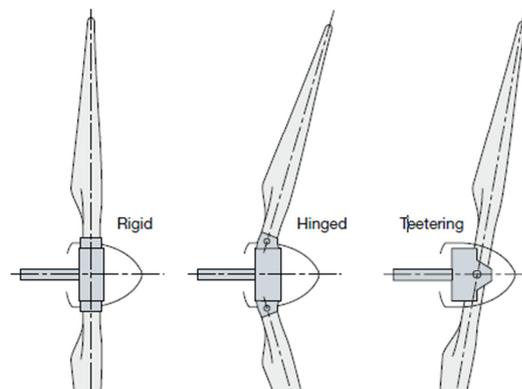


Figura 2.10 – Os três tipos de cubos (ABB, 2011).

Como ilustrado na Figura 2.10 existem três tipos de cubos (ABB, 2011).:

- *Rigid* - mantém os componentes principais fixos relativamente ao eixo rotacional e o passo da pá pode ser variável, é ideal para turbinas com três ou mais pás;

- *Teetering* - suporta todas as cargas que podem advir de qualquer tipo de solicitação aerodinâmica nas pás e anula os desequilíbrios aerodinâmicos transmitidos ao eixo rotacional ficando livre para oscilar alguns graus, é ideal para turbinas de duas pás;
- *Hinged* - tem os componentes principais localizados na parte móvel em relação ao eixo rotacional, ideal para turbinas com uma pá e a favor do vento.

2.4.3 Nacelle

A nacelle é o compartimento instalado no topo da torre com a missão de proteger os componentes eléctricos e mecânicos do meio ambiente envolvente, conforme apresentado na Figura 2.11. É constituída por uma base de aço e responsável por transferir as cargas do rotor para o sistema de direcção, ficando sujeita a esforços de fadiga. A carenagem é feita em fibra de vidro reforçada proporcionando durabilidade e leveza (GONÇALVES, 2015).

Numa análise genérica encontramos no interior da nacelle a caixa de velocidades, os sistemas de direcção, de controlo electrónico e hidráulico. É o componente mais pesado e pode ultrapassar as 72 toneladas (ENERGIA, 2016^a).

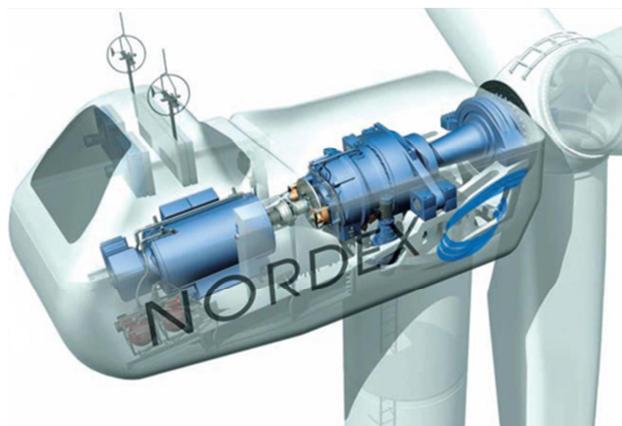


Figura 2.11 – Layout típico de uma nacelle (ENERGIA, 2016^a).

No exterior da nacelle estão instalados os sensores responsáveis pela medição da direcção e intensidade do vento. Estes sensores têm incorporado um sistema anti-gelo de modo a garantir o correcto funcionamento em dias de inverno mais rigorosos.

2.4.4 Caixa Velocidades

A velocidade típica das pás de uma turbina é de 30 a 50 rotações por minuto (rpm), enquanto que, a velocidade óptima no gerador é de 1000 a 1500 rpm, aproximadamente. Então, é necessário conseguir os valores elevados de velocidade exigidos no gerador e para esse feito é essencial recorrer à caixa de velocidades (MATHEW, 2006).

A caixa de velocidades tem o compromisso de aumentar a velocidade de rotação do veio principal acoplado ao rotor, para os valores de rotação exigidos pelo gerador de indução. É constituída por uma ou mais engrenagens do tipo eixo epicicloidal ou paralelo, como apresentado na Figura 2.12.

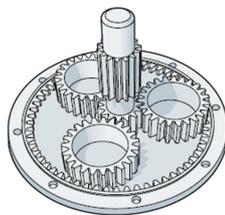


Figura 2.12 – Caixa de velocidades (ABB, 2011).

O rácio de multiplicação é de 1:100, sendo que em algumas turbinas este rácio pode ser maior, e a eficiência está entre os 95 e 98%, varia com o número relativo de relações epicíclicas (MATHEW, 2006).

O tamanho da nacelle influencia diretamente no *design* da caixa de velocidades e para contornar este constrangimento, de forma a garantir a mesma velocidade de rácio, introduz-se dois ou mais estágios de engrenagens. Como exemplo temos a velocidade de rotação do rotor de uma turbina de 150kW que é de 40 rpm e o gerador opera a 1000rpm, logo o rácio exigido é de 25; para se conseguir este rácio a caixa de velocidades tem dois estágios de engrenagens até ao gerador.

Recentemente, as novas tecnologias têm apresentado substitutos para as caixas de velocidades, nomeadamente o uso de geradores síncronos multipolares eliminando a manutenção inerente aos componentes mecânicos, esta inovação permite uma redução da nacelle. Todavia, esta solução só é executável para maiores potências (ABB, 2011).

2.4.5 Gerador

O gerador, conversor de energia electromecânico, é o componente que converte a energia mecânica do veio principal em energia elétrica. Os geradores das turbinas têm a peculiaridade de trabalhar sob níveis de potência flutuantes devido às variações da velocidade do vento.

Consoante o objetivo final da turbina eólica, produção de poucos ou muitos Watts, o gerador pode ser de corrente contínua ou corrente alternada, respetivamente. No caso de um parque eólico com o objetivo de produzir energia para alimentar a rede pública, são utilizados geradores trifásicos de corrente alternada e podem ser geradores síncronos ou geradores assíncronos.

- **Gerador Assíncrono**

Sendo a principal escolha para equipar as turbinas eólicas, o gerador assíncrono é simples, resistente, económico, de manutenção reduzida e oferece excelentes índices de eficiência sob diferentes condições de operação. É constituído por um estator (*stator*) com bobines enroladas (*windings*) nas suas ranhuras e um rotor (*rotor*) de núcleo cilíndrico com condutores (*conductor bars*) nas suas ranhuras, conforme ilustrado na Figura 2.13 (MATHEW, 2006).

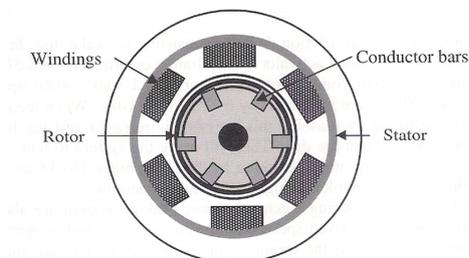


Figura 2.13- Gerador assíncrono em corte (MATHEW, 2006).

O funcionamento de um gerador assíncrono, assenta num campo elétrico induzido pelo movimento entre o rotor e o estator, que produz uma carga ao longo do enrolamento do rotor. A interação do campo magnético do rotor com o do estator resulta no binário que atua no rotor. Apresenta dois modos de operação: gerador e motor. Quando a velocidade angular elétrica do rotor é superior à velocidade do campo girante estatórico, funciona como gerador. Quando é inferior funciona como motor (MATHEW, 2006; HAU, 2006; GONÇALVES, 2015).

- **Gerador Síncrono**

O gerador síncrono consiste num electroímã de corrente contínua magnetizado através de corrente contínua para os enrolamentos do rotor, a frequência da corrente induzida no estator é proporcional à velocidade de rotação do rotor.

Conhecido também como um alternador, o gerador síncrono é constituído por um rotor (*rotor*) e um estator (*stator*) trifásico, o estator e o rotor têm o mesmo número de pólos. Os enrolamentos (*coil*) do estator encontram-se a 120° de distância entre eles, conforme ilustra a Figura 2.14 (MATHEW, 2006).

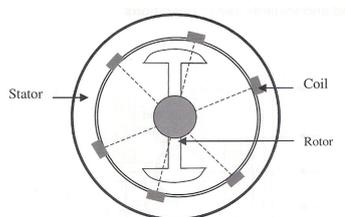


Figura 2.14 – Gerador síncrono em corte (MATHEW, 2006).

A sua base de funcionamento está na excitação do rotor com corrente contínua. É gerada uma corrente alternada, caso funcione como gerador, ou é aplicada uma corrente alternada, se funcionar como motor, nos enrolamentos do estator. No rotor encontra-se o enrolamento indutor que é percorrido por corrente contínua originando um campo magnético. O estator é composto por enrolamentos induzidos nos quais se efetua a conversão eletromecânica de energia (HAU, 2006).

Para funcionar com velocidades variáveis devido aos valores inconstantes de velocidades do vento, o gerador síncrono encontra-se ligado à rede através de um sistema de conversão de corrente alternada em corrente contínua e posteriormente em corrente alternada. Isto é: em primeiro lugar transforma a corrente em frequência variável saindo do gerador em corrente contínua e seguidamente converte em corrente alternada na frequência da rede, através de um inversor (ABB, 2011).

Um aumento brusco do vento, as denominadas rajadas, o rotor fica livre para acelerar por poucos segundos porque o aumento de velocidade de rotação acumula energia cinética no rotor e permite a alimentação constante. O oposto acontece com a diminuição brusca do vento (ABB, 2011).

2.4.6 Torre

A estabilidade operacional da turbina eólica é garantida pela torre. Suportando as pás, o rotor e a nacelle que alberga os componentes mecânicos e eléctricos, independentemente das condições meteorológicas, a torre tem sido um componente alvo de reestruturação na sua estrutura (ABB, 2011). A Figura 2.15 apresenta os três tipos de torres desenhadas para dar resposta à responsabilidade entregue à torre, são eles: Treliça Livre, Tubular e Torre *Guyed*.

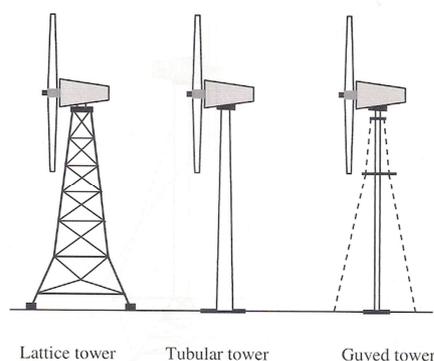


Figura 2.15 – Três tipos torre (MATHEW, 2006).

Nos anos oitenta, as torres de treliça foram as mais utilizadas, como a estrutura é composta por barras de aço com ligações roscadas tornavam-se mais leves e económicas. As desvantagens deste tipo de configuração estão associados à manutenção porque, devido ao elevado número de ligações roscadas é necessário realizar diversas ações de manutenção, e os mecânicos ficam expostos às adversidades do meio ambiente (ABB, 2011; MATHEW, 2006).

Atualmente as torres tubulares são as mais utilizadas e são construídas por módulos de aço formando uma estrutura geometricamente cônica, possibilitam um acesso à nacelle mais seguro. Oferecem as vantagens de não terem muitas conexões roscadas, de o acesso à nacelle estar mais protegido e seguro (efetuado pelo interior da torre) e de esteticamente serem mais limpas. Feitos

em aço laminado reforçado, os módulos são unidos através de conexões roscadas. Na sua forma cônica a base tem um diâmetro superior ao do topo (ABB, 2011).

As torres *Guyed* são ideais para turbinas eólicas de tamanho reduzido porque parte do peso é suportado por guias, logo o peso da turbina tem que ser baixo e inerentemente reduz também o custo da mesma (MATHEW, 2006).

A altura das torres encontra-se dependente do regime do vento no local de instalação e normalmente é igual a 1 ou 1,2 vezes do diâmetro do rotor e estão assentes no chão através de fundações (ABB, 2011).

2.4.7 Sistemas Auxiliares

- **Controlo de rotação das pás (*Pitch System*)**

As pás podem rodar sobre o seu eixo longitudinal alterando seu ângulo de ataque. Quer isto dizer que de acordo com a velocidade de vento, seja maior ou menor, o ângulo que as pás fazem com o plano perpendicular ao eixo longitudinal pode ser menor ou maior, respetivamente. O aumento excessivo da velocidade do vento leva as pás a colocarem-se na posição de bandeira efetuando um ângulo de 90° com o referido plano, conforme ilustra a Figura 2.16 (ABB, 2011).

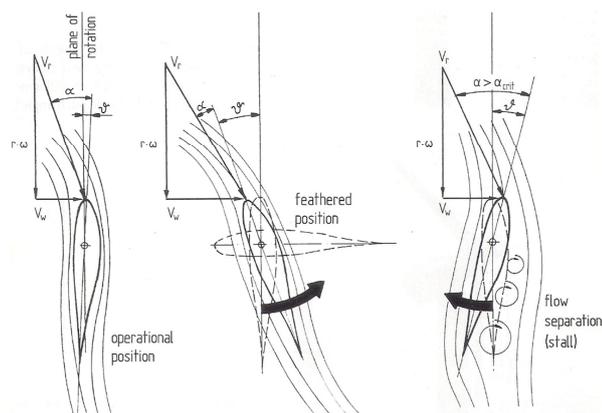


Figura 2.16 – *Pitch System* (HAU, 2006).

A informação que o sistema recebe é proveniente das leituras da direção e velocidade do vento efetuadas pelos sensores colocados no exterior da nacelle. Assim, este sistema pode alterar a

incidência das pás do rotor com base na velocidade do vento em tempo real, com o objetivo de ajustar a potência de saída, alcançando uma maior eficiência de uso da energia e proporcionando proteção para as pás do rotor.

- **Controlo de rotação da nacelle (*Yaw System*)**

A nacelle é contruída para poder rodar no topo da torre, através do controlo de rotação que consiste num atuador eléctrico e numa caixa de velocidades redutora, conforme ilustra a Figura 2.17. Desta forma garante que o rotor se encontra, sempre, na posição transversal ao vento (ABB, 2011).

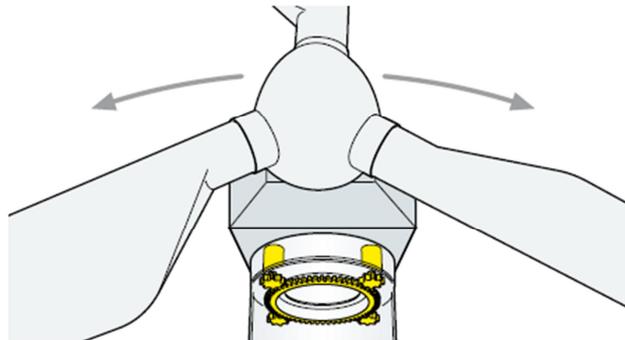


Figura 2.17 – *Yaw System* (ABB, 2011).

A informação que o rotor recebe é proveniente das leituras da direção e velocidade do vento efetuadas pelos sensores colocados no exterior da nacelle e a posição do rotor é determinada com base na média da direção do vento, obida num intervalo de leituras de 10 minutos (ABB, 2011).

A construção deste sistema permite que a nacelle rode para lá dos 360° sem danificar nenhum componente integrante da turbina, quando atinge o limite máximo de rotação a turbina é desligada automaticamente e a nacelle retoma a produção ente os 0° e 360°, este processo demora aproximadamente 12 minutos (GONÇALVES, 2015).

- **Travões**

Em condições meteorológicas adversas a turbina pode rodar a velocidades superiores às suportadas pelos componentes e é então necessário parar as pás. Assim, as turbinas têm dois

sistemas de travagem: um sistema aerodinâmico (primário) e um mecânico (secundário). O sistema de travagem mecânico está localizado na caixa de velocidades enquanto que o sistema de travagem aerodinâmica está localizado no interior do cubo (MATHEW, 2006).

O sistema aerodinâmico consiste em rodar as pás 90° no eixo longitudinal, eliminando a possibilidade de criar sustentação na pá, levando o rotor a parar após mais algumas rotações. Após a situação de perigo passar as pás voltam à posição ideal para ganhar sustentação por intermédio do sistema hidráulico (ABB, 2011; MATHEW, 2006).

O sistema mecânico consegue travar o rotor com a funcionalidade de travão de parque, também impossibilita que o rotor esteja em movimento quando a turbina está inoperativa. Quando o rotor acelera de forma brusca o sistema mecânico de travagem tem que ter uma reação imediata para prevenir a ocorrência de *overspeed* (MATHEW, 2006).

- **Componentes auxiliares**

Uma turbina eólica está municiada de diversos componentes auxiliares com a missão de garantirem a fiabilidade e durabilidade da turbina e a optimização de funcionamento da mesma, estes sistemas encontram-se no interior e exterior da nacelle.

No interior da nacelle existe, como sistema auxiliar, um sistema hidráulico que tem a nobre missão de garantir a lubrificação da caixa de velocidades e de todas as peças mecânicas.

No exterior, a nacelle conta com a acomodação de anemómetros e luzes de presença como componentes auxiliares. Os anemómetros irão recolher a informação primordial de velocidade e direção do vento para alimentar os sistemas de controlo da turbina, as luzes de presença têm como função sinalizar a presença da turbina aos meios aéreos que possam estar a voar na zona.

Também são utilizados diversos sensores para monitorizar o funcionamento de vários componentes, por forma a definir, atempadamente, ações de manutenção preventiva (ABB, 2011).

2.5 Estado da Arte

Esta secção tem o desígnio efetuar uma revisão bibliográfica sobre o tema, esta revisão assenta em trabalhos académicos e é descrita ao longo desta secção.

A revisão bibliográfica efetuada teve como objetivo verificar os estudos realizados que se debruçassem na direção do vento. Neste capítulo são apresentados 11 estudos, de uma maneira muito sucinta, e é possível constatar que a direção do vento tem começado a conquistar um lugar de relevo nos estudos da produção de energia eólica.

Em 2006 foi estudado a possibilidade de aumentar a produção de energia através de uma intervenção de melhoria no rotor, aumentar o ângulo de atuação no *Pitch System*, em vez de se projetarem novas turbinas eólicas e também foram investigados dois formatos de *winglet*: quadrangular e triangular. Verificou-se que as alterações efetuadas no rotor aumentam a produtividade e podem ser aplicadas para aumentar a performance das turbinas em locais com velocidades de vento baixas, também se constatou que os *winglet* quadrados são mais eficientes que os triangulares. (KHALFALLAH; KOLIUB, 2006).

Posteriormente e recorrendo à informação obtida de estações meteorológicas do arquipélago das canárias, foram analisados os dados do vento a ter em consideração para verificação do potencial eólico de um local, para posterior conceção de um parque eólico. Compararam as curvas de potência obtidas só com a informação da velocidade e depois com a informação da velocidade e direção do vento. Concluíram que o uso de ambos os parâmetros potencia valores de curva de potência mais consistentes (VELÁZQUES; et al., 2010).

Em 2011 foram confrontados dois tipos de observação da velocidade do vento, tipicamente disponíveis em parques eólicos, as medidas de velocidade do vento e direção do vento nas nacelles das turbinas eólicas e dos mastros meteorológicos presentes no local. Independentemente da interferência inerente da nacelle, das pás e das correções de calibração para as observações do mastro observado, os resultados favorecem as observações da velocidade e direção do vento obtidas na nacelle. Independentemente do objetivo do estudo foi também constatado que, melhorando a precisão das observações para a velocidade e direção do vento em turbinas eólicas estamos a melhorar a modelação da curva de potência (CUTLER; et al., 2011).

Como o vento é uma força com carácter dinâmico, em 2011 recorreu-se a ferramentas estatísticas para estudar o impacto da velocidade e direção do vento na potência que este pode gerar. Concluíram que ambas as variáveis contribuem para a potência do vento e são as causadoras da sua variabilidade (GALLEGO; et al., 2011).

O estudo da influência da direção do vento na previsão da potência gerada pelo vento, foi efetuado em 2012. Investigaram o impacto da direção do vento na previsão da potência originada através de ferramentas estatísticas, propuseram novas previsões e compararam com as originais. Chegaram à conclusão de que a previsão proposta é marcadamente superior à original (DING; et al., 2012).

Foi estudado em 2013 como é que os parâmetros meteorológicos; como a temperatura, densidade, pressão atmosférica, turbulência, precipitação e a rápida mudança de direção do vento; podem afetar negativamente a produção de energia eólica. Concluiu-se que todos os parâmetros afetam de forma positiva e negativa (consoante condições específicas) a produção de energia, afetando a curva de potência, e que a temperatura e densidade são os parâmetros mais influenciadores (EICHHORN, 2013).

No ano de 2013 foram investigados as consequências da mudança de direção do vento no efeito da turbulência do vento numa turbina, provocado por outra turbina, e nas perdas de energia associadas. Os resultados apresentam uma forte influência da direção do vento que provoca uma diminuição da velocidade e intensidade do efeito turbulência, de salientar que se concluiu que mesmo as pequenas mudanças no ângulo da direção do vento podem ter fortes impactos na produção de energia do parque estudado (PORTÉ-AGEL; et al., 2013).

Foi realizado, também em 2013, um estudo onde analisaram quatro modelos de aproximação de curvas de potência das turbinas eólicas, as aproximações realizadas servem para, posteriormente, se avaliar a diferença entre a curva de potência teórica e a observada. Estas aproximações das curvas de potência propostas são centradas, única e exclusivamente, na velocidade do vento, seguindo o disposto na literatura analisada por eles e o modelo escolhido. Aperceberam-se, apesar de não ter sido objeto de estudo, que a literatura negligencia a influência da temperatura ambiente e direção do vento na curva de potência. A temperatura ambiente pode influenciar a

potência gerada em 20% e os obstáculos no terreno podem levar a um decréscimo da potência gerada em certas direções do vento (SCHLECHTINGEN; et al., 2013).

Em julho de 2014 foram analisados dois métodos melhorados de modelação de curvas de potência. Um método, o *weather research and forecasting – single layer feed - forward neural network - outlier detection*, tem como pilar basilar a velocidade do vento e o outro método, o *weather research and forecasting – single layer feed - forward neural network - wind direction*, tem como pilar basilar a direção do vento. Estes métodos são utilizados para a modelação de curvas de potência com base nos dados do vento. Ambos tiveram bons resultados e se mostraram igualmente importantes para a modelação da curva de potência porque, além de se obter a informação efetiva da transformação de energia com o filtro pelos dois parâmetros (velocidade e direção), também se consegue fornecer uma avaliação precisa do potencial de energia eólica local (GUO; et al, 2014).

Foram apresentadas em 2015 três inovadoras formas de determinar a curva de potência, com base em observações obtidas pelos sensores de turbinas eólicas. Foi verificado que o incremento de variáveis, além da velocidade do vento, é bastante benéfico para a determinação da curva de potência porque no geral observou-se uma melhoria bastante considerável. Assim, foram também acrescentadas as variáveis direção do vento, velocidade de rotação do rotor, *yaw* e *pitch*. (JANSSENS; et al., 2015).

Em 2015 foi efetuado um estudo sobre como o alinhamento das turbinas eólicas com a direção do vento afecta a eficiência (*yaw system*). Foram analisados os efeitos na qualidade da energia gerada pelo alinhamento da turbina com a direção do vento. Foi concluído que o *yaw system* ativado não origina perdas de eficiência na potência gerada pela turbina (CASTELLANI; et al., 2015).

Em suma, a direção do vento tem sido alvo de estudo no contexto da energia eólica e os resultados têm afirmado a sua contribuição na curva de potência.

CAPÍTULO III – Fundamentos Estatísticos

No presente capítulo introduz-se a estatística descritiva, que é o ramo matemático do caso de estudo, e expõe-se alguns conceitos associados a esta temática.

3.1 Introdução

A estatística é uma área da matemática que procura, através de dados ou amostras representativas, quantificar a predominância de um evento e antever o futuro do mesmo, por forma a promover uma decisão mais exata. Em traços gerais, o objetivo da estatística é aplicar ferramentas estatísticas num conjunto de dados, obtendo uma compreensão do que representam e permitindo estimar um valor dominante, uma tendência, desse universo.

Um estudo estatístico tem como base as seguintes etapas (REIS, 1998):

1. Enquadrar o problema a ser alvo de estudo;
2. Definir o método de recolha de dados que pode ser realizado com uma periodicidade contínua, em intervalos de tempo ou esporádica;
3. Efetuar uma análise crítica dos dados com o propósito de identificar erros ou observações discordantes;
4. Apresentar de forma racional e objetiva o que se pretende, de tal modo que a informação neles contida seja fácil e rapidamente assimilada;
5. Interpretar os resultados obtidos e efetuar as respetivas conclusões.

A estatística descritiva procura descrever e analisar uma amostra e consiste na recolha, apresentação, análise e interpretação das observações através da criação de gráficos, quadros e indicadores numéricos que suportem o estudo e as conclusões alcançadas (REIS, 1998).

Existem vários campos científicos em que as medidas a estudar são direcionais e o conjunto de tais observações sobre direções são referidos como dados direcionais (JAMMALAMADAKA; et al, 2001).

A análise de dados direcionais tem aplicação em diversas áreas como a geologia, a medicina, a engenharia, entre outras, e os dados podem ter caráter linear ou circular. Como exemplos desta afirmação temos a investigação de vários processos geológicos envolvendo o transporte de matéria de um ponto A para o ponto B, o tempo de chegada de pacientes numa urgência de um hospital, o estudo da direção do vento num dado local ou o estudo da migração de uma espécie específica de aves (MARDIA; et al, 1999).

Então, como os dados direcionais podem se tratados estatisticamente de duas formas distintas, como dados lineares ou dados circulares, é necessário saber como estes devem ser trabalhados e quais os conceitos a empregar, evitando resultados errados. Por outro lado, independentemente de estarmos no plano linear ou circular, a filosofia base da estatística mantém-se.

Para mostrar a diferença de como os dados direcionais devem ser tratados vamos seguir o seguinte exemplo. Assumindo que se identificam duas direções de vento predominantes numa turbina eólica: a direção 020° e 340° (representadas a azul na Figura 3.1). Aplicando a estatística linear a média das direções predominantes será 180° (representada a vermelho na Figura 3.1) e aplicando a estatística circular a média das direções predominantes será 360° (representada a verde na Figura 3.1), conforme ilustra a Figura 3.1.

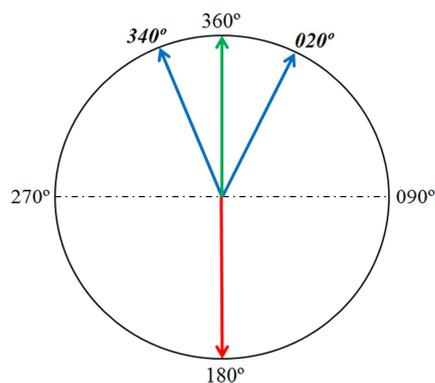


Figura 3.1 – Exemplo ilustrativo da aplicação estatística em dados direcionais.

Em termos práticos estes resultados significam o seguinte:

- A análise linear define que, em média, os ventos predominantes vêm de Sul;

- A análise circular define que, em média, os ventos predominantes vêm de Norte.

A realidade é que a tendência desta amostra tem como direção predominante o norte geográfico, por isso é que em dados direcionais se deve aplicar a estatística circular em vez da linear.

Os dados circulares apresentam-se de várias formas, podem ser em horas, dias, meses, entre outros, e podem ser medidos através de um compasso ou relógio. Como por exemplo, dados como a direção do vento ou a migração de uma espécie são medidos com recurso ao compasso e dados como a hora de chegada dos pacientes num hospital são medidos pelo relógio (MARDIA; et al, 1999).

Uma observação direcional pode ser retratada num círculo de raio unitário ou como um vetor unitário num plano. Uma vez que a direção e a direção estão definidos, cada observação circular pode ser definida de forma angular desde a direção inicial ao ponto no círculo correspondente à observação (MARDIA; et al, 1999).

A representação de duas direções pode ser efetuada através da medição dos ângulos relativamente a uma “direção zero”, como um ponto de partida, e um “sentido de rotação”, rotação nos ponteiros do relógio ou contra os ponteiros do relógio (JAMMALAMADAKA; et al, 2001)

3.2 Estatística Linear Descritiva

A estatística linear é constituída por medidas de localização, dispersão, concentração e associação, sendo que, apenas serão abordadas as medidas de localização e dispersão. Estas características descritivas serão apresentadas nos subcapítulos seguintes (REIS, 1998).

3.2.1 Medidas de Localização

- **Média**

A média é uma medida de tendência central, de fácil interpretação e cálculo. A desvantagem da média é o facto de utilizar toda a informação disponível porque, pode ser influenciada por valores extremos que tomam um peso bastante significativo desvirtuando o valor médio.

É definida pela soma de todos os valores observados divididos pelo número de observações, conforme representado na Equação 3.1:

$$\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{n} \quad (3.1)$$

onde:

x_i – i-ésimo valor observado;

n – dimensão da amostra.

- **Mediana**

A média aritmética tem aplicação em casos específicos e quando se verifica que a média não satisfaz os dados estatísticos, por ser uma medida de precisão matemática ou por estarmos na presença de observações discordantes, tem que se optar por outra medida de localização. Uma das opções quando se procura uma medida mais resistente para utilizar em métodos robustos é a mediana.

A mediana é uma medida localizada no centro de um conjunto de dados ordenados de uma amostra. Para se determinar a mediana é necessário ordenar os dados por ordem crescente ou decrescente e tipificar o valor central como o médio, o número de observações para valores que lhe são inferiores deverá ser igual ao número de observações que lhe são superiores.

Existindo sempre a possibilidade de o número de observações total ter um valor par ou ímpar, a determinação da mediana será em função da paridade do número total de observações. Assim temos as seguintes equações para o cálculo da mediana:

$$\textit{Se } n \textit{ for ímpar a mediana é o elemento central de } \frac{n}{2} + 1. \quad (3.2)$$

$$\textit{Se } n \textit{ for par a mediana é a média entre o elemento à esquerda e à direita de } \frac{n}{2}. \quad (3.3)$$

onde:

n – dimensão da amostra.

Ou seja, numa amostra de 6 elementos como por exemplo $\{6, 8, \mathbf{10}, \mathbf{12}, 23, 50\}$ a mediana é a média da soma dos dois elementos centrais, logo a mediana é dada por $\frac{10+12}{2} = 11$. Numa amostra de 5 elementos como por exemplo $\{6, 8, \mathbf{10}, 12, 23\}$ a mediana é o elemento central, logo a mediana é 10.

A mediana será a medida a utilizar nesta dissertação, no lugar da média, pois apresenta resultados mais satisfatórios, é uma medida mais robusta, num conjunto de dados onde podem existir valores díspares que inflacionem, positiva ou negativamente a média.

- **Moda**

A moda é uma medida de tendência central que representa o valor mais frequente de uma distribuição, é o valor que mais observações representa no conjunto de dados. É de cálculo e interpretação fácil, não é afetada por extremos e pode ser determinada graficamente.

3.2.2 Medidas de Dispersão

- **Variância**

A variância permite quantificar a distância dos resultados relativamente à média e é dada pela soma do quadrado das diferenças entre os valores da variável e a média, dividida pelo número total de observações, conforme se pode verificar na Equação 3.4:

$$s^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}{n} \quad (3.4)$$

onde:

s^2 – variância;

x_i – valor de cada observação;

\bar{x} – média;

n – dimensão total das observações efetuadas.

Quanto maior for a variância, mais distantes da média estarão os valores, e quanto menor for a variância, mais próximos os valores estarão da média.

- **Desvio Padrão**

A medida de dispersão de uma amostra relativamente ao seu valor esperado ou média é o desvio padrão que mede a distribuição das observações e é dado pela raiz quadrada da variância, como espelha a Equação 3.5.

$$s = \sqrt{s^2} \quad (3.5)$$

Enquanto a variância mostra a dispersão dos dados, o desvio padrão é mais assertivo e dá a distância exata relativamente à média. O desvio padrão apresenta uma medida de dispersão em torno da média.

- **Coefficiente de variação**

A variância e o desvio padrão são medidas absolutas, sujeitas a observações discordantes, e estão dependentes das unidades das variáveis. Quando as unidades das variáveis são diferentes deve-se utilizar uma medida de dispersão relativa como o coeficiente de variação.

O coeficiente de variação é útil para a compreensão do grau de concentração em torno das médias, de distribuição de frequências distintas. É calculado pela relação entre o desvio padrão e a média, conforme se pode verificar na Equação 3.6.

$$Cv = \left(\frac{s}{\bar{x}}\right) \times 100 \quad (3.6)$$

onde:

Cv – coeficiente de variação;

σ – desvio padrão;

\bar{x} – média das observações.

- **Quartis**

O quartil é uma medida de tendência não central que divide a distribuição de frequência em quatro partes iguais. O primeiro quartil é o valor em que o número de observações para valores inferiores será de 25%, o segundo quartil corresponde à mediana e o terceiro quartil é o valor em que o número de observações para valores inferiores será de 75%.

3.2.3 Medida de Associação

As medidas de associação analisam o grau de relação entre as variáveis, ou seja, medem o grau de relacionamento linear entre os valores de ambas as variáveis. Neste trabalho será abordado apenas o coeficiente de correlação linear cuja relação entre duas variáveis é descrita pela seguinte equação:

$$Y = a + mX + b \quad (3.7)$$

onde:

Y – variável dependente;

X – variável independente;

b – variável do tipo residual;

a – constante: interseção da reta com o eixo vertical;

m – constante: declive da reta.

3.3 Estatística Circular Descritiva

Na estatística circular as direções num plano são representadas como vetores, ou o equivalente a pontos num círculo unitário. Existem duas formas de representar estas direções: com ângulos e com números complexos. Isto é, cada ponto no círculo pode ser representado por um ângulo ou por um número complexo Z , conforme ilustrado pela Equação 3.8 e pela Figura 3.2 (MARDIA; et al, 1999) .

$$x = (\cos\theta, \sin\theta)^T \quad (3.8)$$

$$Z = e^{i\theta} = \cos\theta + i \sin\theta \quad (3.9)$$

À semelhança da estatística linear, a estatística circular também é composta por medidas de localização, medidas de concentração e dispersão e ainda por momentos trigonométricos, sendo que, apenas serão apresentadas as medidas de localização e dispersão. Estas características descritivas serão apresentadas nos subcapítulos seguintes (MARDIA; et al, 1999; JAMMALAMADAKA; et al, 2001).

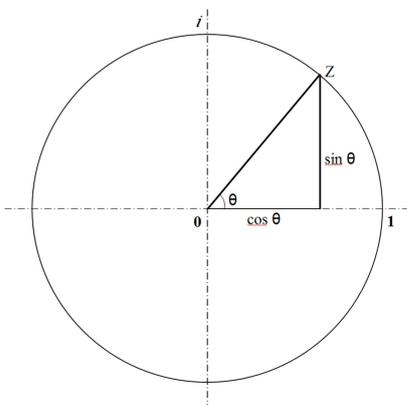


Figura 3.2 – Círculo trigonométrico.

As medidas de localização circular permitem o cálculo das observações dominantes, representadas no círculo através do cálculo da direção média e mediana.

As medidas de dispersão circular permitem verificar como a amostra se distribui pelo círculo unitário. Tendo como base a estatística linear temos também o comprimento resultante médio, a variância circular, o desvio padrão circular e a dispersão circular.

3.3.1 Medidas de Localização Circular

- **Direção Média**

Considerando os vetores unitários x_1, x_2, \dots, x_n definidos pelos ângulos $\theta_i, i = 1, \dots, n$. A direção média $\bar{\theta}$ de $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n$ é a direção resultante da soma dos vetores unitários x_1, x_2, \dots, x_n . Sendo as coordenadas cartesianas de x_j descritas por $(\cos \theta_j, \text{sen } \theta_j)$ para $j = 1, \dots, n$ onde:

$$\bar{C} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \cos \theta_j \quad (3.10)$$

$$\bar{S} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \text{sen } \theta_j \quad (3.11)$$

Assim, a direção média $\bar{\theta}$ é a solução das seguintes relações trigonométricas (para $\bar{R} > 0$):

$$\cos \bar{\theta} = \frac{\bar{C}}{\bar{R}} \quad (3.12)$$

$$\text{sen } \bar{\theta} = \frac{\bar{S}}{\bar{R}} \quad (3.13)$$

Onde, o comprimento resultante médio \bar{R} é calculado por:

$$\bar{R} = \sqrt{\bar{C}^2 + \bar{S}^2} \quad (3.14)$$

A direção circular do vetor $\bar{\theta}$ é determinada da seguinte forma:

$$\bar{\theta} = \begin{cases} \tan^{-1} \frac{\bar{S}}{\bar{C}}, & \bar{C} > 0 \wedge \bar{S} \geq 0 \\ \frac{\pi}{2}, & \bar{C} = 0 \wedge \bar{S} > 0 \\ \tan^{-1} \frac{\bar{S}}{\bar{C}} + \pi, & \bar{C} < 0 \\ \tan^{-1} \frac{\bar{S}}{\bar{C}} + 2\pi, & \bar{C} \geq 0 \wedge \bar{S} < 0 \\ \text{indefinido}, & \bar{C} = 0 \wedge \bar{S} = 0 \end{cases} \quad (3.15)$$

- **Direção Mediana**

A mediana, à semelhança da estatística linear; é uma medida localizada no centro de um conjunto de dados ordenados de uma amostra, a mediana é o valor que divide equitativamente os elementos da amostra. Então, a direção mediana circular $\bar{\theta}$ de uma amostra com ângulos $\theta_1, \dots, \theta_n$ é qualquer ângulo ϕ tal que:

- Metade dos pontos da amostra estão compreendidos no arco $[\phi, \phi+\pi]$;
- A maioria dos pontos da amostra estão mais próximos de ϕ do que de $\phi+\pi$.

De salientar que quando o número da quantidade de dados recolhidos for ímpar, a direção mediana será a observação que divide a metade superior da inferior, da amostra. Quando o valor for par, então a direção mediana será o valor médio aritmético dos dois pontos adjacentes que dividem a metade superior da inferior, da amostra.

3.3.2 Medidas de Dispersão Circular

- **Comprimento Resultante Médio**

A Equação 3.16 mostra como se calcula o comprimento resultante médio \bar{R} . Este é uma medida de concentração dos dados de uma dada amostra e a mais importante medida de dispersão.

Como o círculo é unitário, então $\vec{x}_1, \vec{x}_2, \dots, \vec{x}_n$ são vetores unitários logo têm-se que:

$$0 \leq \bar{R} \leq 1 \quad (3.16)$$

de enaltecer que:

- Quando os ângulos $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n$ se encontram agrupados o valor de \bar{R} será próximo de 1;
- Quando os ângulos $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n$ se encontram dispersos o valor de \bar{R} será próximo de 0;
- Quando os ângulos se apresentarem da seguinte forma $\theta_1, \dots, \theta_n, \theta_1+\pi, \dots, \theta_n+\pi$ o valor de \bar{R} será igual a 0.

Note-se que, quando $\bar{R} \simeq 0$ não significa que os valores observados se encontrem dispersos ao longo do círculo unitário.

- **Variância Circular**

Para fins de comparação entre dados lineares é útil considerar medidas de dispersão dos dados circulares. A mais simples destas é a variância da amostra circular definida como:

$$V = 1 - \bar{R}, \quad 0 \leq V \leq 1 \quad (3.17)$$

- **Desvio Padrão Circular**

A medida de dispersão de uma amostra relativamente ao seu valor esperado ou média é o desvio padrão, sendo, na esfera da estatística circular, definido pela Equação 3.18:

$$v = \sqrt{-2 \ln(1 - V)} = \sqrt{-2 \ln \bar{R}}, \quad v \in [0, \infty[\quad (3.18)$$

Para valores pequenos de Variância, a equação é simplificada para a seguinte equação:

$$v = \sqrt{2V}, \quad v \in [0, \infty[\quad (3.19)$$

3.4 Representações Gráficas

A representação gráfica de dados estatísticos tem como propósito expor os dados, permitindo obter de uma forma rápida as primeiras ilações. Para tal, é necessário que os gráficos sejam claros e percetíveis. O recurso aos gráficos para espelhar uma distribuição de frequências dos dados é

apanágio da estatística; porém, é preciso fazer uso dos gráficos mais ilustrativos para o tipo de informação a transmitir. O tipo de variável vai determinar o tipo do gráfico a utilizar (REIS, 1998).

Existem inúmeras tipologias gráficas mas neste capítulo vamos apenas abordar quatro: os cronogramas, os gráficos de dispersão, os boxplot e os gráficos circulares.

- **Gráfico de Linha**

Os gráficos de linha são formados por uma linha que conecta uma série de pontos de dados de duas variáveis. São os mais utilizados por serem de fácil execução e interpretação e são ideais para controlar alterações ao longo do tempo, identificar tendências e realizar comparações entre vários conjuntos de dados (REIS, 1998).

Como exemplo deste tipo de gráficos temos na Figura 3.3 um gráfico de linha composto pelas curva de potência de 9 turbinas eólicas, este gráfico é composto pela variável potência em função da variável velocidade do vento. Assim é possível, por exemplo, analisar e identificar quais as turbinas que estão com um desempenho superior ou inferior e em que regimes de velocidade do vento.

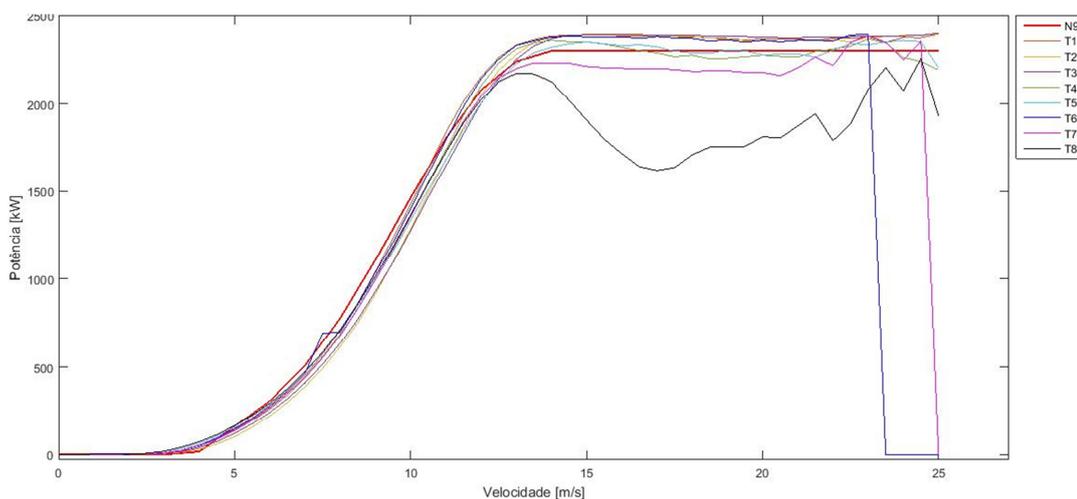


Figura 3.3 – Exemplo de um gráfico de linha.

- **Gráficos de Dispersão**

Os gráficos de dispersão são formados por pontos que representam um par de valores observados correspondentes a cada variável. Mostram uma relação de causa-efeito entre duas variáveis quantitativas, dentro da mesma medida de análise. Têm a função de verificar se existe alguma relação entre as variáveis e identificar a equação que descreve essa relação através do coeficiente de correlação linear (REIS, 1998).

Como exemplo demonstrativo vamos analisar os gráficos da Figura 3.4 supondo que em Y temos a produtividade dos operários e em X o resultado de um teste de aptidão dos operários efetuado durante o recrutamento.

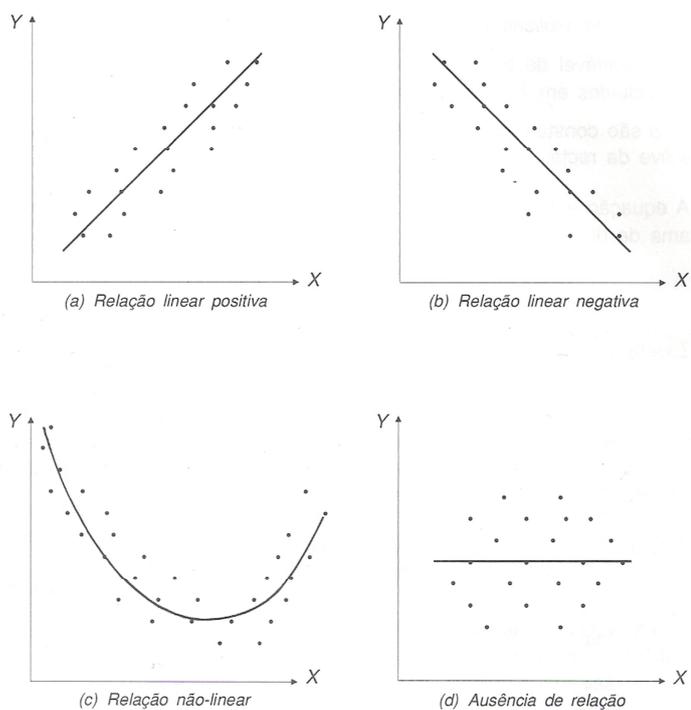


Figura 3.4 – Exemplo de um gráfico de dispersão (REIS, 1998) .

No gráfico (a) temos uma relação linear positiva e podemos verificar que existe uma relação estreita entre as 2 variáveis, deste modo torna-se agora possível efetuar previsões de produtividade de um candidato com base no resultado do teste de aptidão podendo incrementar a produtividade. O gráfico (b) tem uma relação linear é negativa, apesar da relação estreita,

significando que no exemplo colocado a relação da produtividade era inversa à do resultado dos testes. Os gráficos (c) e (d) não são lineares significando que não existe qualquer tipo de relação entre estas variáveis.

- **Boxplot**

Um Boxplot é formado por caixas, horizontais ou verticais, e pelos três quartis: o primeiro, a mediana e o terceiro. Apresentam várias informações em simultâneo que descrevem os aspetos importantes e característicos de um conjunto de dados como a mediana, a propagação, a simetria e possíveis valores incomuns (ou observações discordantes) (MONTGOMERY, 2002).

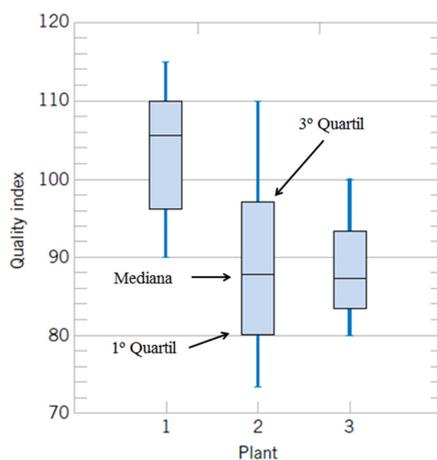


Figura 3.5 – Exemplo boxplot (adaptado de MONTGOMERY, 2002).

A Figura 3.5 apresenta um boxplot onde se pode analisar o índice de qualidade de fabricação de um produto em três fábricas distintas. Verifica-se, neste exemplo, que a fábrica 2 revela uma variabilidade acrescida, relativamente às outras fábricas que precisam de aumentar a sua prestação.

As observações discordantes de um boxplot são os valores atípicos de uma amostra e são identificados como os mais distantes da caixa e dos 1º e 3º quartil. Um ponto depois do 1º ou 3º interquartil mas a menos de 3 intervalos interquartil é designado como outlier e se estiver a mais de 3 intervalos interquartis é designado como outlier extremo, conforme indicado na Figura 3.6.

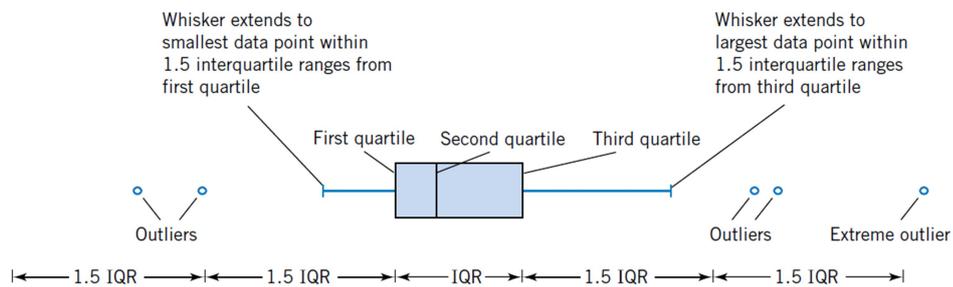


Figura 3.6 – Exemplo de observações discordantes de um boxplot (MONTGOMERY, 2002).

- **Gráfico Polar**

Os dados circulares observados podem ser representados graficamente num gráfico circular, onde as observações são retratadas como pontos no perímetro do círculo e também podem ser reflectidos em diagramas rosa circulares, conforme exemplificado na Figura 3.7. No caso de estudo presente no próximo capítulo foram utilizados diagramas de rosa circulares com uma e duas variáveis onde as classes que constituem o gráfico são compostas pela direção do vento.

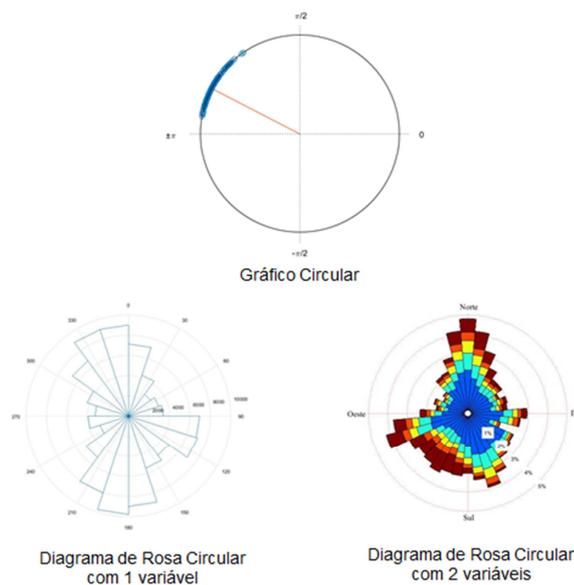


Figura 3.7 – Exemplos de gráficos circulares.

CAPÍTULO IV – Caso de Estudo

Neste capítulo é apresentado o caso de estudo e respetivos resultados. Inicialmente efetua-se uma descrição do parque em estudo e o modelo da turbina instalada, segue-se uma análise dos dados para posteriormente se proceder à realização do caso de estudo.

4.1 Caracterização do Parque Eólico

Os parques eólicos são constituídos por um conjunto de turbinas eólicas, concentradas num dado local em território terrestre ou marítimo. Olhando para o mundo temos como exemplo desta diversidade de localização para estas plataformas geradoras de energia o parque eólico do Alto do Minho, localizado em Portugal continental, e o parque eólico London Array, localizado no Mar do Norte.

Em Portugal, a construção de parques eólicos começou nos arquipélagos, inicialmente na Madeira, na ilha de Porto Santo, em 1986 e dois anos depois nos Açores, na ilha de Santa Maria; seguidamente, deu-se um crescimento exponencial de parques eólicos em Portugal, até que em 2006 o país já tinha uma boa contribuição na produção mundial de energia eólica (E2P, 2017).



Figura 4.1 – Parques eólicos em Portugal (E2P, 2017).

Portugal tem 256 parques eólicos espalhados por todo o território, conforme mostra a Figura 4.1, mas é no seio da Serra da Freita, conselho de Arouca, distrito de Aveiro, que se encontra o parque eólico em estudo, o parque eólico da Freita (E2P, 2017).

4.1.1 Parque Eólico da Serra da Freita

O Parque Eólico da Freita conta com 18,4 Mega Watts de energia distribuídos por 8 turbinas Nordex N90/2300 e encontra-se em produção desde 2006. A Tabela 4.1 apresenta as características técnicas do parque (IBERWIND, 2014).

Parque Eólico da Freita	
Número de Turbinas Eólicas	8
Tensão de Ligação à Rede	62 kV
Emissões de CO ₂ Evitadas	22.662 ton
Produção Anual Estimada	40 GWh

Tabela 4.1 – Características do parque eólico da Freita (IBERWIND, 2014).

As turbinas encontram-se instaladas em altitudes semelhantes, não havendo grande discrepância entre elas (entre os 1030 e 1093 metros de altitude), como se verifica na Tabela 4.2. No plano horizontal as turbinas encontram-se distanciadas entre os 305 e 470 metros, no entanto, existe uma distância elevada entre a Turbina 4 e 5 no valor de 1500 metros. Esta distância de um quilómetro e meio fomenta a olho nu, como se pode verificar nos próximos parágrafos, a presença de dois grupos de turbinas.

Caracterização Espacial das Turbinas			
Turbinas	Altitude [m]	Turbinas	Distância [m]
1	1076	1 – 2	371
2	1090	2 – 3	471
3	1090	3 – 4	333
4	1093	4 – 5	1500
5	1092	5 – 6	435
6	1080	6 – 7	469
7	1030	7 – 8	305
8	1080		

Tabela 4.2 – Distâncias verticais e horizontais das turbinas (GONÇALVES, 2015).

As turbinas estão dispostas de acordo com a silhueta da serra formando os dois grupos distintos referidos. Um primeiro grupo de turbinas, localizado mais a oeste, composto pelas Turbinas 1, 2, 3 e 4 e um segundo grupo, localizado mais a este, constituído pelas Turbinas 5, 6, 7 e 8. A Figura 4.2 ilustra, topograficamente, como estão distribuídas as turbinas pelo parque. Os dois grupos

identificados encontram-se ladeados pelos círculos verdes em que à esquerda está o primeiro grupo de turbinas e à direita o segundo.

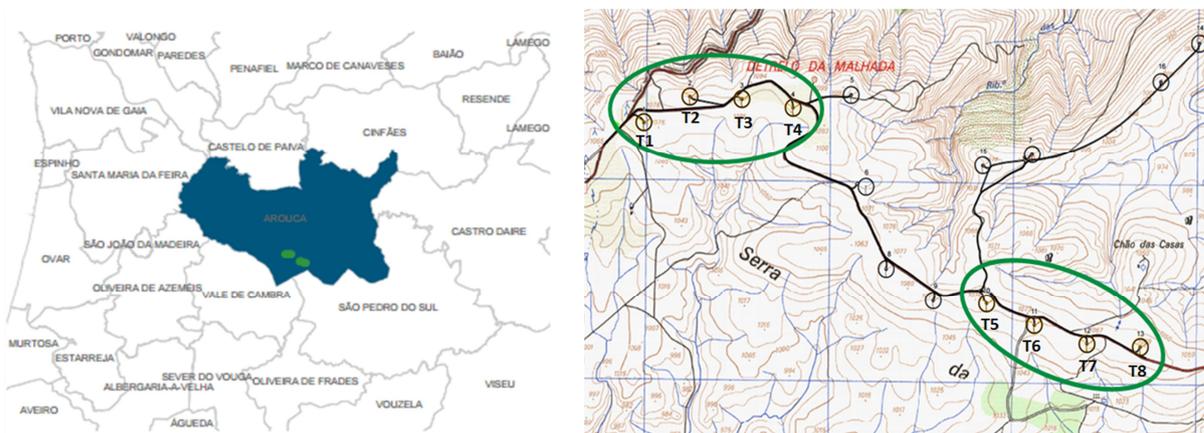


Figura 4.2 – Localização das 8 turbinas da Iberwind (IBERWIND, 2014).

4.1.2 Turbina Nordex N90/2300

Em 1985 foi criada na Dinamarca a empresa Nordex, com foco principal no aproveitamento da energia eólica e dedicou-se à produção de turbinas eólicas. Esta empresa é responsável pelo desenvolvimento e manufatura de variadas turbinas eólicas, incluindo a Turbina N90/2300.

De acordo com a ficha técnica da Turbina N90/2300, que se encontra no anexo A, a turbina é caracterizada por ter um rotor de 90 metros de diâmetro e uma potência nominal de 2300 kW, ideal para regiões com menor intensidade de vento.

Está munida com diversos sensores que potenciam o controlo autónomo da turbina, incluindo dois anemómetros e cata ventos. Estes sensores quando estão instalados permitem que a turbina consiga otimizar o seu rendimento energético, isto porque os sensores alimentam os sistemas: *pitch control* e *yaw control*. Como referido no segundo capítulo, o *pitch control* é o componente que coloca as pás no ângulo ideal de acordo com a velocidade do vento e o *yaw control* é responsável por colocar as pás perpendicularmente à direção do vento.

A nacelle foi desenhada para poder rodar livremente ao longo dos 360°, contudo, quando atinge os 400° a turbina é desligada e reposicionada entre os 0 e 360°, consoante a direção do vento.

As características técnicas da Turbina N90/2300, que veste o parque eólico da Freita, estão apresentadas na Tabela 4.3. Nesta tabela pode-se verificar que o intervalo de velocidade de atuação do rotor é de 9,6 a 16,8 rotações por minuto e também os respectivos valores característicos de operação: o valor aproximado dos limites de início de produção de energia (*Cut in*), a velocidade mínima do vento que corresponde à potência nominal (*Rated Velocity*) e a velocidade do vento em que a turbina se desliga (*Cut Out*).

Turbina N90/2300					
Fabricante	Nordex	Altura da Torre	80 m	Cut In	3 m/s aproximadamente
Potência Nominal	2.300 kW	Diâmetro Rotor	90 m	Rated Velocity	13 m/s
Velocidade do Rotor	9,6 – 16,8 [rpm]	Número de Pás	3	Cut Out	25 m/s
Peso Nacelle	97 ton	Peso Torre	52 ton	Peso Rotor	179 ton

Tabela 4.3 – Características Turbina N90/2300 (IBERWIND, 2014).

Através dos dados presentes na ficha técnica da turbina, que se encontra no anexo A, elaborou-se o gráfico apresentado na Figura 4.3, onde podemos ver a curva de potência característica da Turbina N90 e confirmar que os limites de operação da Turbina N90/2300 se encontram conforme referidos na Tabela 4.3.

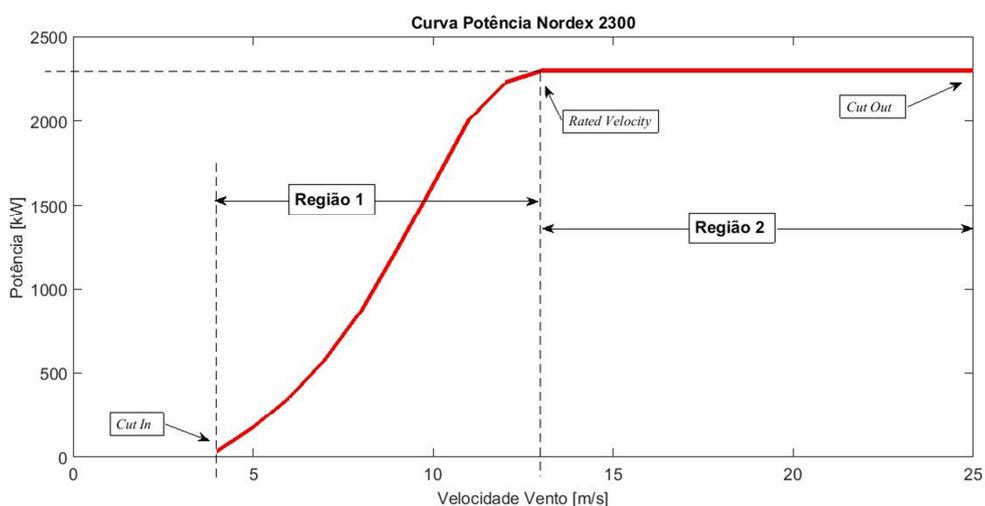


Figura 4.3 – Curva potência característica da Turbina N90/2300.

De lembrar que para velocidades superiores à velocidade de *Cut out*, 25 m/s, serão acionados automaticamente os travões hidráulicos.

4.2 Análise Preliminar dos Dados

O caso de estudo desta dissertação assenta na recolha de dados efetuada pelo sistema *Supervisory Control And Data Acquisition* (SCADA) do parque eólico da Freita durante os anos de 2011, 2012 e 2013. Estes dados foram recolhidos com uma frequência de amostragem de 10 minutos e contêm uma lista de informação heterogénea composta com os seguintes parâmetros:

- Velocidade do vento em metro por segundo [m/s];
- Direção da turbina em grau [°];
- Potência Ativa produzida em kilo Watt [kW];
- Velocidade de rotação do rotor em rotações por minuto [rpm];
- Temperatura exterior em graus Celsius [°C].

Para a realização da análise preliminar dos dados, e posteriormente do desenvolvimento do caso de estudo, o foco será a curva de potência e direção predominante do vento; pelo que, do leque de dados enunciados, vamos necessitar das seguintes observações: potência ativa, velocidade do vento e direção da turbina.

4.2.1 Potência Ativa

A potência ativa observada permite corroborar, pela análise do gráfico da Figura 4.4, que o parque da Freita é composto pelos dois conjuntos de turbinas referidos anteriormente. No gráfico verificam-se diferenças interquartis entre as primeiras quatro turbinas, que têm uma amplitude superior, às das últimas quatro, cuja amplitude interquartil é inferior. Também se verifica que o valor mediano de ambos os grupos de turbinas é ligeiramente diferente, pois no primeiro grupo de turbinas o valor é superior ao do segundo grupo. De referir ainda que a maioria das observações se encontram entre os 200 e os 1600 kW.

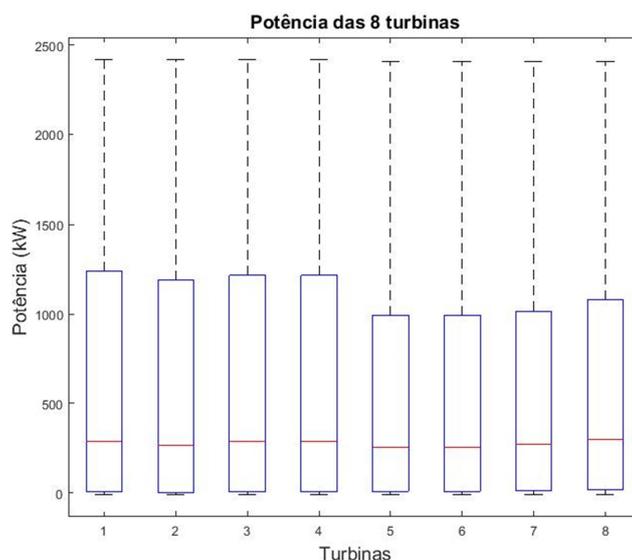


Figura 4.4 – Boxplot da potência ativa das 8 turbinas.

Relativamente à produção de energia, esta é mais elevada na Turbina 1, com uma produção total de 110098 kW, é menos elevada na Turbina 6 com um valor de 96517 kW e o valor da potência total observada (calculada pela soma da potência ativa de todas as observações) vai oscilando nas restantes turbinas, conforme se verifica na Tabela 4.4.

	Nº Observações	Mínimo	1ºQ.	Mediana	Média	3ºQ.	Máximo	Desvio Padrão	Total
T1	157824	-9.973	8.4102	290.3827	697.6043	1235.7	2418	827.0242	110098
T2	157824	-9.277	4.5251	287.4244	692.4886	1219.5	2419	827.5879	106996
T3	157824	-9.024	6.2992	289.0197	695.2717	1216.0	2420	831.2962	109636
T4	157824	-8.118	9.4502	278.4000	700.6800	1150.0	2414	824.4300	108384
T5	157824	-11.09	8.9371	264.2074	623.1453	1001.2	2410	764.2363	97677
T6	157824	-8.835	10.9630	255.5009	611.5489	974.1	2416	757.7068	96517
T7	157824	-8.934	10.3834	271.8222	614.8334	1016.0	2408	738.4685	97035
T8	157824	-8.803	16.2686	301.1938	617.6495	1079.8	2406	709.8293	97480

Tabela 4.4 – Resumo estatístico da potência ativa em kW.

Os valores mínimos da potência com valor negativo representam o consumo de energia da rede pelas turbinas. Este fenómeno acontece quando as turbinas se encontram paradas e, por exemplo, estão acionados os travões mecânicos ou devido ao funcionamento dos sistemas de

monitorização. Os máximos encontram-se todos acima do valor nominal, que é de 2300 kW, sendo na gama dos 2400 kW. Este fenómeno é atípico porque, no plano teórico, a potência observada não deve ser superior à potência teórica, mas este tópico não será abordado nesta dissertação tendo sido alvo de estudo por Gonçalves, 2015.

4.2.2 Velocidade do Vento

A velocidade do vento ao longo dos 3 anos de estudo tem valores expressivos entre os 5 e 11 m/s, esta gama corresponde a uma produção de energia, aproximadamente, entre os 200 e 1900 kW de acordo com a curva teórica da Turbina N90/2300.

A análise à Figura 4.5 permite verificar que existem observações acima dos 25 m/s (a velocidade máxima da turbina). Este número de observações é reduzido e poderá acontecer no intervalo de tempo em que os travões mecânicos estão a ser acionados, no entanto, mesmo depois de a turbina parar por ação dos travões, os anemómetros continuam a registar os dados do vento uma vez que o anemómetro pode estar a funcionar com o rotor da turbina parado.

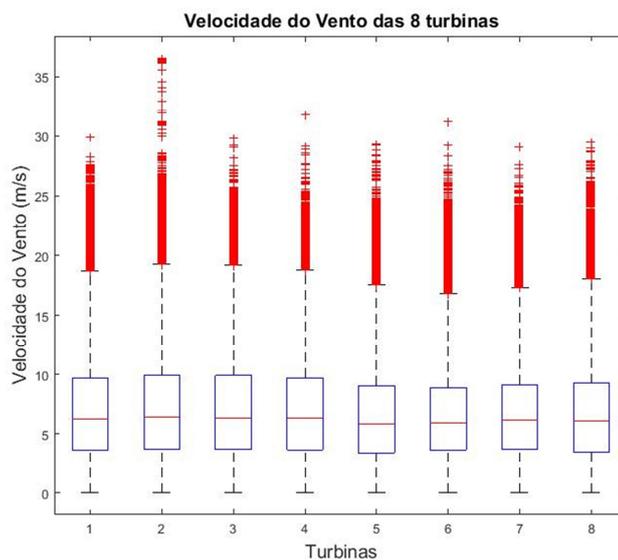


Figura 4.5 – Boxplot da velocidade do vento das 8 turbinas.

Na Tabela 4.5 temos exposto os dados estatísticos que nos revelam que os valores medianos reforçam a afirmação de que existem dois grupos diferentes de turbinas, no comportamento do

vento, e verifica-se uma diferença média de 0.6 m/s. As primeiras quatro turbinas têm uma mediana superior às Turbinas 5, 6, 7 e 8, a Turbina 6 tem o valor mediano mais baixo. O valor máximo de velocidades é de 25.9720 m/s, o mínimo é de 0.7964 m/s e os valores médios entre os 7.7 e 8.6 m/s. Estes valores são muito similares entre as 8 turbinas, significando que o parque não tem muitas condicionantes externas que possam implicar perdas de produção muito acentuadas.

	Nº Observações	Mínimo	1ºQ.	Mediana	Média	3ºQ.	Máximo	Desvio Padrão
T1	157824	0	3.5988	6.2120	6.9950	9.6420	29.916	4.2086
T2	157824	0	3.8499	6.5297	7.3387	10.021	36.564	4.3634
T3	157824	0	3.6966	6.3513	7.2217	9.9039	29.859	4.4099
T4	157824	0	3.6868	6.3091	7.1443	9.6601	31.778	4.2987
T5	157824	0	3.4315	5.9015	6.6896	9.0653	29.319	4.1325
T6	157824	0	3.6374	5.8897	6.6314	8.8895	31.233	3.8356
T7	157824	0	3.6808	6.1246	6.7598	9.1427	29.092	3.877
T8	157824	0	3.4402	6.0787	6.7310	9.2638	29.477	4.1091

Tabela 4.5 – Resumo estatístico da velocidade do vento em m/s.

4.2.3 Direção do Vento

Em relação à direção do vento registada no parque, pode-se verificar que a mediana se mantém com valores próximos entre as 8 turbinas, apesar das pequenas diferenças visíveis.

A Figura 4.6 é composta por um *boxplot* da direção do vento, onde se pode confirmar a constante presença da mediana no 3.º quadrante e a maioria das observações se encontrar entre os 100º e 300º, ou seja, o vento é oriundo de quase todas as direções.

De referir que todas as turbinas têm observações máximas acima dos 360º, como apresentado na Tabela 4.6, contudo, as turbinas terão sido automaticamente desligadas e retomado a produção ente os 0º e 360º, conforme referido na subsecção 2.4.7. Como o comprimento resultante médio está mais próximo do valor 0 do que de 1, pode-se constatar que as observações não estão concentradas numa direção, mas sim dispersas ao longo dos 360º.

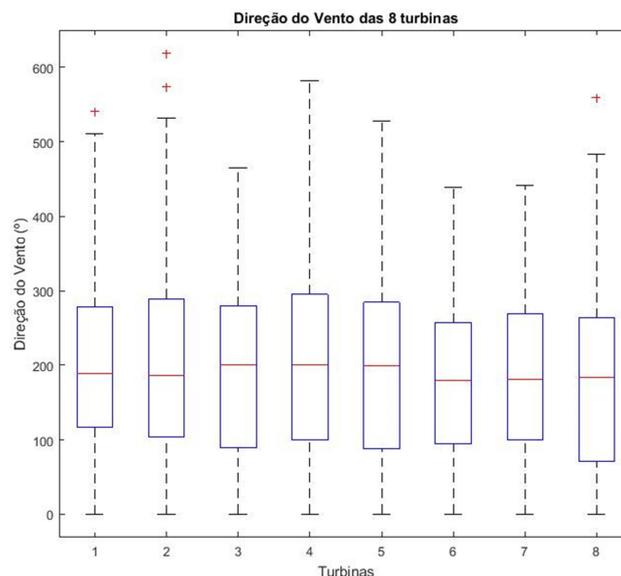


Figura 4.6 – Boxplot da direção do vento das 8 turbinas.

	Nº Observações	Mínimo	1ºQ.	Direção Mediana	Direção Média	3ºQ.	Máximo	\bar{R}	Desvio Padrão
T1	157824	0	117.24	188.14	217.76	278.69	542.23	0.09655	2.1623
T2	157824	0	107.88	188.21	259.35	292.13	618.33	0.02679	2.6905
T3	157824	0	89.898	200.27	310.89	279.85	465.19	0.10468	2.1245
T4	157824	0	100.98	200.66	291.51	295.5	582.21	0.13068	2.0174
T5	157824	0	89.682	199.71	318.1	285.37	528.22	0.12628	2.0343
T6	157824	0	94.397	179.92	193.98	257.57	438.53	0.05889	2.3799
T7	157824	0	99.591	181.12	187.54	269.46	441.47	0.06371	2.3467
T8	157824	0	71.061	183.78	340.86	264.3	560.09	0.09825	2.1542

Tabela 4.6 – Resumo estatístico da direção do vento em [°].

4.3 Estudo da Curva de Potência e da Direção do Vento

A curva de potência foi apresentada no segundo capítulo e reflete qual a potência gerada pela turbina para cada velocidade do vento, assim vai ser analisado em primeiro lugar nesta secção a curva de potência de cada turbina.

Relativamente à direção do vento das turbinas foi previamente identificado a sua direção mediana, porém, as turbinas são alimentadas pelo vento proveniente de várias direções. Com base

nesta conclusão e sendo o foco do trabalho analisar a influência que a direção do vento tem na curva de potência, inicia-se seguidamente à análise da curva de potência o estudo da direção do vento para se conseguir identificar as várias direções que poderão ter uma visibilidade mais marcante nas turbinas.

É de todo importante salientar que inicialmente foi realizada uma análise das curvas de potência das 8 turbinas, através dos dados obtidos ao longo dos três anos. Paralelamente analisou-se a ficha técnica da Turbina N90/2300 e constatou-se que o intervalo de velocidade de atuação do rotor se encontra entre as 9.6 rpm e 16.8 rpm. Assim, efetuaram-se novas curvas de potência mas com os dados referentes ao intervalo de velocidade do rotor, conforme será apresentado em 4.3.1.

De evidenciar ainda que, foi utilizada a mediana em vez da média na modelação das curvas de potência, por ser uma medida mais robusta de modo a garantir que os valores médios não eram influenciados por registos pontuais e atípicos, conseguindo-se uma representação de valores mais equitativa.

4.3.1 Curva de Potência

No início deste quarto capítulo foi apresentada a curva de potência característica da turbina Nordex N90/2300 que vai ser a referência para o estudo da curva de potência de cada turbina do parque eólico da Freita e será, doravante, designada por N90.

A Figura 4.7 é constituída pelo gráfico da curva de potência da Turbina 1 (a) e pelo gráfico da curva de potência da Turbina 1 com os dados filtrados pelo intervalo de atuação do rotor (b) mais a curva de potência da N90 a vermelho. Destes gráficos, e dos gráficos com a mesma comparação em cada turbina que se encontram no Anexo B, pode-se verificar que o filtro é responsável por uma limpeza de informação excedente (identificada pela figura a tracejado no gráfico [a]) e excluiu entre 21.9 e 24.88% dos dados em estudo, com uma média de 23.22% de dados eliminados. Estes valores são representativos da informação recolhida que não contribui para a produção de energia na gama de velocidade de rotação admissível porque, possivelmente, houve recolha de dados em condições meteorológicas ideais para a produção de energia, mas a turbina não entrou em funcionamento por diversas razões, como, por exemplo, ações de manutenção.

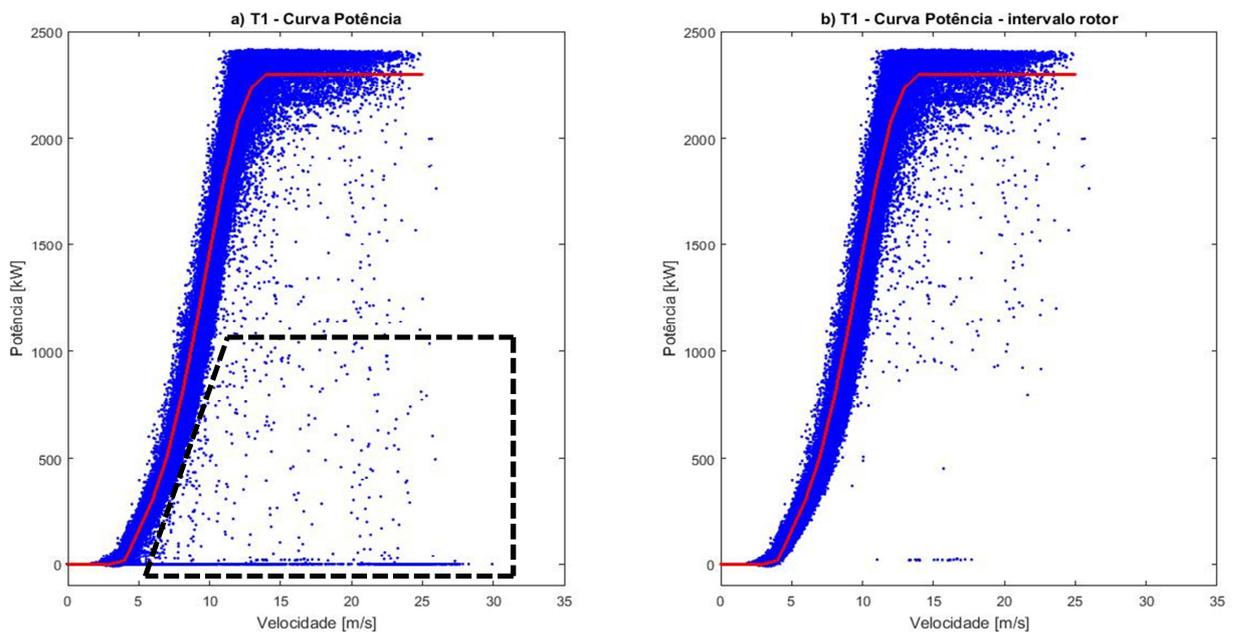


Figura 4.7 – Aplicação do filtro na curva potência T1.

Analisando ainda os gráficos realizados com os dados filtrados pelo intervalo de atuação do rotor (b), constantes no Anexo B, verifica-se a diferença de potência nos dois grupos de turbinas, as primeiras quatro turbinas têm um número de observações de valores de potência elevado entre os 2100 e 2300 kW em quase toda a gama de velocidades de vento da potência nominal, principalmente a Turbina 3 e 4. Estas turbinas também chegam aos valores da potência nominal com velocidades de vento mais baixas, aproximadamente 11 m/s.

As Turbinas 5, 6, 7 e 8 não registam produção de energia significativa a velocidades de vento entre os 22 e 25 m/s e atingem a potência nominal a velocidades próximas dos 12 m/s. A Turbina 8 tem valores fora dos parâmetros tradicionais porque a velocidades entre os 11 e 22 m/s produziu potência com valores entre os 1100 e 1800 kW em vez dos 2300 kW. Isto poderá significar, por exemplo, que no período em que as observações foram registadas esta turbina poderá ter sofrido ações de manutenção morosas, não ter sido tão utilizada como as outras turbinas ou ter tido alguma anomalia no sistema que levou a uma produção de potência baixa a velocidades superiores a 10 m/s. Também pode significar que estas turbinas são menos solicitadas o que significa que o primeiro grupo satisfaz em maioria as necessidades energéticas

solicitadas a este parque eólico. Estes valores também podem representar que a localização deste grupo de turbinas não é tão favorável relativamente à posição do primeiro grupo.

De salientar ainda que todas as turbinas, para toda a gama de velocidades, têm um intervalo de valores de potência onde se encontra inserida a curva de potência característica da N90, significando que não há comportamentos vistosos fora do desenho da curva característica, exceto a Turbina 8 como referido anteriormente.

	Nº Observações	Mínimo	1ºQ.	Mediana	Média	3ºQ.	Máximo	Desvio Padrão	Total
T1	121260	-9.973	165.1769	586.2381	906.0	1634.1	2418	837.7	109861
T2	116064	-9.277	178.0116	610.6284	919.7	1676.1	2419	838.6	106739
T3	119554	-8.925	172.7530	591.6540	914.6	1641.8	2420	843.3	109339
T4	120821	-8.118	162.7194	579.4512	894.8	1609.5	2414	829.9	108112
T5	120492	-11.09	152.8807	503.4885	808.9	1354.7	2410	780.9	97468
T6	122196	-8.835	146.6516	472.7984	788.2	1307.0	2416	776.2	96313
T7	121485	-8.934	159.0150	513.0508	797.0	1341.2	2408	750.8	96819
T8	123262	-8.803	169.6741	542.2985	789.3	1330.2	2406	714.1	97292

Tabela 4.7 – Resumo estatístico da potência ativa em kW com aplicação do filtro.

As Tabelas 4.4 (presente no Subcapítulo 4.2.1) e 4.7 representam os valores estatísticos dos gráficos elaborados com os dados completos e com os dados filtrados pelo intervalo de atuação do rotor, respetivamente. Destas tabelas pode-se verificar que a aplicação do filtro proporciona valores médios da potência, da mediana e do desvio padrão mais elevados, sendo que os registos máximos e mínimos se mantêm.

Ambas as tabelas exibem o valor total da potência produzida por cada turbina e confrontados estes valores assevera-se que a diferença da potência ativa produzida é bastante residual, correspondendo a 0.2%. Assim, apura-se que o filtro aplicado não tem um impacto significativo nos valores da potência ativa, significando que a aplicação do filtro não irá influenciar os resultados do caso de estudo.

A Figura 4.8 é a representação das curvas de potência de cada turbina, construída através da mediana, incluindo a curva de potência da N90, e encontram-se em pormenor nas Figuras B.17 a

B.19 do Anexo B. Numa primeira análise é perceptível que na região 1 todas as turbinas têm a curva de potência próxima da curva de referência e que as 8 turbinas entram em produção entre os 3 e 4 m/s, mais cedo que a N90 e com valores de potência superiores, porém, aos 5 m/s todas as turbinas apresentam valores de potência inferiores à N90, conforme se pode verificar na Figura B.17 do Anexo B. Na Figura B.19 do Anexo B verifica-se que a região 1 tem um ponto de viragem, ou seja, a região 1 a partir dos 5 m/s é dominada pela N90 sendo que no ponto de viragem localizado entre os 10 e 14 m/s, dependendo de turbina para turbina, as turbinas começam a produzir energia acima dos valores da N90. De salientar que as Turbinas 7 e 8 a partir dos 5 m/s estão sempre abaixo da N90.

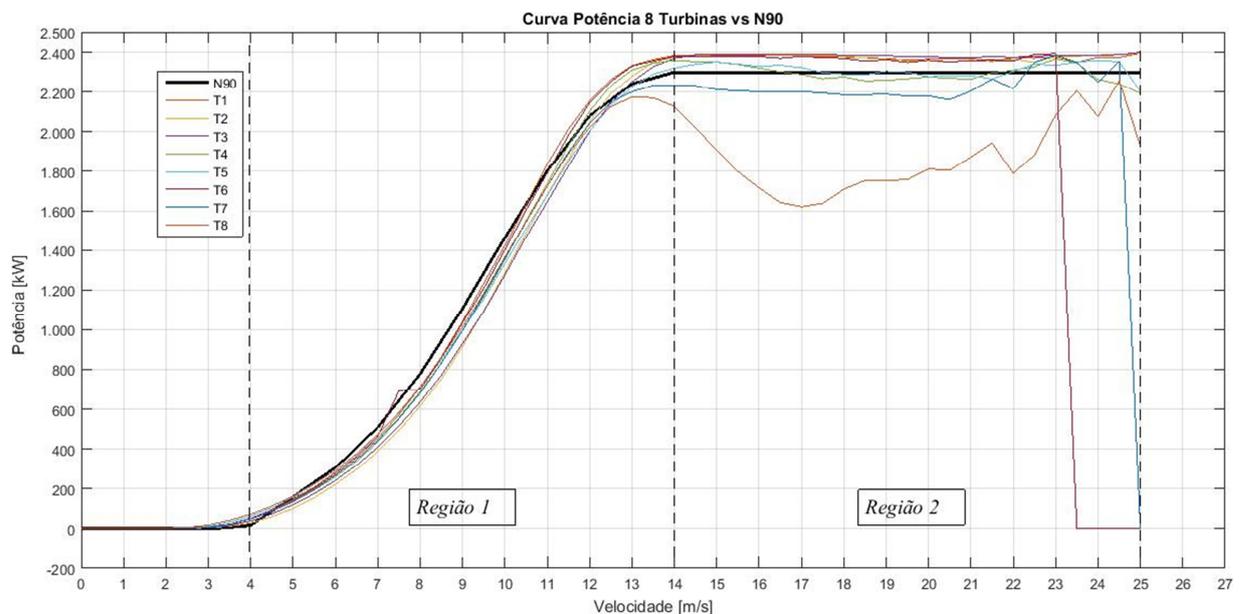


Figura 4.8 – Curvas de potências das 8 turbinas vs N90.

Na região 2 verifica-se que a maioria das turbinas consegue valores acima dos 2300 kW, com exceção das Turbinas 7 e 8 que se encontram com valores bastante irregulares e as Turbinas 4 e 5 que interseccionam por duas vezes os valores de referência da N90, conforme se verifica mais em pormenor na Figura B.18 do Anexo B. Também se pode considerar que a região 2, a região da potência nominal, começa aos 14 m/s, porque é quando as Turbinas 1, 2, 3, 4, 5, 6 e 7 estabilizam o valor da potência, e vai até aos 25 m/s, exceto nas Turbinas 6 e 7 por falta de observações a velocidades de 23 e 24,5 m/s.

Para melhor se perceber o comportamento de cada turbina em particular comparativamente com os valores de referência, Turbina N90, foram desenhados gráficos para cada turbina como o representado na Figura 4.9 para a Turbina 1. Foram, realizados *boxplot* para as turbinas do parque eólico da Freita e representado a preto está a curva de potência da Turbina N90, todos os gráficos estão no Anexo B. Para a realização dos *boxplot* foi definido um intervalo de 0.5 m/s para definir as classes de velocidades e encontrar os valores de potência correspondentes, por exemplo, os valores de potência para a velocidade de 10 m/s foram são referentes ao intervalo de velocidades de vento entre os 9.75 e os 10.25 m/s.

A análise aos gráficos fortalece e corrobora que todas as turbinas na região 1 se encontram abaixo da N90. Já na região 2 da Turbina 1 à Turbina 5 estão todas acima do valor de referência enquanto a 6, 7 e 8 estão muito abaixo. A transição da fase com valores de potência inferiores para superiores, referente à N90, ocorre entre os 10,5 e 13 m/s. Também se verificam as velocidades balizadoras referidas das regiões 1 e 2.

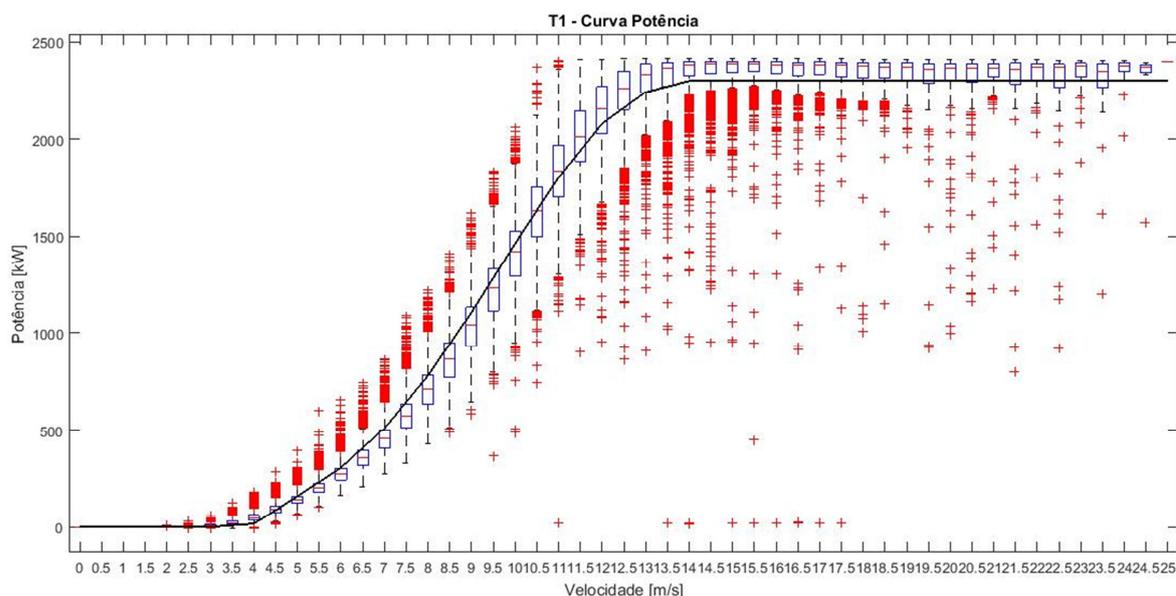


Figura 4.9 – Curva Potência Turbina1 vs N90.

Relativamente aos valores de potência nominal é importante salientar que nas Turbinas 1, 2, 3 e 6 não é só a mediana que se encontra acima dos 2300 kW (valor de referência do fabricante), em

toda a gama de classes de velocidade do vento da região 2, mas sim mais de 50% das observações.

4.3.2 Direção Predominante

A utilização dos dados da direção do vento permitiu a elaboração de gráficos circulares, compostos pela frequência de observações de cada setor circular. Nestes gráficos podemos verificar o comportamento do vento e a respetiva direção predominante.

As Figuras 4.17 a 4.21 espelham o comportamento do vento neste parque eólico e nestes gráficos os pontos cardeais têm a seguinte relação com a direção do vento:

- Norte - corresponde aos 0°;
- Este - corresponde aos 90°;
- Sul - corresponde aos 180°;
- Oeste - corresponde os 270°.

Inicialmente, foram elaborados gráficos onde se verifica a produção de energia e a intensidade do vento em cada direção. A Figura 4.17 mostra dois gráficos criados para a Turbina 1 onde se confirma que há produção de energia e velocidade do vento em todas as direções e dentro de todas as classes de valores destes parâmetros.

O anexo C é composto pelos gráficos da Turbina 1 constantes na Figura 4.10 e por gráficos semelhantes para as restantes turbinas do parque eólico da Freita. Destes gráficos pode-se verificar que o comportamento do vento em cada turbina, comprova, mais uma vez, a ideia de que o parque eólico pode ser dividido em dois grupos de turbinas, tal como tem sido referido.

O primeiro grupo de turbinas, numa análise geral, é influenciado por ventos provenientes do Norte, Este e Sul, contudo, a Turbina 1 é afetada por ventos de Noroeste, Nordeste e Sul. O segundo grupo de turbinas tem ventos provenientes pelos quatro quadrantes, excepto a Turbina 5 que é visivelmente afetada por ventos do Nor-noroeste, Este e Sudoeste. De destacar que em todas as turbinas não se verifica um registo de vento muito significativo do quadrante correspondente à posição da turbina mais próxima, por exemplo, a nordeste da Turbina 1

encontra-se a Turbina 2 e verifica-se que na Turbina 1 não há um registo muito significativo de vento proveniente desta direção.

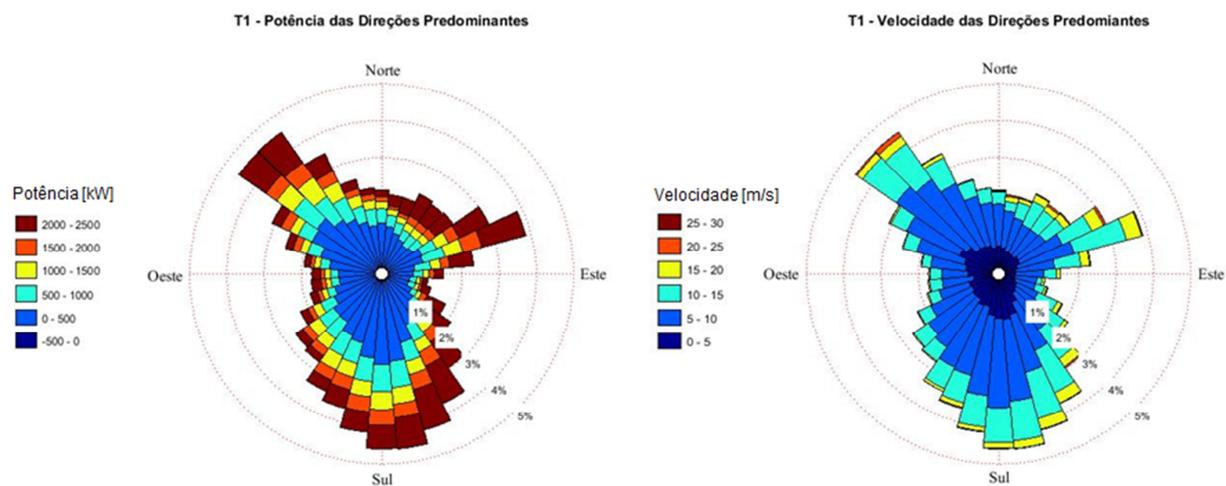


Figura 4.10 – Potência e velocidade nas direções do vento da T1.

Relativamente à velocidade do vento verifica-se que quando é superior a 15 m/s temos valores de potência superiores a 2000 kW, em todas as turbinas, e também se pode verificar que o registo de ventos com maior intensidade se encontram no 3º quadrante, em todas as turbinas exceto a Turbina 1.

A Tabela 4.8 materializa em números o comportamento direcional do vento nas oito turbinas, focando os parâmetros estatísticos mais relevantes pode-se concluir que o vento provém de várias direções distintas, uma vez que o comprimento resultante médio é próximo de 0, e pela análise da direção mediana verifica-se uma predominância no 3º quadrante (definido pelos ventos de Sul a Oeste).

Relativamente ao número de observações a Turbina 2 tem um menor registo e a Turbina 8 tem um maior registo, sendo que a diferença corresponde a 5.8 % o que não é significativo. No que concerne à assimetria, a diferença entre a direção mediana e a direção média, verifica-se todas as turbinas têm observações assimétricas, no entanto, as Turbinas 2 e 7 apresentam a menor diferença e as Turbinas 5 e 8 a maior diferença, significando que as Turbinas 5 e 8 têm uma assimetria maior e mais observações discordantes.

	N° Amostra	Mínimo	1°Qu.	Direção Mediana	Direção Média	3°Qu.	Máximo	\bar{R}	Desvio Padrão
T1	121260	0.001100	115.4852	186.7226	211.7481	281.7397	359.9990	0.0829	2.2319
T2	116064	0.000250	111.4441	187.3351	191.4194	287.8506	419.7509	0.0468	2.4750
T3	119554	0.001000	100.7747	200.8343	286.2870	268.5747	359.9989	0.0708	2.3010
T4	120821	0.003400	107.0322	201.7901	262.2038	296.0770	359.9993	0.0979	2.1560
T5	120492	0.000298	95.0841	200.9398	300.9146	285.7450	359.9981	0.0815	2.2394
T6	122196	0.005550	95.2386	182.7141	208.6010	257.6401	359.9999	0.0476	2.4682
T7	121485	0.000840	101.4587	182.3555	192.1421	271.0869	439.2332	0.0512	2.4377
T8	123262	0.0016	76.6087	197.9448	310.9752	265.0481	560.0884	0.0836	2.2279

Tabela 4.8 – Resumo estatístico da direção predominante com os dados filtrados.

Após análise das turbinas, e com o objetivo de determinar as direções predominantes em cada turbina, é necessário proceder ao desenho das direções predominantes. Na Figura 4.10 foram utilizadas 42 classes de observações mas para ter as direções predominantes mais destacadas foram criados novos gráficos mas com 20 classes de observações, uma vez que a redução do número de classes de observações evidencia mais as direções predominantes. Assim, conseguiu-se fazer destacar as zonas onde o vento tem mais incidência.

Para definir as direções do vento que mais se destacam em cada turbina foram tipificados três critérios:

- O “critério dos 3%” - procura excluir as classes de observações que não atinjam o número de observações mínimo, excluindo observações sem peso suficiente para o estudo;
- O “critério da moda” - procura separar as direções predominantes encontrando uma classe de observações que se sobressaia. A direção predominante será composta por essa classe juntamente com as que estejam à sua direita e esquerda, tentando manter o mesmo número de classes;
- O “critério dos 35%” - procura ter um sentido mais conservador, onde a direção predominante não pode ultrapassar as 7 classes de observações, que corresponde a 35% das classes, este critério procura limitar a amplitude das direções predominantes.

Foram elaborados novos gráficos circulares com as direções predominantes, identificadas com cores distintas, em cada turbina, conforme se pode verificar nas Figuras 4.11 a 4.14. As cores para diferenciar as direções foram escolhidas ao acaso e tipificou-se que o branco corresponde às direções que não cumprem com os três critérios e as restantes cores identificam as direções que cumprem com os três critérios.

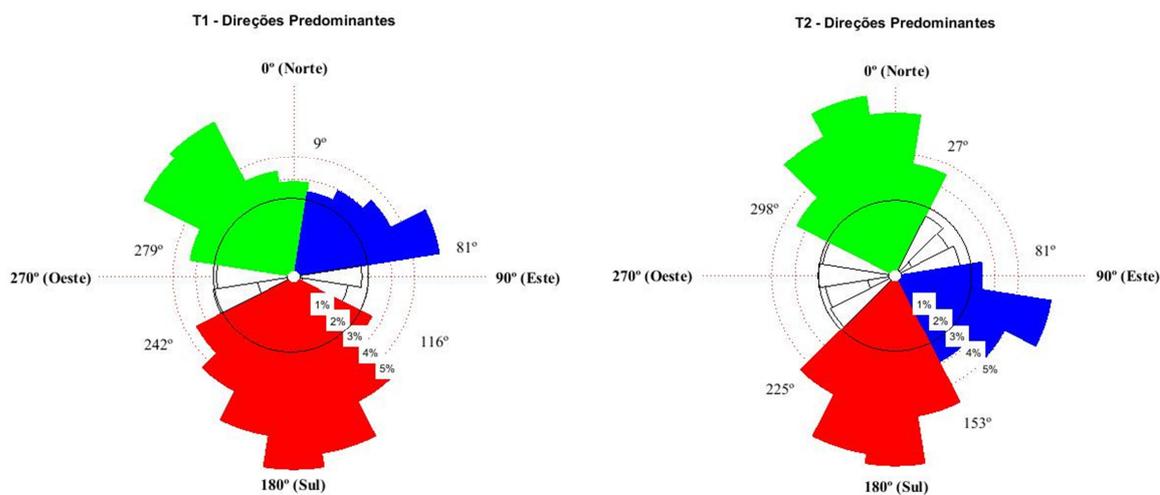


Figura 4.11 – Direções Predominantes T1 e T2.

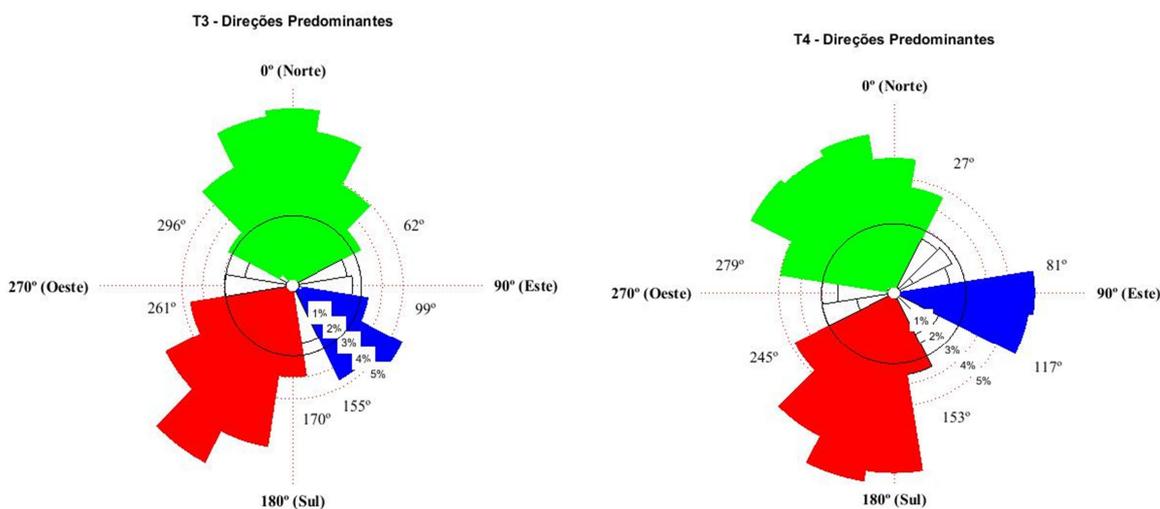


Figura 4.12 – Direções Predominantes T3 e T4.

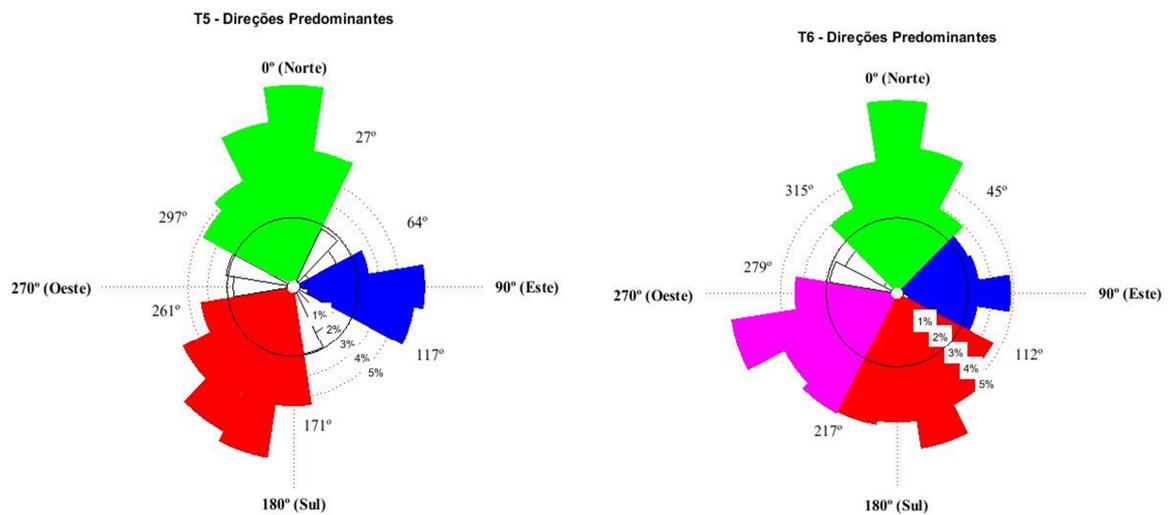


Figura 4.13 – Direções Predominantes T5 e T6.

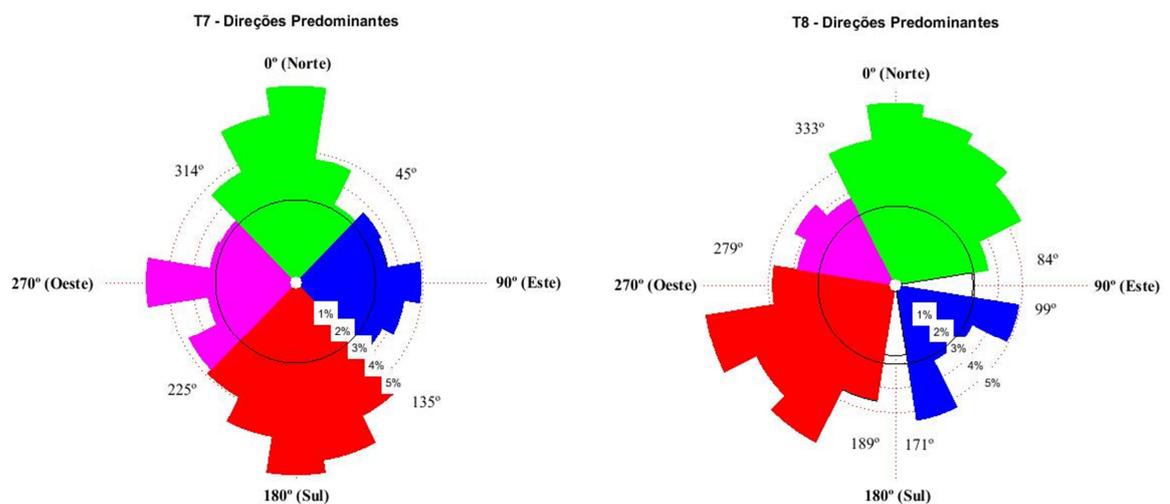


Figura 4.14 – Direções Predominantes T7 e T8.

Analisando os gráficos circulares destas figuras podemos constatar que nas Turbinas 1, 2, 3, 4 e 5 temos sempre 3 direções predominantes, contrariamente às Turbinas 6, 7 e 8 que têm 4 direções predominantes. Significando que as Turbinas 6, 7 e 8 recebem vento, com intensidade notável, proveniente de 4 direções. De referir ainda que as direções predominantes desenhadas têm

observações muito acima dos 5%, o que equivale a um número de observações acima das 6 mil por cada classe.

No anexo D encontra-se uma tabela que contém o resumo estatístico de cada gráfico das Figuras 4.11 à 4.14, assim como a informação da Tabela 4.9, e uma figura com a distribuição das turbinas pelo parque eólico da Freita com as direções predominantes identificadas. Pela análise das tabelas podemos concluir que o comprimento resultante médio tem valores próximos de 1, indicando, naturalmente, que os valores não se encontram dispersos. O número de observações em cada direção encontra-se entre os 14774 e os 51722 significando que existe uma grande diferença de leituras registadas em cada direção. Na potência total produzida também se encontram grandes diferenças entre cada direção pois existem valores entre os 1090 e os 5037 kW. Pela análise da figura podemos concluir que as direções predominantes estão todas fora da ação das turbinas adjacentes.

Na Tabela 4.9 encontra-se o resumo das direções de cada turbina e a respetiva correspondência cardeal. De salientar as predominâncias de Este, Sul e Norte e uma vez que nas Turbinas 6, 7 e 8 não é, de todo, possível verificar direções predominantes visivelmente destacadas, foram excluídas do caso de estudo. Portanto, de agora em diante serão analisadas única e exclusivamente as Turbinas 1, 2, 3, 4 e 5.

	(AZUL)		(VERMELHO)		(VERDE)		(ROXO)	
	Graus (°)	Ponto Cardeal	Graus (°)	Ponto Cardeal	Graus (°)	Ponto Cardeal	Graus (°)	Ponto Cardeal
T1	9 - 81	Nordeste	116 - 242	Sul	279 - 9	Noroeste	N/A	N/A
T2	81 - 153	Este-sudeste	153 - 225	Sul	298 - 27	Nor-noroeste	N/A	N/A
T3	99 - 155	Sudeste	170 - 261	Sudoeste	296 - 62	Norte	N/A	N/A
T4	81 - 117	Este	153 - 245	Sul-sudeste	279 - 27	Noroeste	N/A	N/A
T5	64 - 117	Este	171 - 261	Sudoeste	297 - 27	Nor-noroeste	N/A	N/A
T6	45 - 112	Este	112 - 217	Sul-sudeste	315 - 45	Norte	217 - 279	Oeste-sudoeste
T7	45 - 135	Este	135 - 225	Sul	314 - 45	Norte	225 - 314	Oeste
T8	99 - 171	Sudeste	189 - 279	Oeste-sudoeste	333 - 84	Nor-nordeste	279 - 333	Noroeste

Tabela 4.9 – Direções predominantes das 8 turbinas.

4.4 Curvas de Potência das Direções Predominantes

Após a análise preliminar de cada turbina, seguida da identificação das direções predominantes, é agora necessário proceder à análise exaustiva das três direções identificadas em cada turbina. Para tal, é necessário efetuar novas curvas de potência para cada direção comparando-as com a curva de potência da própria turbina, assim, as Turbinas 1, 2, 3, 4 e 5 foram analisadas separadamente, e ao pormenor, em ambas as regiões da curva de potência. Relembro que nos gráficos apresentados foi utilizada a mediana em vez da média, novamente, com o intuito de garantir maior robustez, conforme explicado anteriormente.

Inicialmente foram analisadas, em separado, as curvas de potência de cada direção predominante comparativamente à curva de potência da própria turbina, através dos gráficos que se encontram no Anexo E onde é possível concluir que cada direção deixa a sua marca em ambas as regiões da curva de potência, definidas no segundo capítulo. A Figura 4.15 a 4.17 são exemplos destes gráficos em que se compara a curva de potência da direção predominante (identificada a vermelho) com a curva de potência da própria Turbina 1 (representada a azul) e verifica-se, para a Turbina 1, que a direção Noroeste preenche a região 1, a direção Sul preenche ambas as regiões e a direção Nordeste preenche de forma menos significativa ambas as regiões.

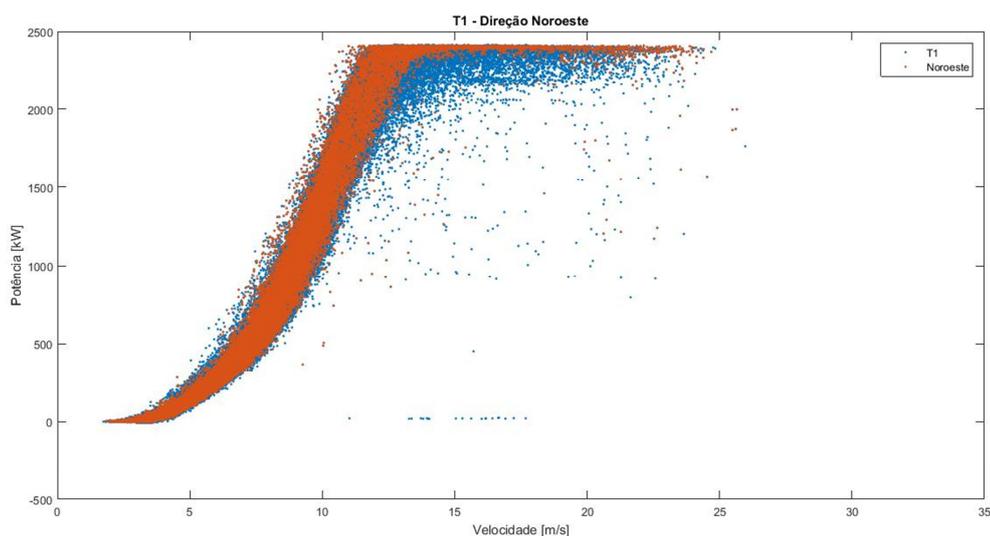


Figura 4.15 – Curva Potência da direção Noroeste e para todas as direções T1.

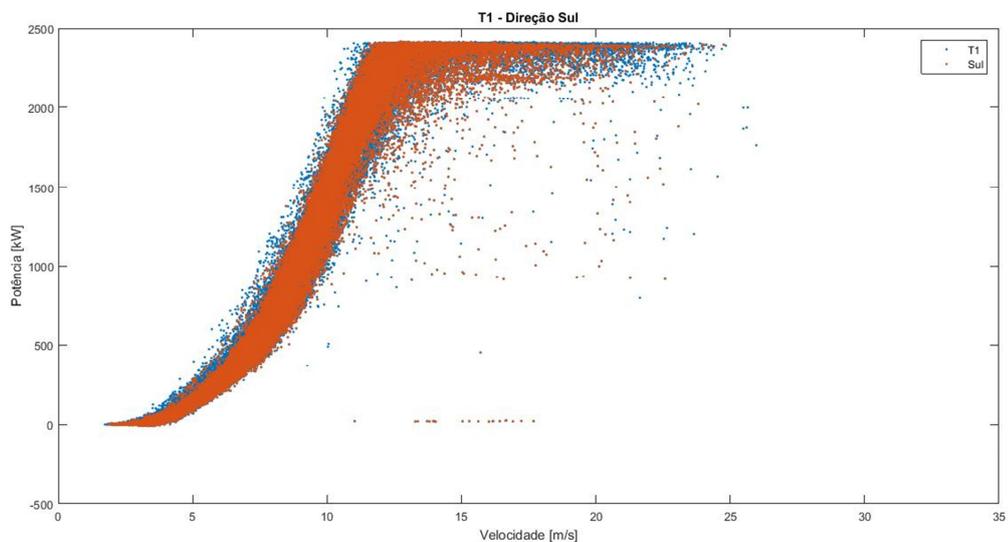


Figura 4.16 – Curva Potência da direção Sul e para todas as direções T1.

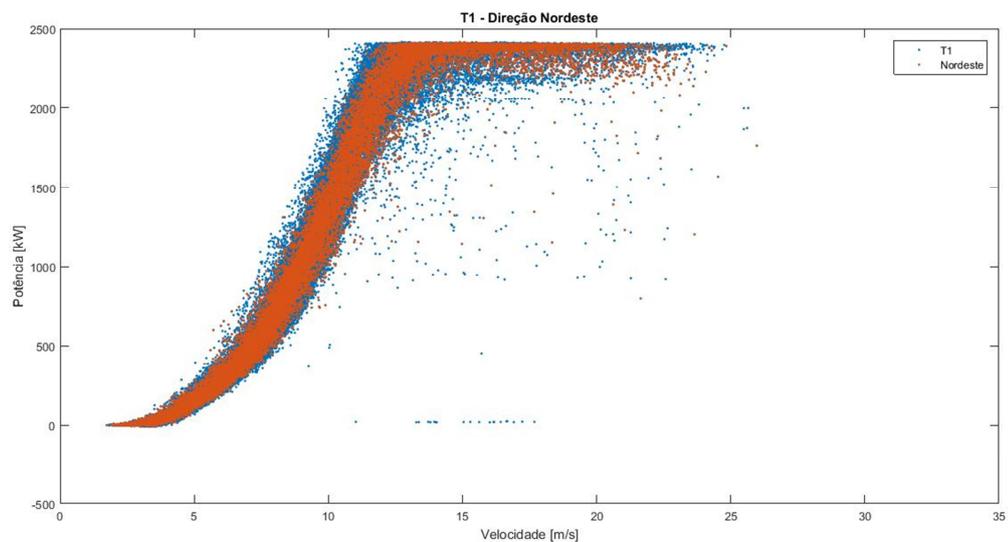


Figura 4.17 – Curva Potência da direção Nordeste e para todas as direções T1.

Os gráficos do Anexo E permitem verificar que a região 1 é maioritariamente composta pelos o ventos de Norte e Noroeste, com exceção da Turbina 6. Ambas as regiões são fortemente afectadas por ventos provenientes do Sul e Sul-sudoeste. As restantes direções, de uma forma mais modesta, também têm a sua quota parte na construção desta região. De salientar que a região 2 não é influenciada por uma direção predominante em particular. Neste Anexo também se

encontram os gráficos das Turbinas 6, 7 e 8, apenas por curiosidade porque já não foram alvo de estudo.

Após a análise de cada curva de potência verificou-se que é necessário analisar as regiões em separado. A região 1 foi analisada entre o intervalo de velocidades de 4 a 14 m/s e a região 2 entre o intervalo de 14 a 22 m/s. Foram definidos estes intervalos de acordo com a análise descritiva do gráfico da curva de potência das 8 turbinas na Figura 4.8 (esta figura encontra-se no subcapítulo 4.3.1) porque, se verificou que aos 4 m/s estão todas as turbinas com valores de potência superiores a 0 kW, aos 14 m/s encontram-se todas as turbinas na potência nominal e para velocidades superiores a 22 m/s o número de observações é muito reduzido.

No Anexo E também se encontra a Tabela E.1 que reflete o número de observações da direção do vento, de cada direção predominante por turbina, no intervalo de velocidades correspondente à região 2, acima dos 14 m/s, para as Turbinas 1 a 5. Verifica-se que com o aumento da velocidade do vento o número de observações da direção da turbina diminui e nas Turbinas 3, 4 e 5, em algumas direções predominantes, principalmente as direções de Noroeste, Nor-noroeste e Norte, o número de observações chega a ser inferior a 30 observações. Por terem um registo de observações inferiores a 30, em variadas classes de velocidades, as Turbinas 3, 4 e 5 ficaram de fora do estudo da região 2.

É importante referir que o número reduzido de leituras da direção do vento não permite ter significância, por outro lado, estas leituras a velocidades de vento mais elevadas significam que Portugal é um país com ventos de intensidades muito fortes pouco frequentes.

As próximas Subsecções destinam-se ao estudo das direções predominantes de cada turbina, em cada região da curva de potência, e foi adotada a seguinte metodologia de análise:

1. Análise de um gráfico composto pela mediana da curva de potência de cada direção e da global da própria turbina;
2. Análise de um gráfico composto pela diferença entre a mediana da curva de potência de cada direção com a mediana da curva de potência global da turbina em análise

3. Análise de gráficos de dispersão linear de cada direção predominante;
4. Análise de uma tabela composta pela percentagem do número total de observações e da potência total observada, pelo declive e coeficiente de correlação linear, para cada direção predominante

4.4.1 Estudo da Região 1

A região 1 da curva de potência está definida no intervalo de velocidades de 4 a 14 m/s. Até ao momento verificou-se que esta região é fortemente composta por ventos de Nor-noroeste e Noroeste e conta também com modestos contributos dos ventos de Nordeste, Este, Sul, Sudoeste e Sul-sudoeste. Porém, uma análise das três direções predominantes do vento foi realizada turbina a turbina e foi utilizada como referência a curva de potência da mediana de cada turbina apresentadas na Figura 4.8.

- **Turbina 1**

A Turbina 1 está mais exposta ao vento proveniente de Oeste, significando que poderá não estar sujeita a fenómenos de turbulência provocados por outras turbinas, tem como direções predominantes os ventos de Noroeste, Nordeste e Sul. A nordeste desta turbina está localizada a Turbina 2.

A Figura 4.18 é constituída pelo gráfico que representa a mediana de cada direção predominante assim como a mediana global da Turbina 1 e pode-se verificar o seguinte:

- Dos 4 aos 8.5 m/s os valores entre as direções predominantes e a mediana global estão muito próximos não se destacando nenhuma curva em particular;
- A partir dos 8.5 m/s a direção Nordeste começa a obter valores de potência mais baixos até aos 13 m/s;
- A partir dos 11 m/s a direção Noroeste começa a ter valores de potência mais elevados até aos 14 m/s;

- Aos 14 m/s, no início da região da potência nominal, os valores aproximam-se, no entanto, destaca-se com valor mais elevado a direção Noroeste, 2400 kW, e com o valor mais baixo a direção Sul, 2370kW.

No anexo F podemos ver com mais detalhe o ponto de viragem nas curvas de potência aos 8.5 m/s e a diferença entre as curvas desde o ponto de viragem até aos 14 m/s.

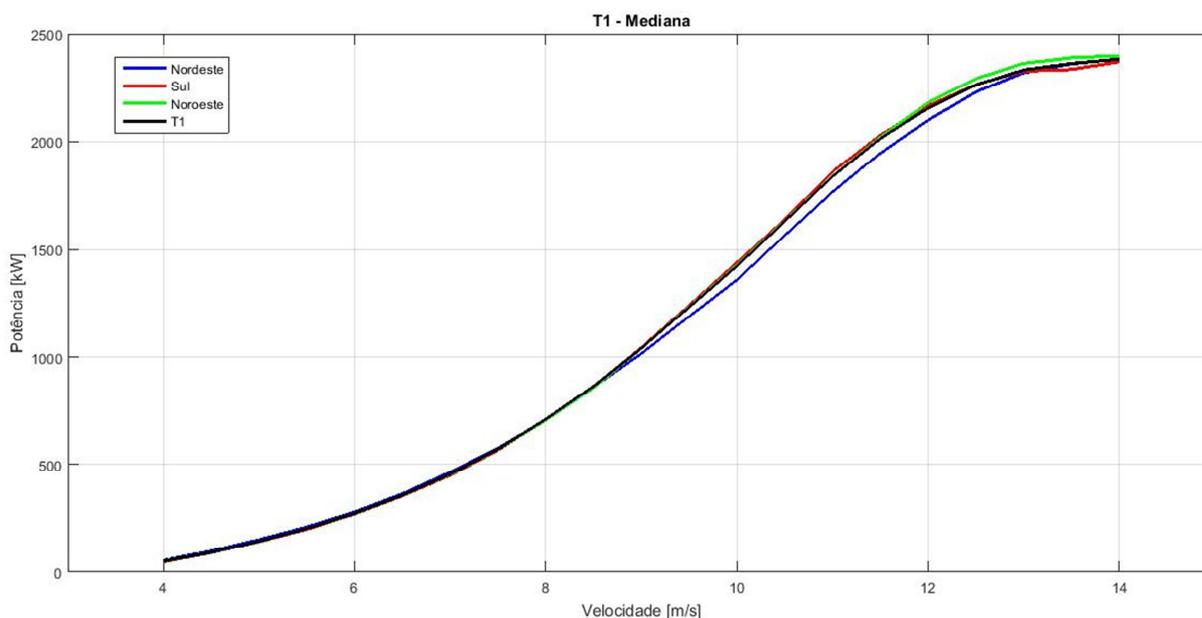


Figura 4.18 – Região 1 – Curvas de potência das direções predominantes da T1.

Apesar de visualmente as quatro curvas estarem muito próximas existem diferenças de potência. Na Figura 4.19 temos um gráfico composto pela diferença dos valores medianos de potência, utilizados na figura anterior, entre cada direção e a Turbina 1.

Deste gráfico podemos concluir que todas as direções predominantes têm valores distintos de potência. Inicialmente, as diferenças são insignificantes mas, a partir dos 8.5 m/s até aos 14 m/s todas as direções apresentam valores mais significativos, sendo a direção Nordeste com diferenças mais expressivas, chegando a valores próximos dos 70 kW de diferença.

A dispersão de valores para cada direção apresentada na Figura 4.20 indica que existe uma correlação elevada porque se encontram todos na reta da regressão linear. No entanto, é próximo

dos valores da potência nominal que a dispersão de valores se revela mais irregular porque se começam a afastar da reta e é uma zona em que existe um menor número de observações.

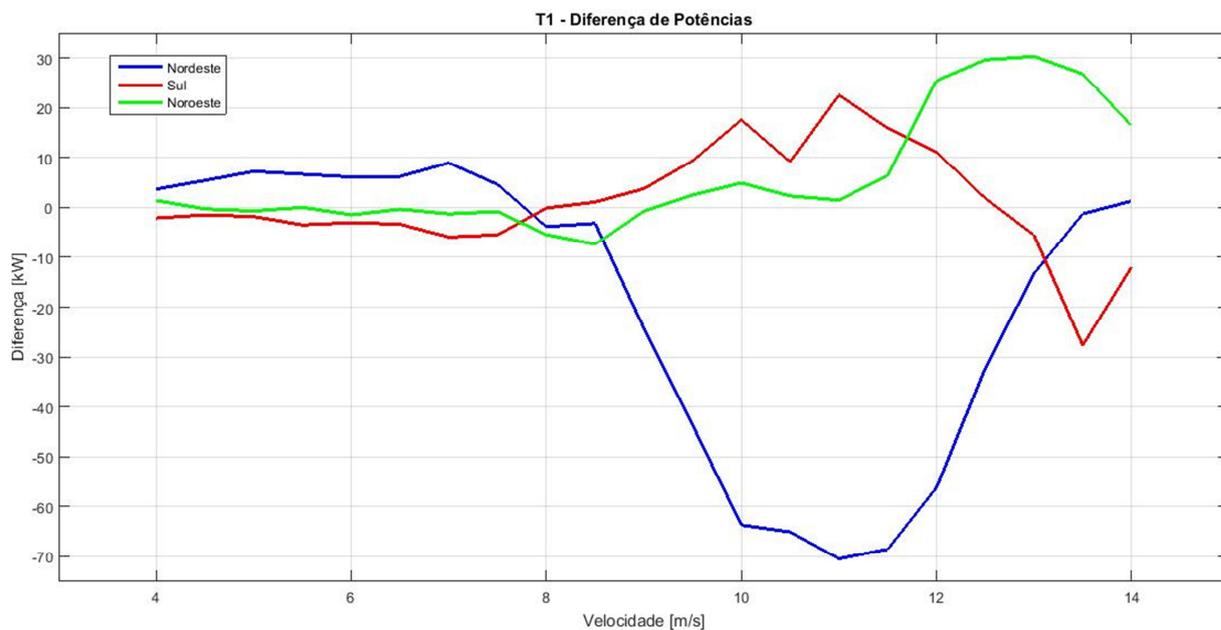


Figura 4.19 – Região 1 – Diferença das curvas de potência das direções predominantes da T1.

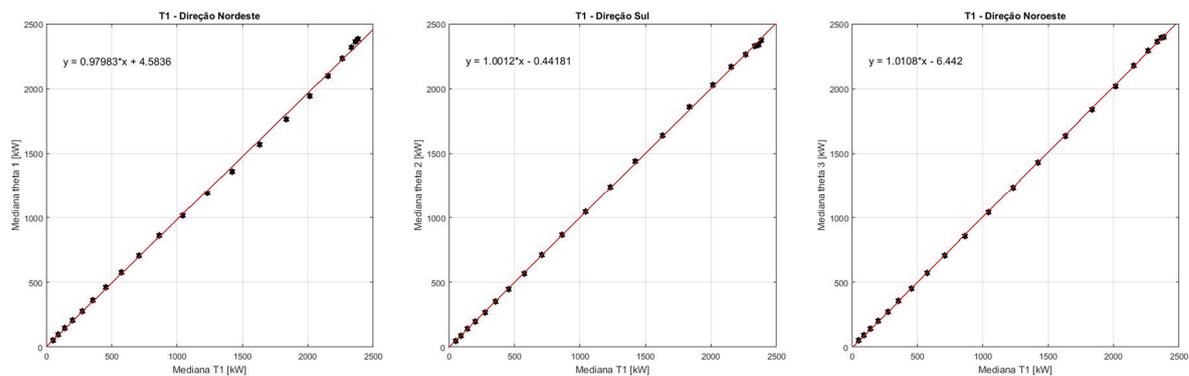


Figura 4.20 – Região 1 – Regressão linear da potência e direções predominantes da T1.

A Tabela 4.10 apresenta os totais das observações e potência observada, o declive e o coeficiente de correlação linear e pela sua análise podemos verificar o seguinte:

- Existe diferença no número de observações em cada direção pois a direção Sul tem mais do dobro das observações e a direção Nordeste é a que tem menos observações registadas;

- Pelo valor do declive e do R^2 podemos constatar que a direção Nordeste é a que mais se afasta do valor global da Turbina 1, pois tem um declive mais acentuado;
- As potências observadas da região 1, nas direções Nordeste, Sul e Noroeste correspondem respectivamente a 16%, 35% e 21% da potência observada total da turbina. Ou seja, as direções predominantes da Turbina 1 são responsáveis por 72% da potência produzida nesta região.

	Nordeste	Sul	Noroeste
Número Observações Total [%]	15 %	36 %	24 %
Potência Total Observada [%]	16 %	35 %	21 %
Declive	0.97983	1.0012	1.0108
R^2	0.99919	0.99984	0.99993

Tabela 4.10 – Região 1 – Quadro de resumo do estudo da T1.

Da análise à Turbina 1 pode-se concluir que a região 1 é preenchida pelos ventos do Sul e Noroeste e são os ventos de Nordeste que mais se afastam da curva de potência da mediana global da turbina, principalmente após os 9 m/s em que os valores de potência da direção são mais baixos. A direção Sul é a que mais contribui para a produção de energia pois contribui com 35% da potência total, a direção Nordeste com 16% e a direção Noroeste com 21%. De salientar ainda que a direção Sul tem um número de observações amplamente mais elevado relativamente as direções Noroeste e Nordeste.

- **Turbina 2**

A Turbina 2 encontra-se entre a Turbina 1, a sudoeste, e a Turbina 3, a este, significando que poderá estar sujeita a fenómenos de turbulência provocados pelas Turbinas 1 e 3. Tem como direções predominantes Este-sudeste, Sul e Nor-noroeste.

A Figura 4.21 é constituída pelo gráfico que representa a mediana de cada direção predominante assim como a mediana global da Turbina 2 e pode-se verificar o seguinte:

- Dos 4 aos 9 m/s os valores entre as medianas das direções predominantes e a mediana global estão muito próximos não se destacando nenhuma direção em particular;
- A partir dos 9 m/s a direção Nor-noroeste começa a alcançar valores de potência mais elevados até aos 14 m/s;
- A partir dos 10 m/s a direção Este-sudeste apresenta valores de potência mais baixos até alcançar os 14 m/s;
- Aos 14 m/s os valores das direções predominantes e da mediana global aproximam-se dos 2380 kW não havendo nenhuma direção predominante com valores mais destacados.

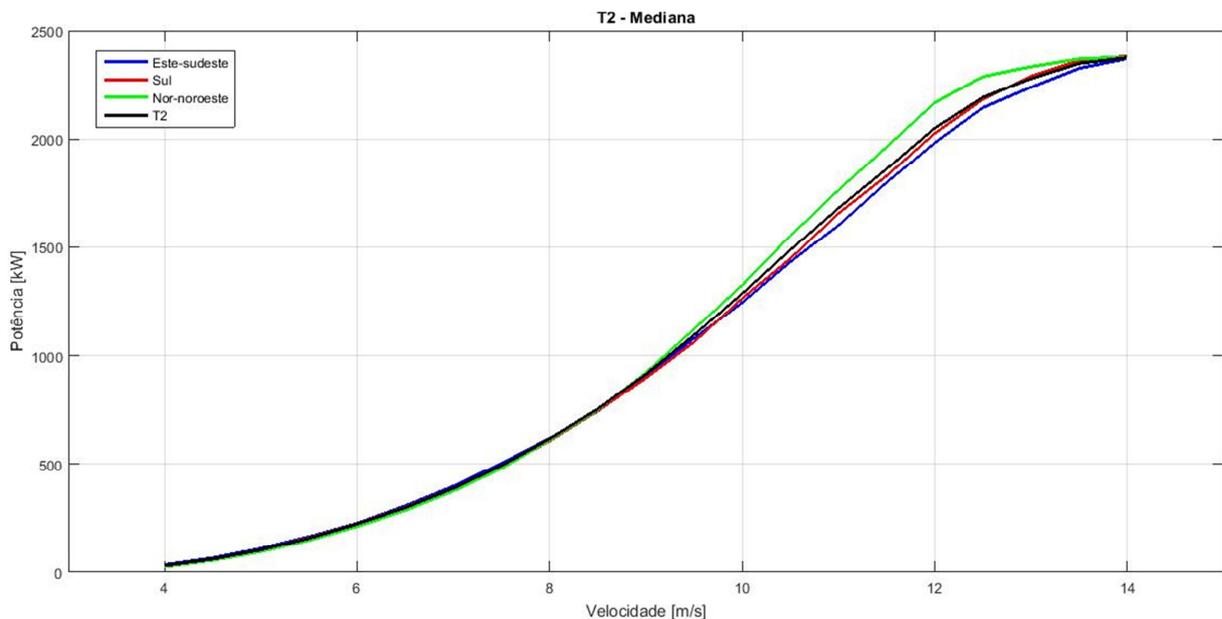


Figura 4.21 – Região 1 – Curvas de potência das direções predominantes da T2.

No anexo F podemos ver com mais detalhe o ponto de viragem nas curvas de potência aos 9 m/s e a diferença entre as curvas desde o ponto de viragem até aos 14 m/s.

Tal como na Turbina 1, aparentemente as curvas estão muito próximas mas existem diferenças de potência. A Figura 4.22 tem o gráfico composto pela diferença dos valores medianos de potência, utilizados na figura anterior, entre cada direção e a turbina. e podemos verificar que todas as direções predominantes têm valores distintos de potência. Inicialmente, as diferenças são

insignificantes e são os ventos de Sul que se encontram mais próximos do valor global da Turbina 2, depois dos 9 até aos 14 m/s todas as direções apresentam valores mais significativos, sendo a direção Nor-noroeste com diferenças mais expressivas, chegando a valores próximos dos 120 kW de diferença.

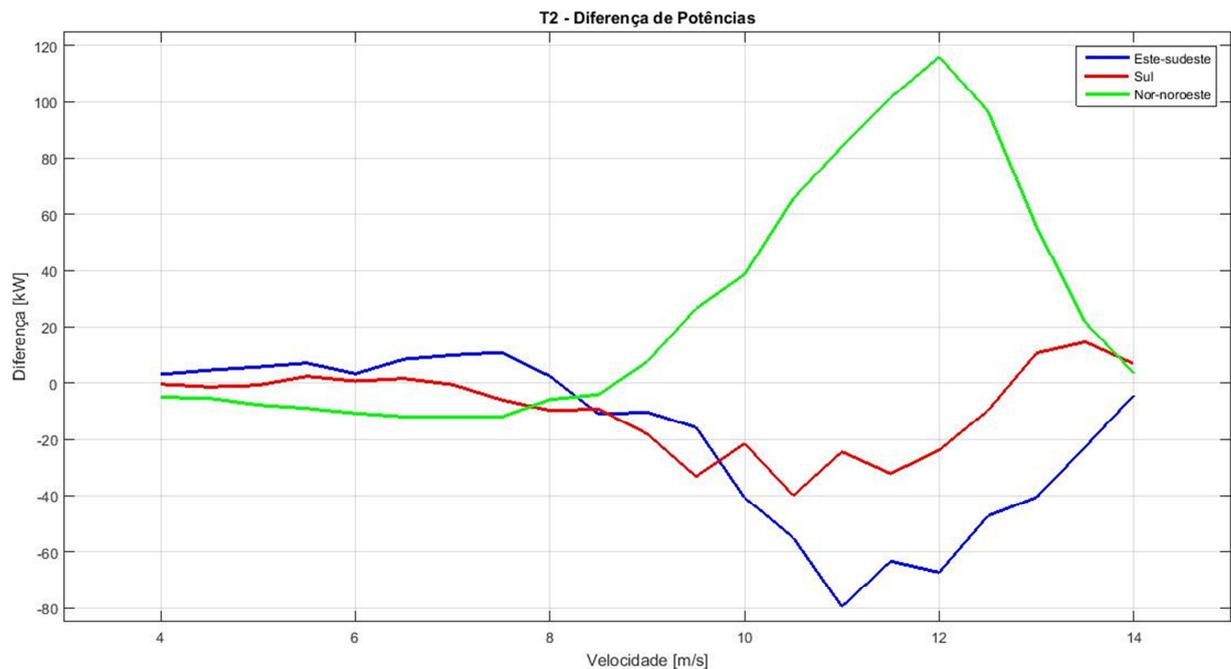


Figura 4.22 – Região 1 – Diferença das curvas de potência das direções predominantes da T2.

A dispersão de valores para cada direção apresentada na Figura 4.23 indica que se mantém uma linearidade elevada nesta turbina porque se encontram todos na reta da regressão linear. Porém, é próximo dos valores da potência nominal que a dispersão de valores se revela mais irregular.

A Tabela 4.11 apresenta os totais das observações e potência observada, o declive e o coeficiente de correlação linear e pela sua análise podemos verificar o seguinte:

- A direção Nor-noroeste tem mais observações registadas e a direção Este-sudeste é a que tem o menor registo de observações;
- Pelo valor do declive e do R^2 verifica-se que a direção Nor-noroeste é a que mais se afasta do valor global da Turbina 2, pois tem um declive mais acentuado;

- As potências observadas da região 1, dos ventos de Este-sudeste, Sul e Nor-noroeste correspondem respectivamente a 15.6%, 24.5% e 22.5% da potência observada total da turbina. Ou seja, as direções predominantes da Turbina 2 são responsáveis por 62.6% da potência produzida nesta região da curva de potência.

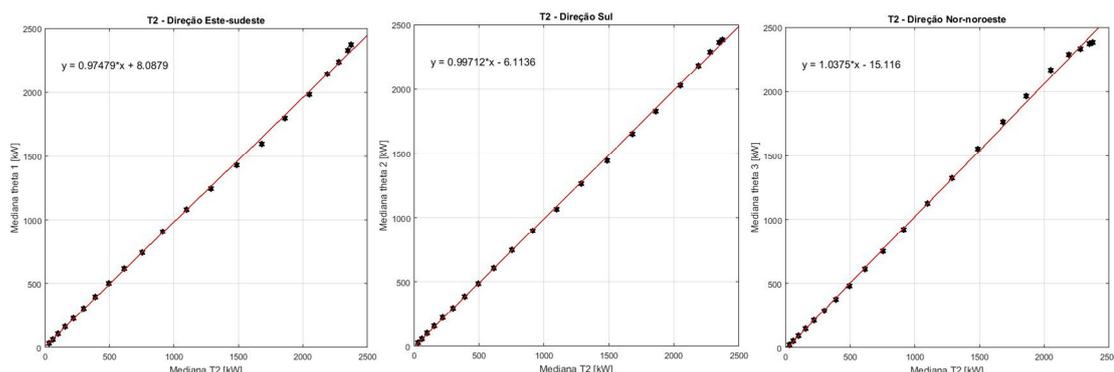


Figura 4.23 – Região 1 – Regressão linear da potência e direções predominantes da T2.

	Este-sudeste	Sul	Nor-noroeste
Número Observações Total [%]	17 %	23 %	28 %
Potência Total Observada [%]	16 %	25 %	23 %
Declive	0.97479	0.99712	1.0375
R ²	0.99943	0.99969	0.99892

Tabela 4.11 – Região 1 – Quadro de resumo do estudo da T2.

Em suma, a Turbina 2 apresenta em destaque na região 1 a direção Nor-noroeste com valores superiores de potência a partir dos 9 m/s, referente à curva global da turbina, e as outras direções com valores mais próximos à curva de potência da mediana global da turbina. Os ventos de Sul são responsáveis por 24.5% da potência gerada e os ventos de Este-sudeste e Nor-noroeste por 15.6% e 22.5%. A direção Nor-noroeste tem mais observações do que a direção Sul e Este-sudeste.

- **Turbina 3**

A Turbina 3 encontra-se entre a Turbina 2, a oeste, e a Turbina 4, a este, significando que poderá estar sujeita a fenómenos de turbulência provocados pelas Turbinas 2 e 4. Tem como direções predominantes Sudeste, Sudoeste e Norte.

A Figura 4.24 é constituída pelo gráfico que representa a medeiana de cada direção predominante assim como a mediana global da Turbina 3 e pode-se verificar o seguinte:

- Dos 4 aos 10 m/s a direção Sudeste tem valores de potência mais elevados do que as restantes direções e mediana global da turbina;
- Após os 10 m/s a direção Sudeste apresenta valores de potência mais baixos até alcançar os 14 m/s;
- A partir dos 10.5 m/s a direção Norte começa a alcançar valores de potência mais elevados até aos 14 m/s;
- Aos 14 m/s os valores das direções predominantes e da mediana global aproximam-se dos 2370 kW e a direção Sudeste apresenta um valor de potência mais baixo, 2350 kW.

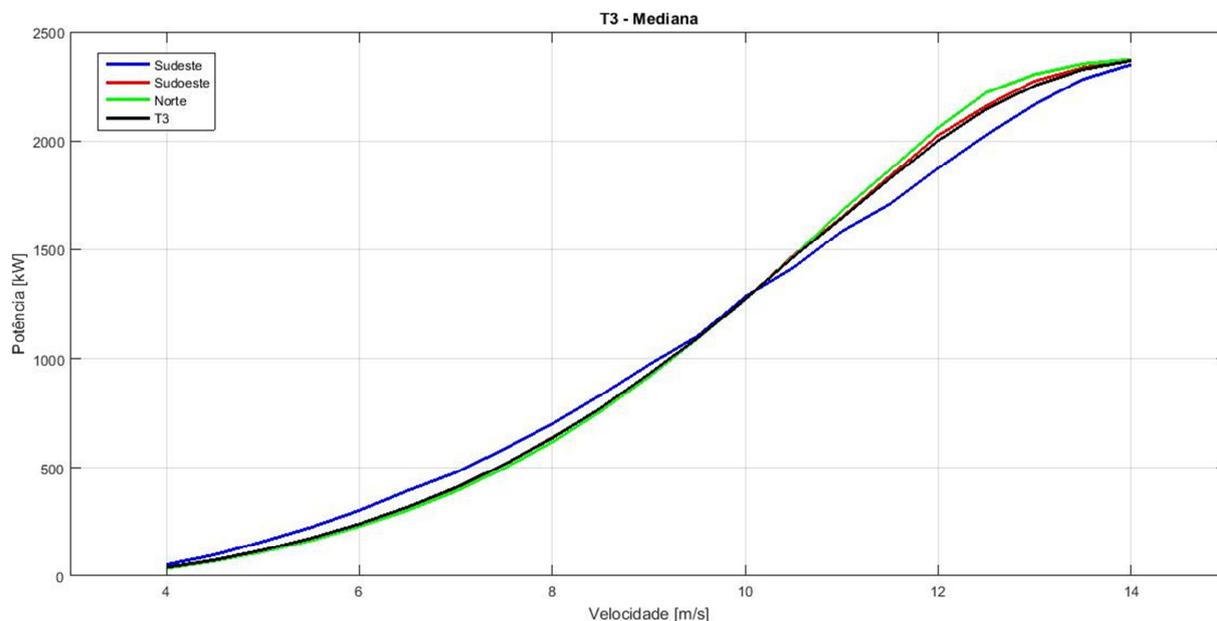


Figura 4.24 – Região 1 – Curvas de potência das direções predominantes da T3.

No anexo F podemos ver com mais detalhe o ponto de viragem nas curvas de potência aos 10 m/s e a diferença entre as curvas desde o ponto de viragem até aos 14 m/s.

As diferenças estão à vista e com o gráfico da Figura 4.25 percebe-se melhor os valores. Então, pelo gráfico da Figura 4.25 podemos verificar que a direção Sudoeste mantém-se muito próxima dos valores globais da turbina tendo uma diferença máxima próxima de 20 kW, o que é pouco expressivo; a direção Norte apresenta diferenças pequenas, todavia, após os 10 m/s tem um desempenho inferior acentuado ao da turbina e chega a ter diferenças de 70 kW; e a direção Sudeste na primeira fase identificada tem um desempenho inferior e chega a atingir diferenças de potência de quase 80 kW do que a turbina e na segunda fase apresenta um desempenho muito superior com diferenças de 120 kW nos 12 m/s, de salientar que esta direção é a que apresenta o menor número de observações conforme será apresentado na Tabela 4.13.

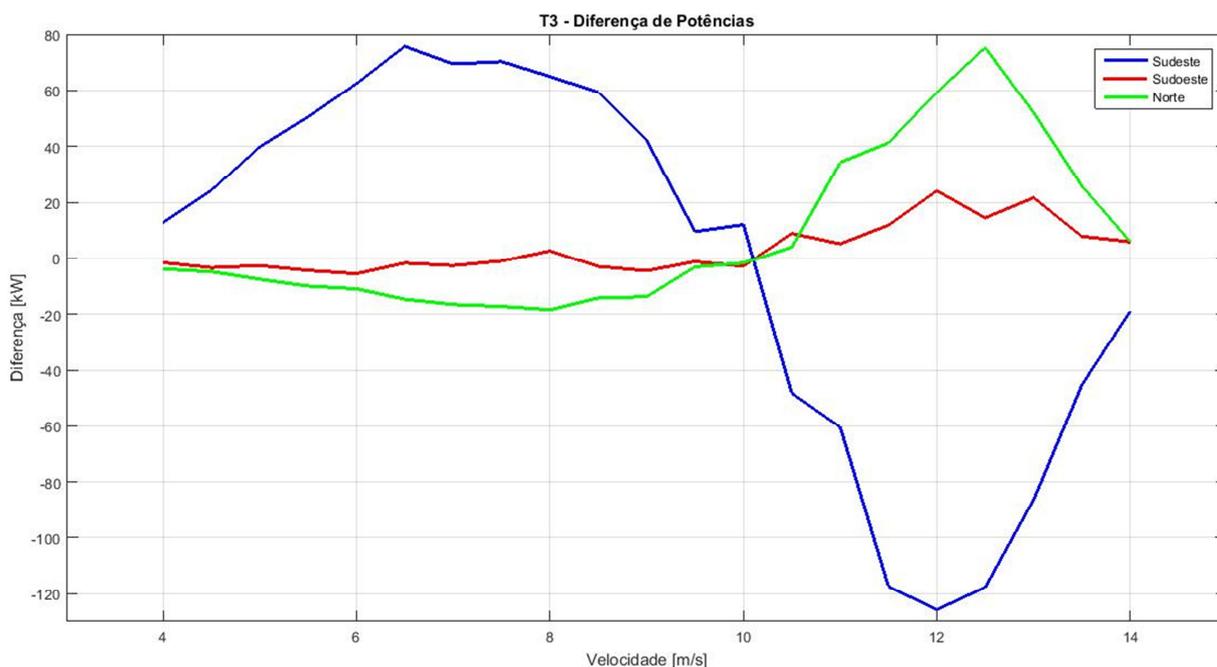


Figura 4.25 – Região 1 – Diferença das curvas de potência das direções predominantes da T3.

A dispersão de valores para cada direção apresentada na Figura 4.26 indica que se mantém uma linearidade elevada nesta turbina porque se encontram todos na reta da regressão linear. Porém, na direção Sudeste temos uma dispersão de valores um pouco mais irregular porque temos

diversos pontos fora da reta da regressão linear, tal como na curva de potência é a direção que mais diferenças apresenta.

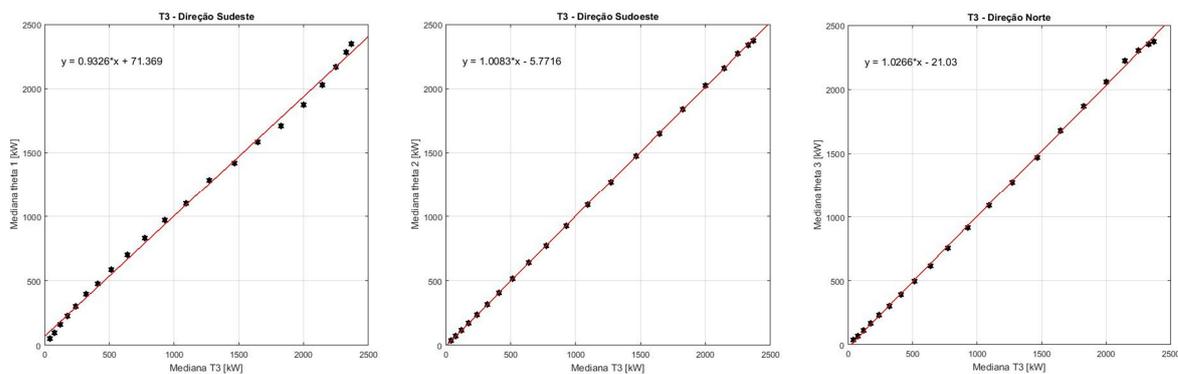


Figura 4.26 – Região 1 – Regressão linear da potência e direções predominantes da T3.

A Tabela 4.12 apresenta os totais das observações e potência observada, o declive e o coeficiente de correlação linear e pela sua análise podemos verificar o seguinte:

- Relativamente ao número médio de observações, nesta turbina foi sentido um elevado registo na direção Norte. Seguida da direção Sudoeste com uma diferença de 70%, relativamente à média da direção Norte, e por fim temos a direção Sudeste com registo menos significativo de observações;
- O valor do declive e do R^2 indicam-nos que a direção Sudeste é a que mais se afasta do valor global da Turbina 3 porque tem um declive mais acentuado;
- As potências observadas da região 1, nas direções Sudeste, Sudoeste e Norte correspondem respetivamente a 10.9%, 28.8% e 26.5% da potência observada total da turbina. Ou seja, as direções predominantes da Turbina 3 são responsáveis por 66.2% da potência produzida nesta região da curva de potência da Turbina 3.

	Sudeste	Sudoeste	Norte
Número Observações Total [%]	11 %	25 %	37 %
Potência Total Observada [%]	11 %	29 %	27 %
Declive	0,9326	1,0083	1,0266
R ²	0,99748	0,99996	0,99957

Tabela 4.12 – Região 1 – Quadro de resumo do estudo da T3.

Numa breve conclusão na Turbina 3 a direção Sudeste apresenta valores de potência superiores e após os 9m/s começa a apresentar valores mais baixos. A direção Sudoeste produz 28.8% da potência observada enquanto que as direções Sudeste e Norte produzem 10.9% e 26.5%. A direção Norte conta com maior número de observações.

- **Turbina 4**

A Turbina 4 encontra-se entre a Turbina 3, a oeste, e uma turbina pertencente a outra entidade (como tal não foi alvo de estudo), a nordeste, significando que poderá estar sujeita a fenómenos de turbulência provocados por estas turbinas. Tem como direções predominantes Este, Sul-sudoeste e Noroeste.

A Figura 4.27 é constituída pelo gráfico que representa a medeiana de cada direção predominante assim como a mediana global da Turbina 4 e pode-se verificar o seguinte:

- Dos 4 aos 9 m/s a direção Este tem valores de potência mais elevados do que as restantes direções e mediana global da turbina;
- Após os 9 m/s a direção Este apresenta valores de potência mais baixos até alcançar os 13.5 m/s onde passa a ter valores mais elevados;
- A partir dos 10 m/s a direção Noroeste começa a alcançar valores de potência mais elevados até aos 13.5 m/s onde passa a ter valores mais baixos;
- Aos 14 m/s os valores aproximam-se dos 2360 kW, no entanto, destaca-se com valor mais elevado a direção Este, 2375 kW, e com o valor mais baixo a direção Noroeste, 2345 kW.

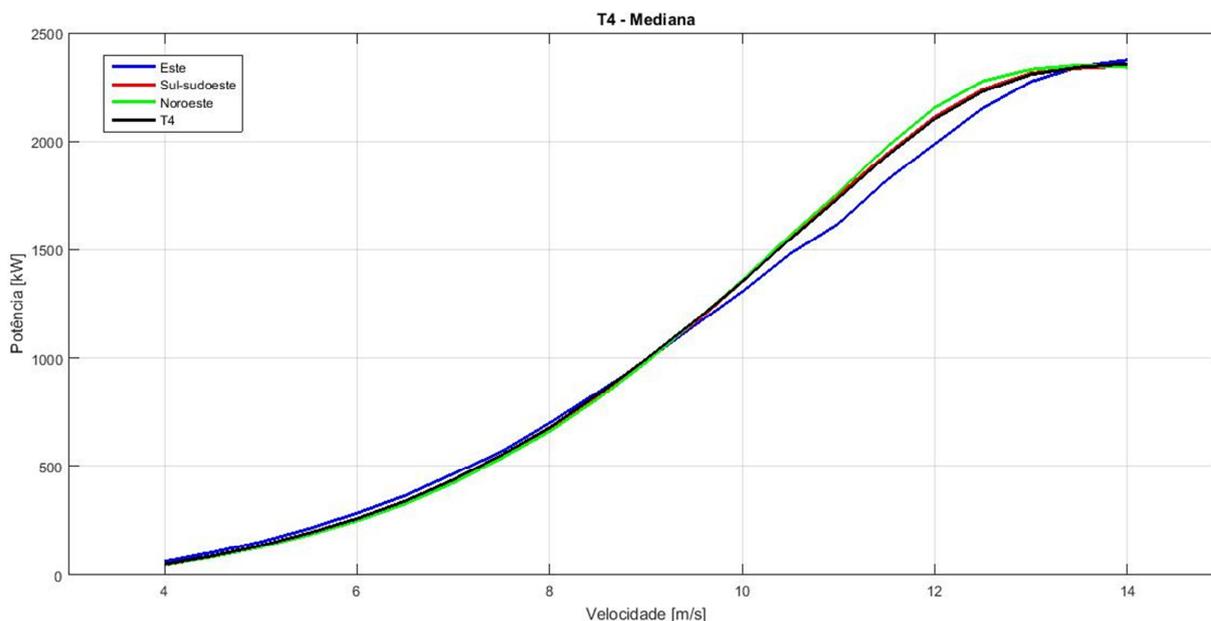


Figura 4.27 – Região 1 – Curvas de potência das direções predominantes da T4.

No anexo F podemos ver com mais detalhe o ponto de viragem nas curvas de potência aos 9 m/s e a diferença entre as curvas desde o ponto de viragem até aos 14 m/s.

Continuam a ser os ventos que sopram de Este com valores de diferença mais pronunciados pois, neste caso, apesar de na primeira fase ter um desempenho superior com diferenças de potência com mais 20 kW, na segunda parte, após os 9 m/s, tem um desempenho muito inferior e chega a atingir diferenças de potência superiores a 100 kW, aproximadamente, conforme se pode verificar na Figura 4.28, de salientar que a direção Este apresenta um menor número de observações conforme será apresentado na Tabela 4.14 . As direções Este e Sul-sudoeste encontram-se a produzir menos do que a turbina até aos 10 m/s e depois os papéis trocam, têm valores de potência mais elevados. Nos 12 m/s a direção Noroeste chega a ter mais 50 kW de potência.

Pela dispersão de valores presentes na Figura 4.29, a direção Este apresenta uma dispersão mais aparente do que as outras direções, significando que as direções Sul-sudoeste e Noroeste têm uma linearidade superior à direção Este, porque apresentam os valores na reta da regressão linear. De

salientar que as três direções têm uma dispersão irregular próximo dos valores da potência nominal.

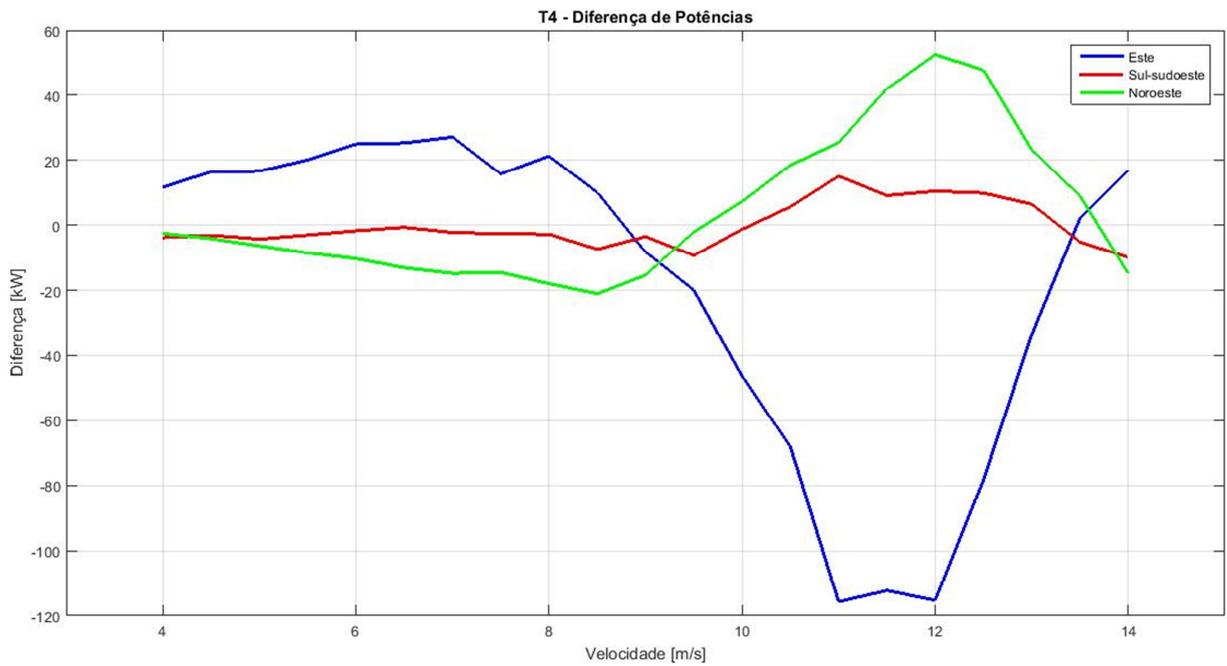


Figura 4.28 – Região 1 – Diferença das curvas de potência das direções predominantes da T4.

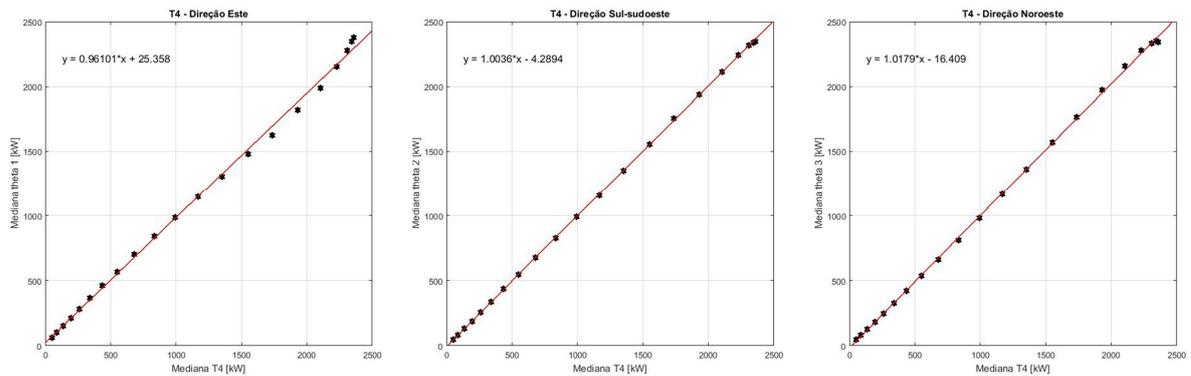


Figura 4.29 – Região 1 – Regressão linear da potência e direções predominantes da T4.

A Tabela 4.13 apresenta os totais das observações e potência observada, o declive e o coeficiente de correlação linear e pela sua análise podemos verificar o seguinte:

- Relativamente ao número médio de observações, nesta turbina, existe uma diferença próxima dos 70 % de observações entre as direções Este e Noroeste, que é a direção com maior registo de observações;
- O valor do declive e do R^2 significam que a direção Este é a que mais se afasta dos valores da Turbina 4 por ter um declive mais acentuado.
- As potências observadas da região 1, nas direções Este, Sul-sudoeste e Noroeste correspondem respetivamente a 11.5%, 31.7% e 24% da potência observada total da turbina. Ou seja, as direções predominantes da turbina são responsáveis por 67.2% da potência produzida nesta região da curva de potência da Turbina 4.

	Este	Sul-sudoeste	Noroeste
Número Observações Total [%]	10 %	26 %	33 %
Potência Total Observada [%]	12 %	32 %	24 %
Declive	0.96101	1.0036	1.0179
R^2	0.99784	0.99995	0.99962

Tabela 4.13 – Região 1 – Quadro de resumo do estudo da T4.

Resumidamente, na Turbina 4 é a direção Este que se afasta da curva de potência da mediana global da turbina. Após os 9 m/s a direção apresenta valores de potência inferiores às restantes direções e respetiva curva da turbina. A direção Sul-sudoeste é a principal produtora da potência observada com percentagens de 31.7%, enquanto as direções Este e Noroeste apresentam percentagens de 11.5% e 24%. Já relativamente ao número de observações existe um registo maior nos ventos de Noroeste.

- **Turbina 5**

A Turbina 5 está localizada a sudeste do primeiro grupo de turbinas e a uma distância de 1500m da Turbina 4. Do lado oeste da Turbina 5 está uma turbina de outra entidade e a Este-sudeste está a Turbina 6, significando que estas duas turbinas poderão provocar fenómenos de turbulência na Turbina 5. Tem como direções predominantes Este, Sudoeste e Nor-noroeste.

A Figura 4.30 é constituída pelo gráfico que representa a mediana de cada direção predominante assim como a mediana global da Turbina 5 e pode-se verificar o seguinte:

- Dos 4 aos 11 m/s a direção Sudoeste tem valores de potência mais baixos do que as restantes direções e mediana global da turbina e a direção Nor-noroeste tem valores de potência mais elevados;
- Após os 11 m/s a direção Sudoeste tem valores de potência mais elevados do que as restantes direções e mediana global da turbina e as direções Este e Nor-noroeste tem valores de potência mais baixos;
- Aos 14 m/s os valores aproximam-se dos 2320 kW, sendo que, a direção Nor-noroeste tem o valor mais baixo, 2220 kW.

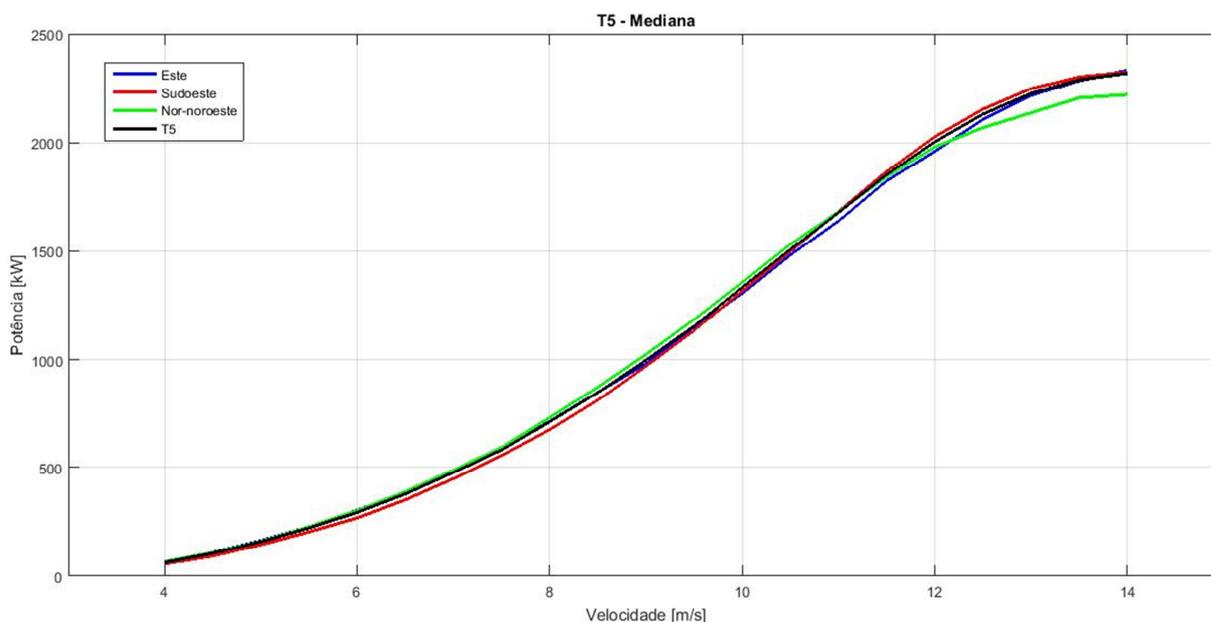


Figura 4.30 – Região 1 – Curvas de potência das direções predominantes da T5.

No anexo F podemos ver com mais detalhe o ponto de viragem nas curvas de potência aos 11 m/s e a diferença entre as curvas desde o ponto de viragem até aos 14 m/s.

Atipicamente às outras turbinas, nesta turbina é a direção Nor-noroeste que tem valores de diferença maiores, diferenças de 100 kW relativamente ao valor global da turbina, conforme

registado na Figura 4.31. Também se verifica o ponto de viragem das direções Sudoeste e Nor-noroeste aos 11 m/s. Nesta turbina a direção Este inicia-se com um desempenho inferior e diferenças de potência pouco expressivas, no entanto, antes dos 9 m/s começa a ter um desempenho superior e diferenças máximas de 40 kW.

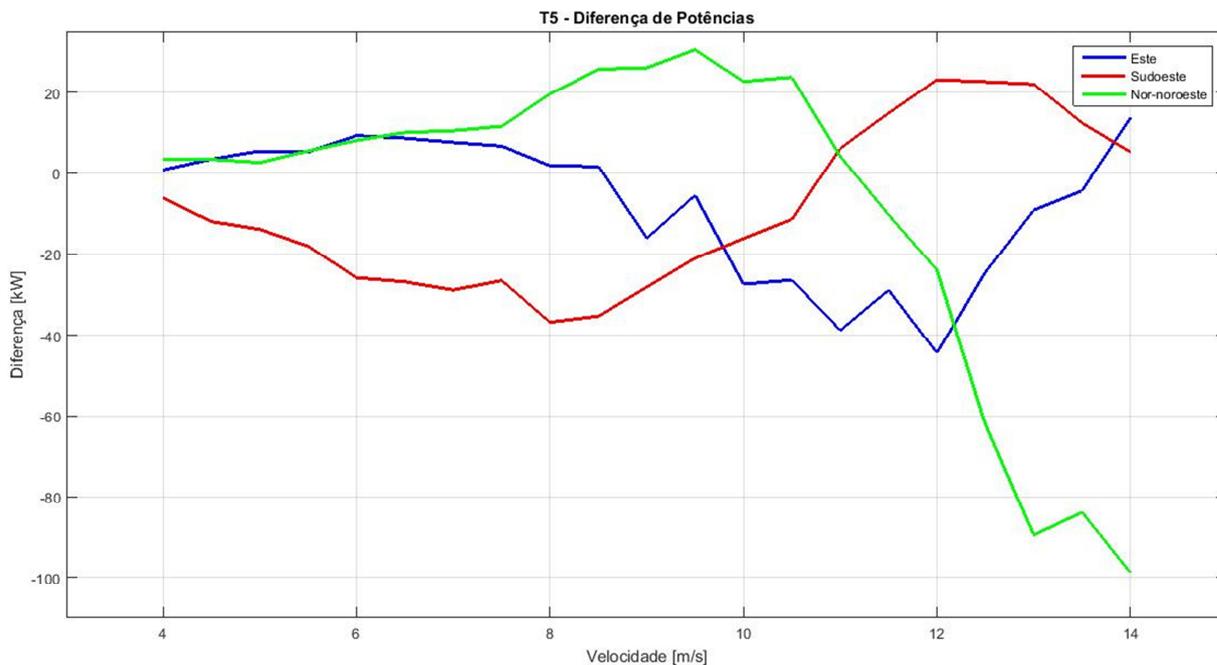


Figura 4.31 – Região 1 – Diferença das curvas de potência das direções predominantes da T5.

Na dispersão de valores espelhados pela Figura 4.32, verifica-se que a direção Nor-noroeste apresenta maior dispersão relativamente às direções Este e Sudoeste porque, os pontos afastam-se da reta da regressão linear. De referir que as três direções têm uma dispersão irregular na próxima dos valores da potência nominal.

A Tabela 4.14 apresenta os totais das observações e potência observada, o declive e o coeficiente de correlação linear e pela sua análise podemos verificar o seguinte:

- Relativamente ao número médio de observações, nesta turbina, existe uma diferença próxima dos 50 % de observações entre a direção Este e a direção Nor-noroeste que é a direção com maior registo de observações;

- O valor do declive e do R^2 significam que a direção Este é a que mais se afasta dos valores da Turbina 5, pois tem um declive mais acentuado;

As potências observadas da região 1, nas direções Este, Sudoeste e Nor-noroeste correspondem respetivamente a 13.9%, 31.9% e 21.7% da potência observada total da turbina. Ou seja, as direções predominantes da turbina são responsáveis por 67.5% da potência produzida nesta região da curva de potência da Turbina 4.

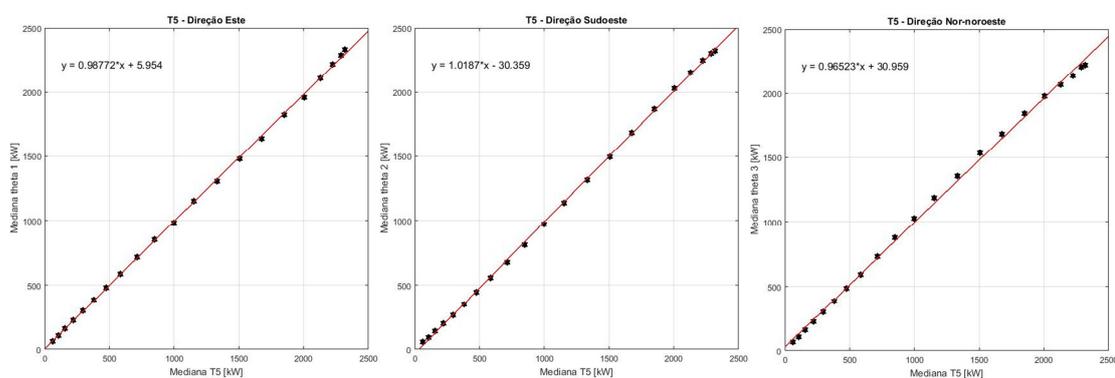


Figura 4.32 – Região 1 – Regressão linear da potência e direções predominantes da T5.

	Este	Sudoeste	Nor-noroeste
Número Observações Total [%]	14 %	25 %	30 %
Potência Total Observada [%]	14 %	32 %	22 %
Declive	0.98772	1.0187	0.96523
R^2	0.88868	0.99975	0.99863

Tabela 4.14 – Região 1 – Quadro de resumo do estudo da T5.

Sumariamente, a Turbina 5, que foi a única do segundo grupo que foi avo de estudo, apresenta valores ligeiramente diferentes da curva de potência da mediana global da turbina em duas direções: inicialmente e até aos 11 m/s é a direção Sudoeste que tem valores diferentes de potência e são superiores aos da turbina, depois dos 11 m/s é a direção Nor-noroeste que tem valores diferentes de potência e são superiores aos da turbina. Os ventos de Sudeste geram 31.9% da potência total e os ventos de Este e Nor-noroeste geram 13.9% e 21.7%. Relativamente ao número de observações existe um registo maior nos ventos de Nor-noroeste.

4.4.2 Estudo da Região 2

A região 2 está definida por velocidades entre os 14 e 22 m/s e até ao momento verificou-se que esta região é fortemente composta por ventos de Este-Sudeste, Nordeste e Sul, não existindo nenhuma direção em particular como principal ator na modelação desta região. Conta com modestos contributos dos ventos de Noroeste e Nor-noroeste. No entanto, uma análise das três direções predominantes das Turbinas 1 e 2 foi realizada nesta Subsecção. Como referência na curva de potência da região 2 foi utilizada a mediana de cada turbina apresentadas na Figura 4.8.

- **Turbina 1**

A potência nominal da turbina encontra-se entre os 2300 e 2400 kW. Esta região é mapeada pelas direções Sul e Noroeste que se encontram fora do valor da potência nominal referida. Assim, são os ventos provenientes do Sul e Noroeste que têm mais intensidade e são os produtores da região 2 da curva de potência da Turbina 1.

A Figura 4.33 é constituída pelo gráfico que representa a mediana de cada direção predominante assim como a mediana global da Turbina 1 e pode-se verificar o seguinte:

- A direção Noroeste apresenta sempre e em toda a região 2 valores de potência superior;
- Dos 14 aos 20.5 m/s a direção Sul tem valores de potência mais baixos;
- Dos 20.5 m/s até aos 22 m/s é a direção Nordeste que apresenta valores mais baixos;
- O comportamento das direções predominantes desta turbina encontram-se quase que paralelos uns dos outros.

De salientar que os ventos provenientes de Nordeste vão ao encontro dos valores globais de potência da turbina mas, sofrem um decréscimo entre os 20 e os 22 m/s, possivelmente por observações insuficientes.

As diferenças registadas foram de, aproximadamente, 25 kW nas direções Sul e Noroeste. Sendo que os ventos de Noroeste têm valores de potência superiores aos da turbina e os do Sul têm valores inferiores, como se pode verificar na Figura 4.34. A direção Nordeste tem diferenças

muito baixas porque se encontra encostada aos valores da turbina, exceto a partir dos 20 m/s que chega a atingir uma diferença de 70 kW.

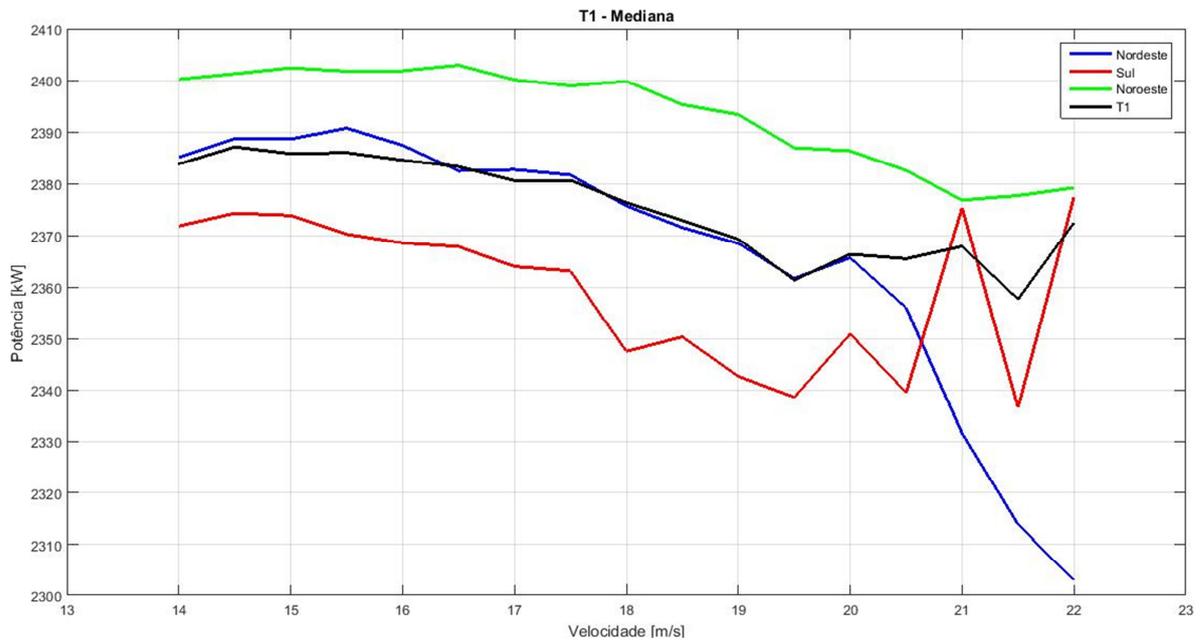


Figura 4.33 – Região 2 – Curvas de potência das direções predominantes da T1.

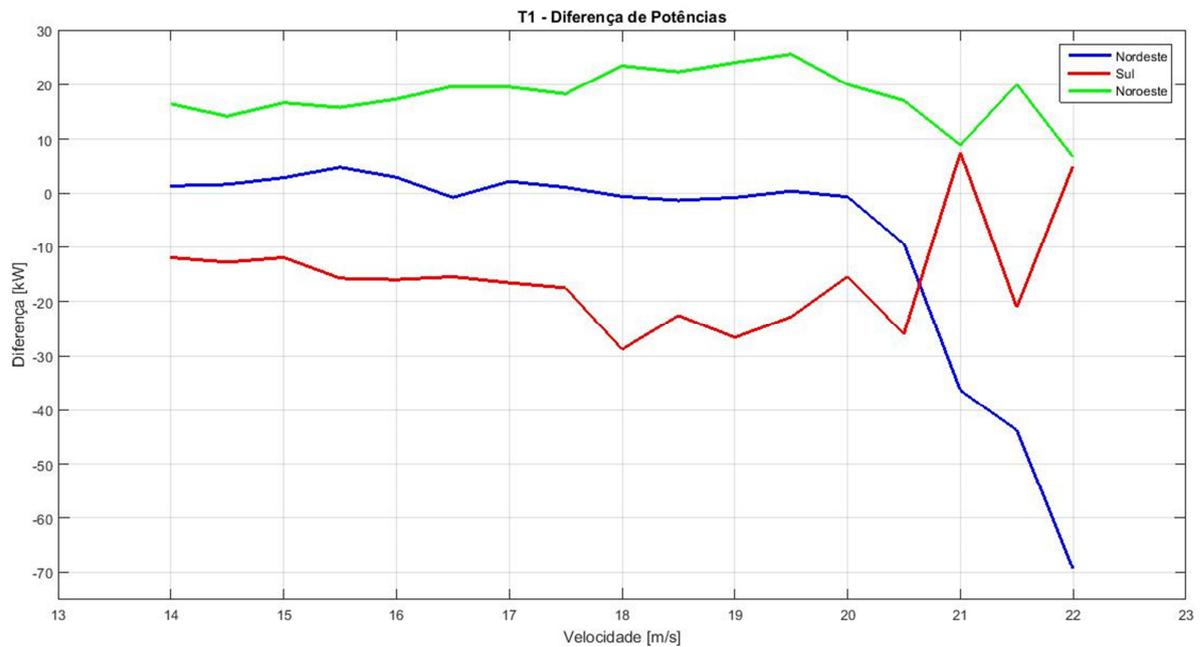


Figura 4.34 – Região 2 – Diferença das curvas de potência das direções predominantes da T1.

Os gráficos de dispersão da Figura 4.35 apresentam valores muito diferentes com os apresentados na região 1 porque temos uma dispersão bastante acentuada e diferente de direção para direção.

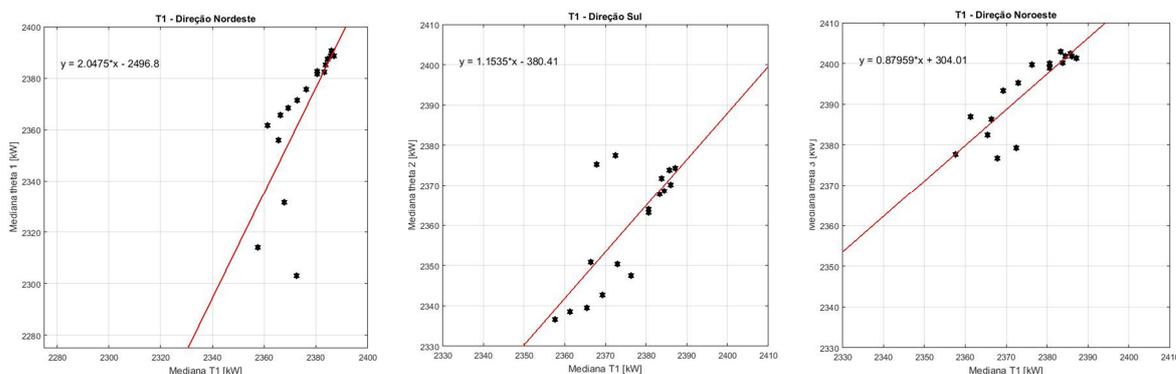


Figura 4.35 – Região 2 – Regressão linear da potência e direções predominantes da T1.

A Tabela 4.15 apresenta os totais das observações e potência observada, o declive e o coeficiente de correlação linear e pela sua análise podemos verificar o seguinte:

- Existe uma diferença próxima dos 50 % de observações entre as direções Sul e Noroeste, neste caso a direção Sul tem um maior registo de observações;
- Pelo valor do declive e do R^2 verifica-se que a direção Nordeste é a que mais se afasta do valor global da Turbina 1, pois tem um declive mais acentuado;
- As potências observadas da região 2, nas direções Nordeste, Sul e Noroeste correspondem respetivamente a 7.7%, 8.7% e 3.8% da potência observada total da turbina. Ou seja, as direções predominantes da turbina são responsáveis por 20.2% da potência produzida nesta região da curva de potência da Turbina 1.

Concluindo a análise na Turbina 1 podemos constatar que na região 2 é a direção Noroeste que mais se aproxima da curva de potência global da turbina, sendo as direções Sul e Noroeste que mais se afastam. São os ventos de Noroeste os mais intensos pois, são responsáveis pelos valores de potência superiores à potência nominal, contudo, continua a ser a direção Suç com maior número de observações e com uma contribuição de 8.7% de potência, enquanto as direções Nordeste e Noroeste são responsáveis por 7.7% e 3.8%.

	Nordeste	Sul	Noroeste
Número Observações Total [%]	3.0 %	3.4 %	1.4 %
Potência Total Observada [%]	7.7 %	8.7 %	3.8 %
Declive	2.0475	1.1535	0.87959
R ²	0.5279	0.55954	0.74923

Tabela 4.15 – Região 2 – Quadro de resumo do estudo da T1.

- **Turbina 2**

A Turbina 2 tem uma potência observada entre os 2340 e 2400 kW. Esta região é delimitada pelos ventos de Sul e Nor-noroeste. Assim, são os ventos provenientes do Sul e Nor-noroeste que têm mais intensidade e são os produtores da região 2 da curva de potência da Turbina 2. O comportamento das direções predominantes desta turbina encontram-se muito próximos da curva da mediana global da Turbina 2.

Os ventos de Sul e Nor-noroeste apresentam valores muito próximos da turbina, contudo, os ventos de Nor-noroeste após os 19 m/s descolam da curva da turbina e apresentam valores de potência superiores.

As direções Este-sudeste e Nor-noroeste andam desfasadas, enquanto uma tem valores de potência superiores ao da turbina a outra está sempre muito próxima da turbina.

A Figura 4.36 é constituída pelo gráfico que representa a mediana de cada direção predominante assim como a mediana global da Turbina 2 e pode-se verificar o seguinte:

- Dos 14.5 aos 19.5 m/s a direção Este-sudeste, que vem da região 1 com valores inferiores aos demais, apresenta valores de potência superiores aos valores globais da turbina e das restantes direções;
- A direção Sul anda sempre com valores próximos aos valores globais da turbina;
- Aos 18.5 m/s a direção Nor-noroeste apresenta valores de potência superiores aos valores globais da turbina;

- Dos 20 aos 22 m/s os valores oscilam e poderá ser por causa do número de observações ser reduzido.

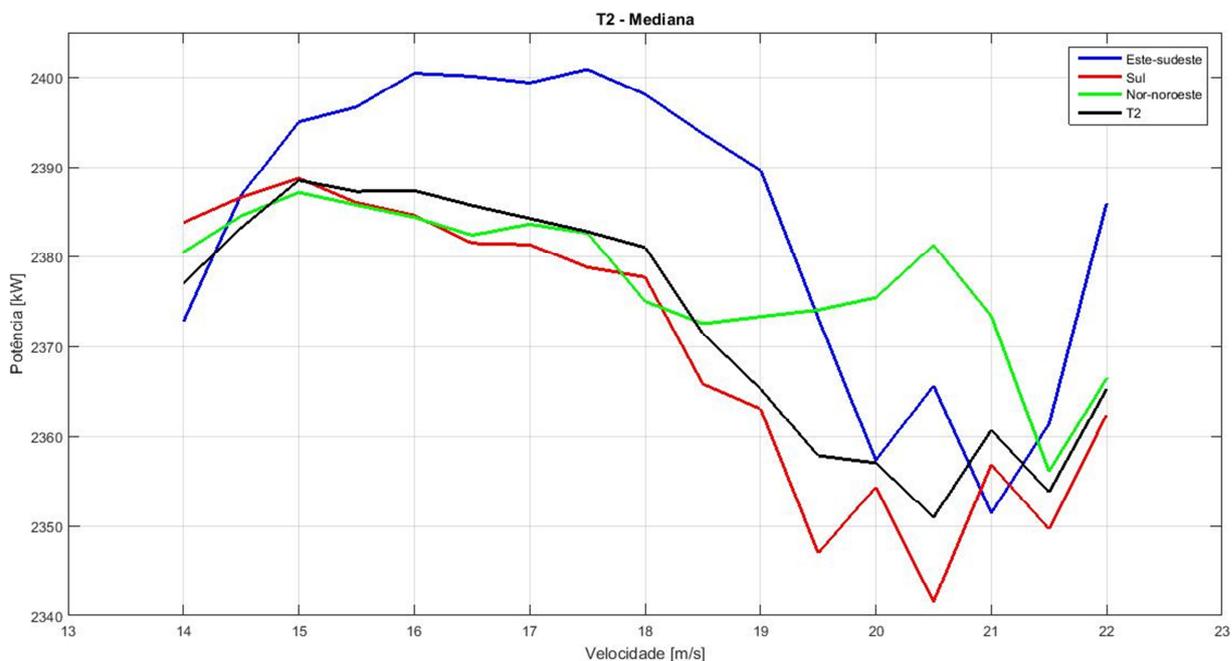


Figura 4.36 – Região 2 – Curvas de potência das direções predominantes da T2.

As grandes diferenças registadas foram de, aproximadamente, 30 kW e pertencem à direção Nor-noroeste, aos 20,5 m/s. As direções Sul e Este-sudeste apresentam diferenças próximas de zero, como se pode verificar na Figura 4.37. A partir dos 19 m/s as três direções apresentam um comportamento diferente, podendo significar uma redução de observações recolhidas.

A Figura 4.38 é composta pelos gráficos de dispersão que diferem muito relativamente aos apresentados na região 1, neste caso, temos uma dispersão bastante acentuada e diferente de direção para direção, no entanto, os valores não distam muito uns dos outros.

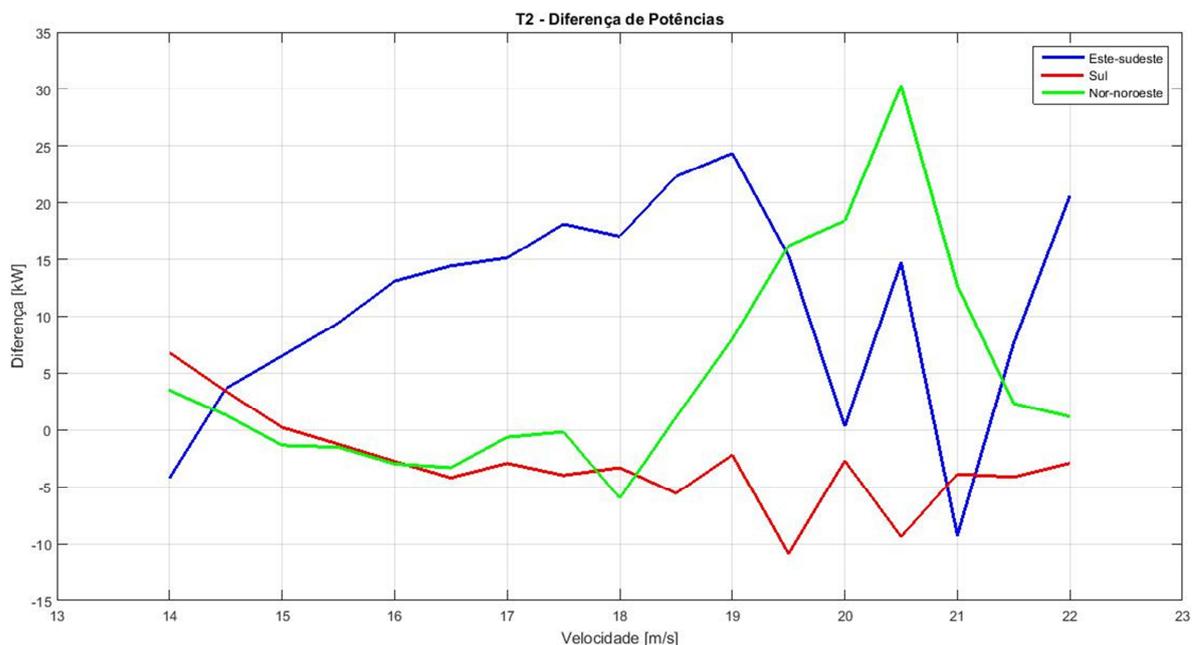


Figura 4.37 – Região 2 – Diferença das curvas de potência das direções predominantes da T2.

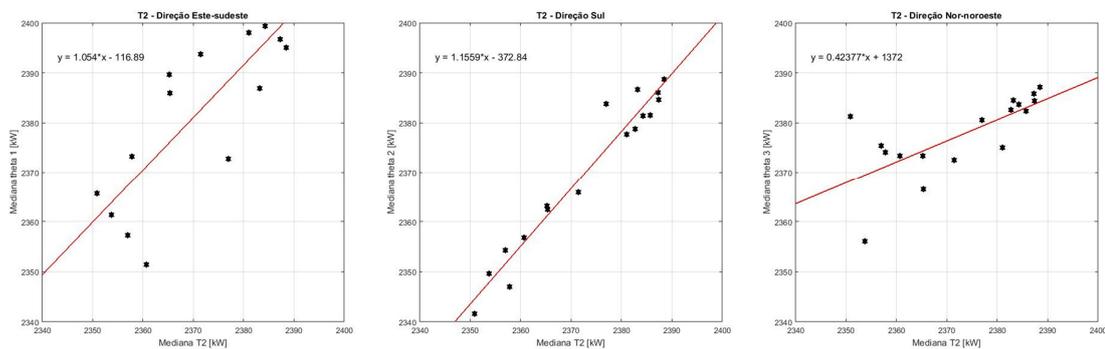


Figura 4.38 – Região 2 – Regressão linear da potência e direções predominantes da T2.

A Tabela 4.16 apresenta os totais das observações e potência observada, o declive e o coeficiente de correlação linear e pela sua análise podemos verificar o seguinte:

- Existe uma diferença próxima dos 50 % de observações entre as direções Sul e Nor-noroeste, neste caso a direção Sul tem um maior registo de observações;
- Pelo valor do declive e do R^2 verifica-se que a direção Nor-noroeste é a que mais se afasta do valor global da Turbina 2, pois tem um declive mais acentuado;

- As potências observadas da região 2, nas direções Este-sudeste, Sul e Nor-noroeste correspondem respectivamente a 7%, 12% e 4.3% da potência observada total da turbina. Ou seja, as direções predominantes da turbina são responsáveis por 23.3% da potência produzida nesta região da curva de potência da Turbina 2.

	Este-sudeste	Sul	Nor-noroeste
Número Observações Total [%]	2.8 %	4.8 %	1.8 %
Potência Total Observada [%]	7.0 %	12.0 %	4.3 %
Declive	1.054	1.1559	0.42377
R ²	0.69377	0.95069	0.49443

Tabela 4.16 – Região 2 – Quadro de resumo do estudo da T2.

Em suma, verifica-se que na Turbina 2 na região 2 comporta-se de forma diferente do que na região 1 porque, é a direção Este-sudeste que não vai de encontro aos valores da curva global da turbina, pois, encontra-se ligeiramente acima. Já as direções Sul e Nor-noroeste têm valores muito próximos da curva global. A direção Este-sudeste é responsável pelos valores de potência superiores à potência nominal, no entanto, a predominância na produção de energia pertence aos ventos de Sul, com 12%, e os ventos de Este-sudeste e Nor-noroeste com 7% e 4.3%, respetivamente.

Por fim, as direções definidas das cinco turbinas analisadas contribuem, em média, com 67.1% da potência observada, pelo que, não se deve negligenciar a importância da direção do vento numa curva de potência.

CAPÍTULO V – Conclusão

Este capítulo assenta numa reflexão do trabalho alicerçada num conjunto de conclusões fundamentadas e apresenta algumas sugestões para trabalhos futuros.

5.1 Conclusões

O trabalho apresentado ao longo deste documento teve como objetivo principal identificar qual o impacto que a direção do vento tem na curva de potência das turbinas eólicas num parque da Serra da Freita, recorrendo a ferramentas estatísticas, nomeadamente à estatística circular, e à programação computacional, especificamente o programa *Matlab*.

A principal conclusão e dando resposta ao objetivo principal do trabalho é que são os ventos de Sul, Sudoeste e Sul-sudoeste que mais contribuem em ambas as regiões da curva de potência para a produção de potência, e conseqüentemente de energia elétrica, com uma média de 30.4% de potência em cada turbina. Todavia, são os ventos de Noroeste, Nor-noroeste e Norte que apresentam um maior registo de observações na região 1 e os ventos de Sul e Sudoeste na região 2. Assim, podemos concluir que a direção do vento constitui, sem dúvida, uma parte integrante na construção da curva de potência pois, a intensidade do vento sentida nas três direções predominantes identificadas nas cinco turbinas estudadas, contribuem, em média, para 67.1% da potência observada, ou seja, da energia produzida.

Um resultado importante do estudo efetuado foi a eliminação de 23.22% dos dados observados de cada turbina com base no intervalo de velocidade de atuação do rotor (de 9.6 a 16.8 rpm) verificou-se, através da análise dos gráficos do Anexo B e conforme referido na Subsecção 4.3.1, que ao eliminar as observações fora deste intervalo estamos a excluir observações que não contribuiriam para a produção de energia elétrica. Em matéria de potência ativa verificou-se que as observações filtradas pelo intervalo de velocidade de atuação do rotor correspondem a 0.2%, valor pequeno que não desvirtua os resultados.

Olhando para as oito turbinas, dado a localização geográfica das mesmas, podemos dividi-las em dois grupos que se encontram separados horizontalmente por 1.5 Km. O primeiro grupo

composto pelas Turbinas 1, 2, 3 e 4 e o segundo grupo composto pelas Turbinas 5, 6, 7 e 8. Esta divisão foi feita porque além da distância física também se constatou nos dados obtidos na análise preliminar realizada na Secção 4.2 que as turbinas do grupo 1 têm um comportamento diferente das turbinas do grupo 2 e têm uma potência observada total superior em 10000 kW.

Na análise preliminar de dados efetuada na Secção 4.2 incidiu-se nas seguintes características do parque: a potência ativa, a velocidade do vento e a direção do vento. Em relação à potência ativa de salientar que a potência nominal real está 100 kW acima da teórica. No que concerne à velocidade do vento o intervalo de maior frequência de observações no primeiro grupo é de 3.6 a 10 m/s e no segundo grupo de 3.4 a 9.3 m/s. Por fim, em termos de direção do vento, verificou-se pela análise do comprimento resultante médio que as observações não estão concentradas num intervalo curto de direção, mas sim dispersas ao longo dos 360°, e pela análise da direção mediana conclui-se que o maior número de observações se encontra no 3.º quadrante.

Seguidamente, realizou-se um estudo dedicado à curva de potência de cada turbina, com os dados filtrados, e permitiu realçar que o primeiro grupo de turbinas apresenta uma massa de valores observados superior ao segundo grupo no intervalo de potências entre os 2100 e 2400 kW, para velocidades de vento entre os 11 e 25 m/s, conforme mostram os gráficos referenciados na Subsecção 4.3.1. É de todo importante salientar que a Turbina 8 tem valores fora dos parâmetros esperados significando, por exemplo, que no período em que as observações foram registadas esta turbina poderá ter sofrido ações de manutenção morosas, não ter sido tão utilizada como as outras turbinas ou ter tido alguma anomalia no sistema que levou a uma produção de potência baixa a velocidades superiores a 10 m/s. Finalmente foi identificado que todas as turbinas, para toda a gama de velocidades, têm um intervalo de valores de potência onde se encontra inserida a curva de potência característica da N90.

Ainda comparando as turbinas com os valores do fabricante verificou-se, pela análise da Figura 4.8 e dos gráficos do Anexo B, que a mediana de cada turbina se encontra abaixo da curva do fabricante dos 5 aos 10.5 m/s, instante em que foi identificado um ponto de viragem porque gradualmente até aos 13 m/s as turbinas começam a ter valores de potência superiores ao do fabricante, com a exceção das Turbinas 7 e 8 que apresentam sempre valores de potência mais

baixos entre os 5 e 25 m/s; a partir dos 14 m/s as Turbinas 4 e 5 apresentam valores oscilatórios e as Turbinas 1, 2, 3 e 6 têm valores de potência superiores aos do fabricante. Paralelamente foram identificadas as duas regiões da curva de potência: a região 1 que corresponde à máxima eficiência do rotor (3 aos 14 m/s) e a região 2 que corresponde ao intervalo da potência nominal (14 aos 25 m/s).

Passando para a direção predominante do vento em cada turbina, analisada na Subsecção 4.3.2, foram definidos três critérios para identificar as direções predominantes: o “critério dos 3%”, o “critério da moda” e “o critério dos 35%”. Desta forma foi possível identificar 3 direções predominantes das Turbinas 1 à 5: na Turbina 1 as direções Nordeste, Sul e Noroeste; para a Turbina 2 as direções Este-sudeste, Sul e Nor-noroeste; para a Turbina 3 o Sudeste, Sudoeste e o Norte; na Turbina 4 as direções Este, Sul-sudoeste e Noroeste; e na Turbina 5 foram identificadas as direções Este, Sudoeste e Nor-noroeste, conforme resumido na Tabela 4.9. As Turbinas 6, 7 e 8 apresentam mais do que 3 direções predominantes e não sendo possível verificar direções predominantes visivelmente destacadas nestas turbinas, então, foram excluídas do caso de estudo. Assim, foram identificadas para a.

Entrando no caso de estudo foram analisadas as três direções predominantes identificadas em cada turbina nas regiões 1 e 2 da curva de potência, em separado. A região 1 foi analisada nas Turbinas 1 a 5 e ficou definida pelo intervalo de 4 a 14 m/s. Devido ao valor de observações acima dos 22 m/s e das Turbinas 3, 4 e 5 serem muito reduzidas, como mostra a Tabela E.1, a região 2 foi analisada somente nas Turbinas 1 a 2 e ficou definida pelo intervalo de 14 a 22 m/s. Na região 1 destaca-se uma característica transversal às cinco turbinas designada como um ponto de viragem, dependendo de turbina para turbina este ponto varia entre os 8.5 a 11 m/s e o que acontece nesta fase é a mediana da direção predominante que antes apresentava valores de potência superiores (ou inferiores), relativamente à mediana global da respetiva turbina, após o ponto de viragem passou a apresentar valores inferiores (ou superiores).

Por fim, concluiu-se que os ventos de Norte influenciam a região 1, os ventos de Sul a região 1 e 2 e são os ventos de Sul, Sudoeste e Sul-sudoeste que mais influem na produção de energia

elétrica, com valores entre os 25 a 36 % da potência total observada, contribuindo amplamente para a modelação da curva de potência.

5.2 Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros é de todo importante perceber qual a influência que o terreno tem no escoamento do vento, recorrendo a simuladores de escoamentos ou até mesmo a um túnel de vento, para identificar se as turbinas estão a ser afetadas por fenómenos de turbulência provocados pelo terreno ou pelas próprias turbinas.

Atendendo que foram identificados dois grupos de turbinas devido à distância física, às diferenças nos valores de potência ativa e da direção do vento, seria interessante analisar qual o impacto na produção total de cada grupo no seu pleno, uma vez, que as turbinas do segundo grupo apresentam valores de direção proveniente de todas as direções.

Uma vez que foram identificadas mais do que uma direção predominante e respetiva contribuição para a potência observada, será, de todo, necessário verificar se o plano de manutenção terá que ser reajustado de modo a explorar o máximo potencial eólico do local.

Como na região 1 da curva de potência foi identificado em todas as turbinas e repetivas direções predominantes um ponto de viragem, esta é uma oportunidade para estudar o porquê deste ponto de viragem e verificar se a região 1 terá que ser dividida em duas regiões.

Com o intuito de confrontar os resultados obtidos neste trabalho, seria interessante efetuar uma previsão do potencial eólico e respetiva curva de potência com base na varável velocidade do vento e outra com base nas variáveis velocidade e direção do vento, de um dado local. Desta forma poderia corroborar, ou não, a influência do vento na modelação da curva de potência.

BIBLIOGRAFIA

ABB – **Photovoltaic Plants**. N°10. Bergamo, Italy, 2010. Technical Application Papers.

ABB - **Wind Power Plants**. N°13. Bergamo, Italy, 2011. Technical Application Papers.

AGUIAR, António Ricardo da Silva Magalhães - **Utilização de Dados Operacionais para a Compreensão do Desempenho de Aerogeradores**. Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2009. Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica.

CASTELLANI, F., ASTOLFI, D.; GARINEI, A.; PROIETTI, S.;SDRINGOLA, P.; TERZI, L.; DESIDERI, U. - **How wind turbines alignment to wind direction affects efficiency? A case study through SCADA data mining**. The 7th International Conference on Applied Energy. Italy: University of Perugia, Department of Engineering, 2015. Paper.

CUTLER, Nicholas; OUTHRED, Hugh; MACGILL, Lain - **Using nacelle-based wind speed observations to improve power curve modeling for wind power forecasting**. Wiley Online Library. Australia: University of New South Wales, School of Electrical Engineering and Telecommunications, 2011. Research Article.

DING, Yuyu; ZHOU, Hai; TAN, Zhiping; CHEN, Ying; DING, Jie - **The Influence of Wind Direction on Short-term Wind Power Prediction: A Case Study in North China**. Digital : Electric Power Research Institute, 2012. Paper.

E2P, Energias Endógenas de Portugal - **Parques Eólicos em Portugal**. Portugal: Associação de Energias Renováveis, 2016.

Disponível em http://e2p.inegi.up.pt/relatorios/Portugal_Parques_Eolicos_2016.pdf.

EICHHORN, Katharina - **The change of power curves as a function of various meteorological parameters**. Innsbruck, Austria: University of Innsbruck, Faculty of Geo- and Atmospheric Sciences, 2013. Master Thesis in Atmospheric Sciences.

ENERGIA, Portal - Energias Renováveis - **Energia Hídrica**, 2016, artigo consultado em dezembro de 2016 e disponível em:

<https://www.portal-energia.com/energia-hidrica/>

ENERGIA, Portal - Energias Renováveis - **Funcionamento de um Aerogerador**, 2016^a, artigo consultado em dezembro de 2016 e disponível em:

<http://www.portal-energia.com/funcionamento-de-um-aerogerador/>

ENERGY, Coriolis - **Wind and its origins**, 2014, artigo consultado em dezembro de 2016 e disponível em:

http://www.coriolis-energy.com/wind_energy/wind.html

EUROSTAT - **Energy, transport and environment indicators**. Statistical Books. União Europeia, 2016. ISBN 978-92-79-60137-8.

Disponível em <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/3217494/7731525/KS-DK-16-001-EN-N.pdf/cc2b4de7-146c-4254-9521-dcbd6e6fafa6>

FALCÃO, Djalma; LEITE, Andréa; BORGES, Carmen - **Modelagem de usinas eólicas para estudos de confiabilidade**. Revista Controle & Automação. Brasil: Divisão Estudos Eléctricos, 2006. ISSN 0103-1759. Paper.

GALLEGO, Cristobal; PINSON, Pierre; MADSEN, Henrik; COSTA, A.; CUERVA, A.- **Influence of local wind speed and direction on wind power dynamics – Application to offshore very short-term forecasting**. Denmark: Technical University of Denmark, 2011. Paper.

GONÇALVES, João Silva Nunes - **Avaliação do Potencial Eólico para Geração de Energia eléctrica**. Lisboa: Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Departamento de Engenharia Mecânica, 2015. Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica.

GUO, Zhenhai; XIAO, Xia - **Wind Power Assessment Based on a WRF Wind Simulation with Developed Power Curve Modeling Methods**. China, Beijing: Chinese Academy of Sciences, Institute of Atmospheric Physics, 2014. Article ID 941648. Research Article.

HAU, Erich - **Wind Turbines - Fundamentals, Technologies, Application, Economics**. 2.^a ed. Germany, Berlin: Springer, 2006.

IBERWIND, Natural Efficiency - **Freita I**, 2014, artigo consultado em março de 2017 e disponível em : <http://www.iberwind.com/pt/parques/19/>.

JAMMALAMADAKA, S. Rao; SENGUPTA, A. - **Topics in Circular Statistics**. Vol. 5. Singapore: World Scientific, 2001.

JANSSENS, Olivier; NOPPE, Nymfa; DEVRIENDT, Christof; WALLE, Rik; HOECKE, Sofie - **Data-driven multivariate power curve modeling of offshore wind turbines**. Belgium: Ghent University, Department of Electronics and Information Systems, 2015. Paper.

JEPPESEN - **Principles Of Flight**. 2.^a ed. Frankfurt, Germany: Joint Aviation Authorities Airline Transport Pilot's License, 2001.

JERVELL, José Tor - **Estudo da influência das características do vento no desempenho**. Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008. Relatório do Projecto Final em Mestrado Engenharia Mecânica.

KHALFALLAH, Khalfallah; KOLIUB, Aboelyazied - **Suggestions for improving wind turbines power curves**. Egipt, Cairo: Faculty of Engineering, Mechanical Power Department, 2006. Paper.

MANWELL, J.F.; MCGOWAN, J.G.; ROGERS, A.L. - **Wind Energy Explained - Theory, Design and Application**. 1.^a ed. West Sussex, England: Springer, 2002.

MARDIA, Kanti; JUPP, Petter - **Directional Statistics**. United Kingdom, Leeds: John Wiley and Sons Ltd, 1999.

MATHEW, Sathyajith - **Fundamentals, Resource Analysis and Economics**. India, Malappuram: Springer, 2006.

MILAN, Patrick - **The stochastic power curve analysis of wind turbines**. França: École Normale Supérieure de Lyon, Institute of Physics, 2008. Dissertação de Mestrado em Ciência dos Materiais.

MONTGOMERY, Douglas - **Applied Statistics and Probability for Engineers**. 3.^a ed. USA: John Wiley and Sons, 2002.

PORTÉ-AGEL, Fernando; WU, Yu-Ting; CHEN, Chang-Hung - **A Numerical Study of the Effects of Wind Direction on Turbine Wakes and Power Losses in a Large Wind Farm**. Switzerland, Lausanne: École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Wind Engineering and Renewable Energy Laboratory, 2013. ISSN 1996-1073.

REIS, Elisabeth - **Estatística Descritiva**. 4.^a ed. Lisboa: Edições Sílabo, 1998.

SCHLECHTINGEN, Meik; SANTOS, Ilmar; ACHICHE Sofiane - **Using Data-Mining Approaches for Wind Turbine Power Curve Monitoring: A Comparative Study**. Elsevier. Germany, Hamburg: Department of Technical Operation Wind Offshore, 2013. Paper.

VELÁZQUES, Sergio; CARTA, José; MATÍAS, J.M. - **Influence of the input layer signals of ANNs on wind power estimation for a target site: A case study**. Universidad de Las Palmas de Gran Canaria. Elsevier. Spain: Department of Electronics and Automatics Engineering, 2010. Paper.

ANEXO A – Ficha Técnica N90/2300

As características da Turbina Nordex N90 / 2300 encontram-se detalhadas na respectiva ficha técnica. Neste anexo encontra-se retratada na Figura A-1 a página da ficha técnica correspondente às características da turbina como auxílio ao capítulo 5.2.

THE N80/2500 AND N90/2300: THE FINER DETAILS AT A GLANCE.

Rotor
The rotor consists of three rotor blades made of glass-fibre-reinforced polyester, the hub, the pitch bearings, and drives to change the pitch angle of the rotor blades.

Drive chain
The drive train consists of the rotor shaft, the gearbox, an elastic cardanic coupling and the generator.

Gearbox
The gearbox is designed as a two-stage planetary gearbox with a one-stage spur gear. The gearbox is cooled by means of an oil-water-air cooling circuit with stepped cooling capacity. The bearings and tooth engagements are kept continuously lubricated with cooled oil.

Generator
The generator is a double-fed asynchronous machine. The generator is kept in its optimum temperature range by means of a cooling circuit.

Cooling and filtration
The gearbox, generator and converter of the N80/2500 and N90/2300 have cooling systems which are independent from each other. The cooling system for the generator and converter is based on a water circuit. This ensures optimum operating conditions in all types of weather.

Braking system

The three redundant and independently controlled rotor blades can be set at full right angles to the rotation direction for aerodynamic braking. In addition, the hydraulic disc brake provides support in the event of an emergency stop.

Hydraulic system
The hydraulic system provides the oil pressure for the operation of different components: the yaw brakes, rotor brake and nacelle roof.

Nacelle
The nacelle consists of the cast machine frame and the nacelle housing. The nacelle housing is made of high-quality glass-fibre-reinforced polyester (GRP). The roof of the nacelle is opened hydraulically.

Yaw system
The wind direction is continuously monitored by two redundant wind direction sensors on the nacelle. If the permissible deviation is exceeded, the yaw angle of the nacelle is actively adjusted by means of two geared motors.

Tower
The tubular steel tower is designed and certified as a modular tower. The requirements of EN 50308 in particular have been taken into account in the design of the tower interiors (access ladder, platforms, safety equipment). The transformer can be installed either inside or outside the tower.

Control and grid connection
The wind turbine has two anemometers. One anemometer is used for controlling the turbine, the second for monitoring the first. All operational data can be monitored and checked on a central screen located in the switch cabinet. The data and signals are transmitted via ISDN for remote monitoring. At the click of the mouse, the operator can download all key data for the turbine from the Internet. The necessary communications software and hardware is supplied by Nordex.

Lightning protection
Lightning and overvoltage protection of the entire wind turbine is based on the lightning protection concept and is in accordance with DIN EN 62305.

FACTS AND FIGURES.

	N80/2500	N90/2300		N80/2500	N90/2300
Rotor			Yaw system		
Number of rotor blades	3	3	bearings	Ball bearing	Ball bearing
Rotor diameter	80.00 to 104.00m	80.00 to 104.00m	Brake	Hydraulic disc brake	Hydraulic disc brake
Rotor speed	6.0 to 16.0 rpm	6.0 to 16.0 rpm	Converter	Two asynchronous rectifiers with an integrated bridge	
Rotor pitch	0 to 90°	0 to 90°	Control system		
Rated wind speed	Approx. 11.5 m/s	Approx. 11.5 m/s	Type	PLC, Siemens Field Controller (SFC)	
Cut-out wind speed	25.0 m/s	25.0 m/s	CMC connection	Via SFC converter	Via SFC converter
Rated power	From approx. 10 MW	From approx. 13 MW	Scope of monitoring	Nacelle monitoring of yaw, yaw differential parameters, e.g. temperature, hydraulic pressure, pitch parameters, wind speed and direction	
Control and speed	Variable, SFC type class 1	Variable, SFC type class 2	Recording	Production data, wind data with filter function, long and short term trends	
Pitch regulation	Individual pitch	Individual pitch	Visualization	Panel PC in control cabinet and Web-based access possible from any PC, adapter for laptop at the bottom of tower and in nacelle	
Weight	Approx. 10,000 kg	Approx. 10,000 kg	Blades		
Rotor blades			Primary	Rotor blade pitch	Rotor blade pitch
Length	30.0 m	33.0 m	Secondary	Hydraulic disc brake	Hydraulic disc brake
Material	GRP	GRP	Tower		
Weight	Approx. 6,000 kg	Approx. 6,000 kg	Type	Modular tubular steel tower	
Converter			Hub heights	Tubular tower 40 m,	Tubular tower 40 m,
Type	Planetary gearbox	Planetary gearbox	certificate S.C. 10	certificate S.C. 10	certificate S.C. 10
Gear ratio	1 : 146.7	1 : 173.6	Tubular tower 40 m,	Tubular tower 40 m,	Tubular tower 40 m,
Material	Approx. 10,300 kg	Approx. 10,300 kg	certificate S.C. 10	certificate S.C. 10, S.C. 10, S.C. 2	certificate S.C. 10
Oil quantity	160 l	160 l	Tubular tower 40 m,	Tubular tower 40 m,	Tubular tower 40 m,
Oil change	Semi-annual check, change as required	Semi-annual check, change as required	certificate S.C. 10,	certificate S.C. 10,	certificate S.C. 10,
Rotor shaft bearing	Cylindrical roller bearing	Cylindrical roller bearing	DIB 3, MW 10	Lubricator tower 10 m,	Lubricator tower 10 m,
Converter			Weight	Approx. 10,000 kg	Approx. 10,000 kg
Power	1.360 kW	1.360 kW	POWER CURVE N80/2500		POWER CURVE N90/2300
Voltage	660 V	660 V	Wind speed (m/s)	Power (kW)	Power coefficient Cp
Type	Asynchronous double-fed liquid-cooled		0	0	0.000
Insulation class	F 155	F 155	1	0.000	0.000
Weight	Approx. 10,000 kg	Approx. 10,000 kg	2	0.000	0.000
			3	0.000	0.000
			4	0.000	0.000
			5	0.000	0.000
			6	0.000	0.000
			7	0.000	0.000
			8	0.000	0.000
			9	0.000	0.000
			10	0.000	0.000
			11	0.000	0.000
			12	0.000	0.000
			13	0.000	0.000
			14	0.000	0.000
			15	0.000	0.000
			16	0.000	0.000
			17	0.000	0.000
			18	0.000	0.000
			19	0.000	0.000
			20	0.000	0.000
			21	0.000	0.000
			22	0.000	0.000
			23	0.000	0.000
			24	0.000	0.000
			25	0.000	0.000
			26	0.000	0.000
			27	0.000	0.000
			28	0.000	0.000
			29	0.000	0.000
			30	0.000	0.000
			31	0.000	0.000
			32	0.000	0.000
			33	0.000	0.000
			34	0.000	0.000
			35	0.000	0.000
			36	0.000	0.000
			37	0.000	0.000
			38	0.000	0.000
			39	0.000	0.000
			40	0.000	0.000
			41	0.000	0.000
			42	0.000	0.000
			43	0.000	0.000
			44	0.000	0.000
			45	0.000	0.000
			46	0.000	0.000
			47	0.000	0.000
			48	0.000	0.000
			49	0.000	0.000
			50	0.000	0.000

Figura A.1 – Ficha Técnica Turbina Nordex 90 / 2300³.

³ Fonte: http://www.nordex-online.com/fileadmin/MEDIA/Produktinfos/EN/Nordex_N90_2300_GB.pdf

ANEXO B – Comparação de Curvas de Potência

Neste anexo podemos verificar três tipos de gráficos da curva de potência de cada turbina que suportam a análise efetuada em 4.3.1.

Da Figura B.1 à Figura B.8 temos em cada figura a seguinte informação: (a) à esquerda está o gráfico da curva de potência da turbina sem a aplicação de qualquer filtro de dados e (b) à direita está o gráfico da curva com os dados filtrados pelo intervalo de atuação do rotor e também a vermelho a curva característica da Turbina N90.

Da Figura B.9 à Figura B.16 temos em cada figura *Boxplots* de cada turbina para comparar o comportamento de curvas de potência entre cada turbina, individualmente, e a referência N90.

Da Figura B.17 à Figura B.19 podemos verificar de forma mais pormenorizada o gráfico da Figura 4.9, que corresponde à curva de potência das 8 turbinas.

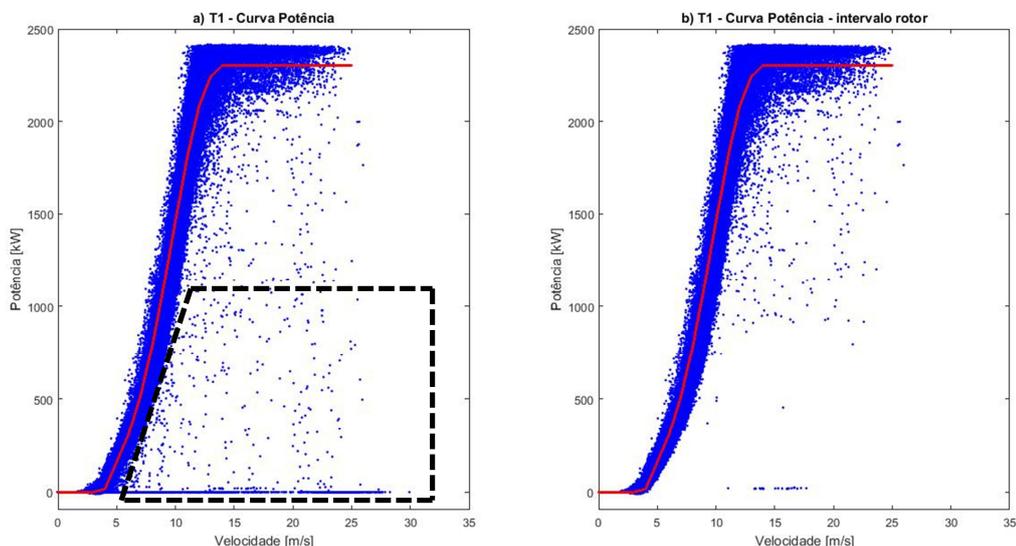


Figura B.1 – Aplicação do filtro na curva potência T1.

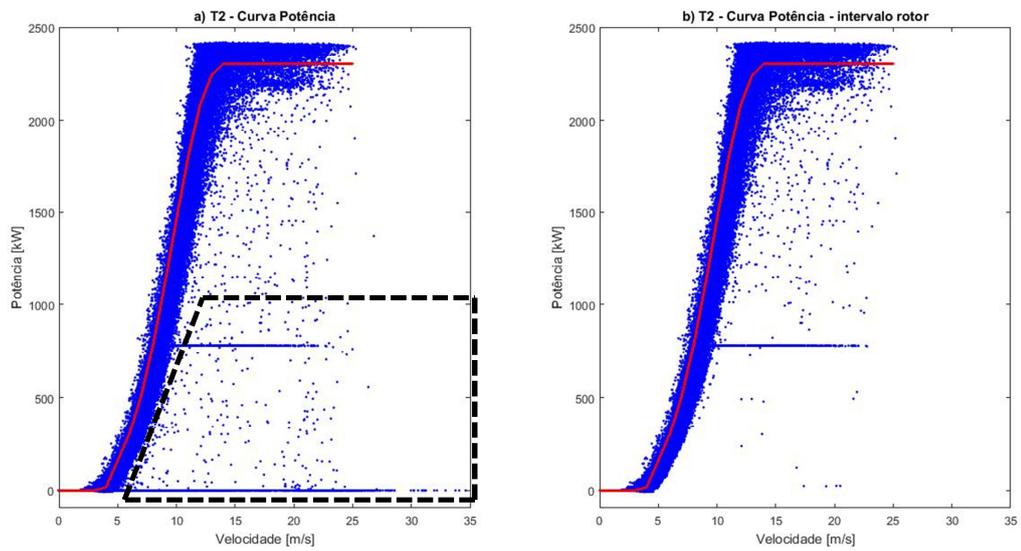


Figura B.2 – Aplicação do filtro na curva potência T2.

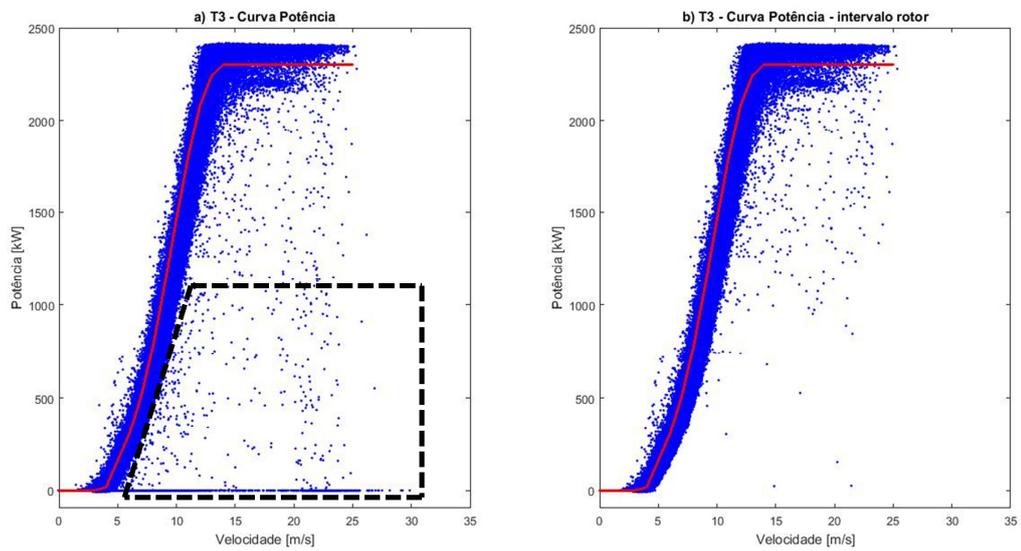


Figura B.3 – Aplicação do filtro na curva potência T3.

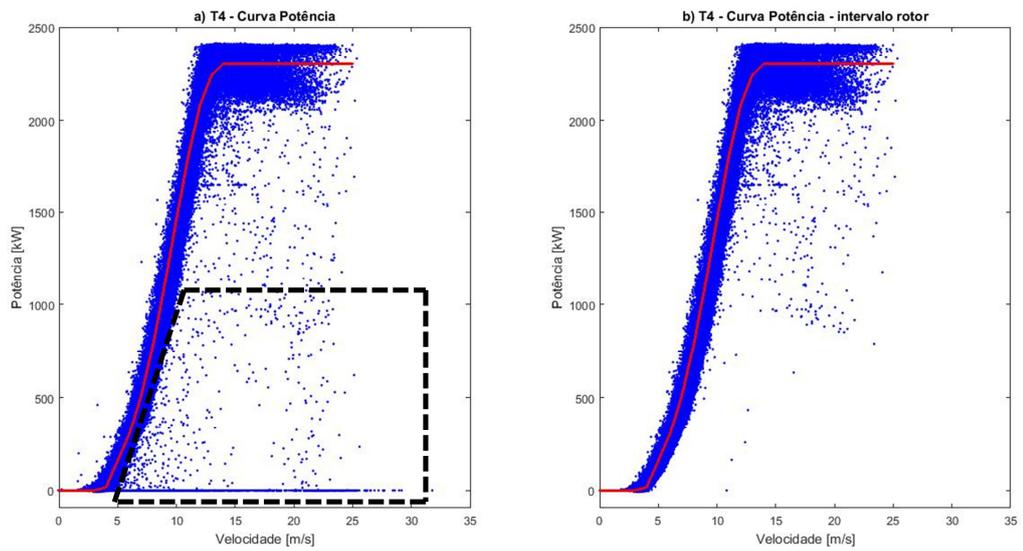


Figura B.4 – Aplicação do filtro na curva potência T4.

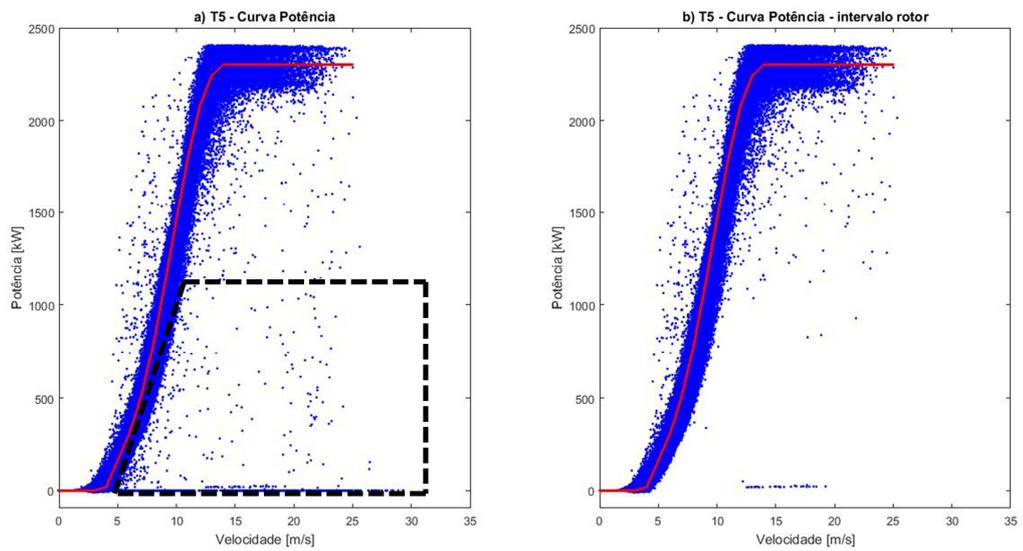


Figura B.5 – Aplicação do filtro na curva potência T5.

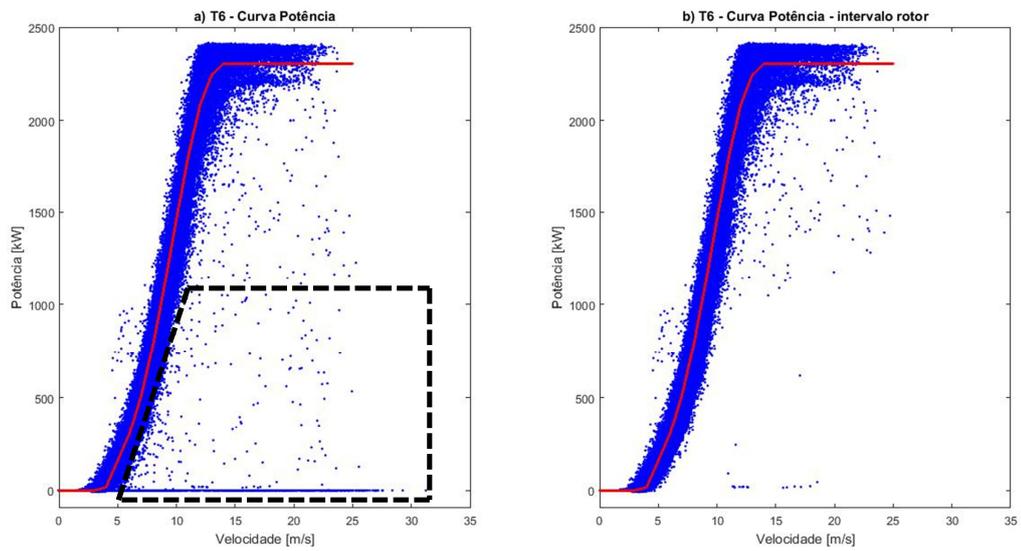


Figura B.6 – Aplicação do filtro na curva potência T6.

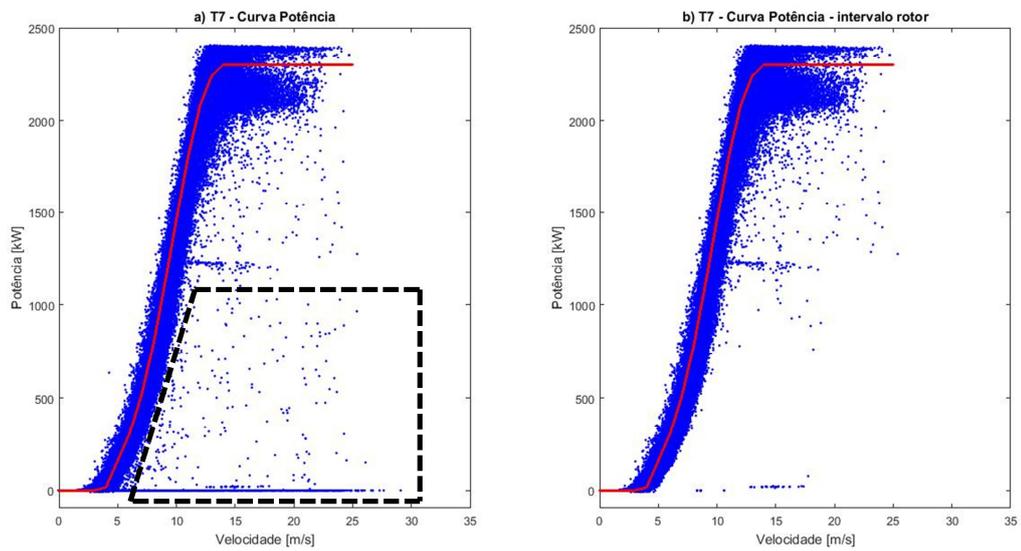


Figura B.7 – Aplicação do filtro na curva potência T7.

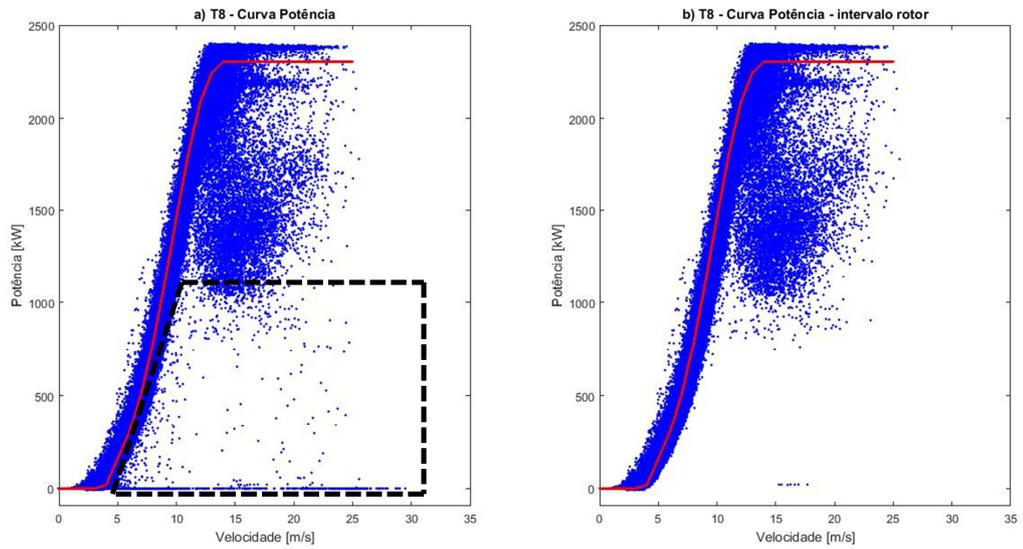


Figura B.8 – Aplicação do filtro na curva potência T8.

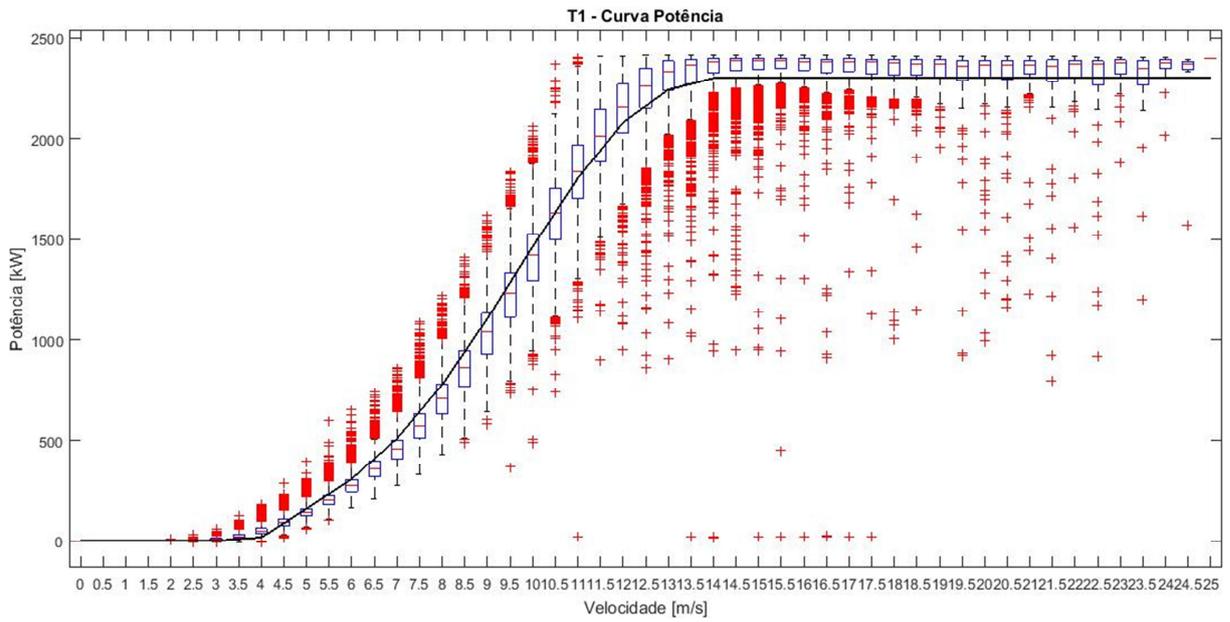


Figura B.9 – Curva Potência T1 vs N90.

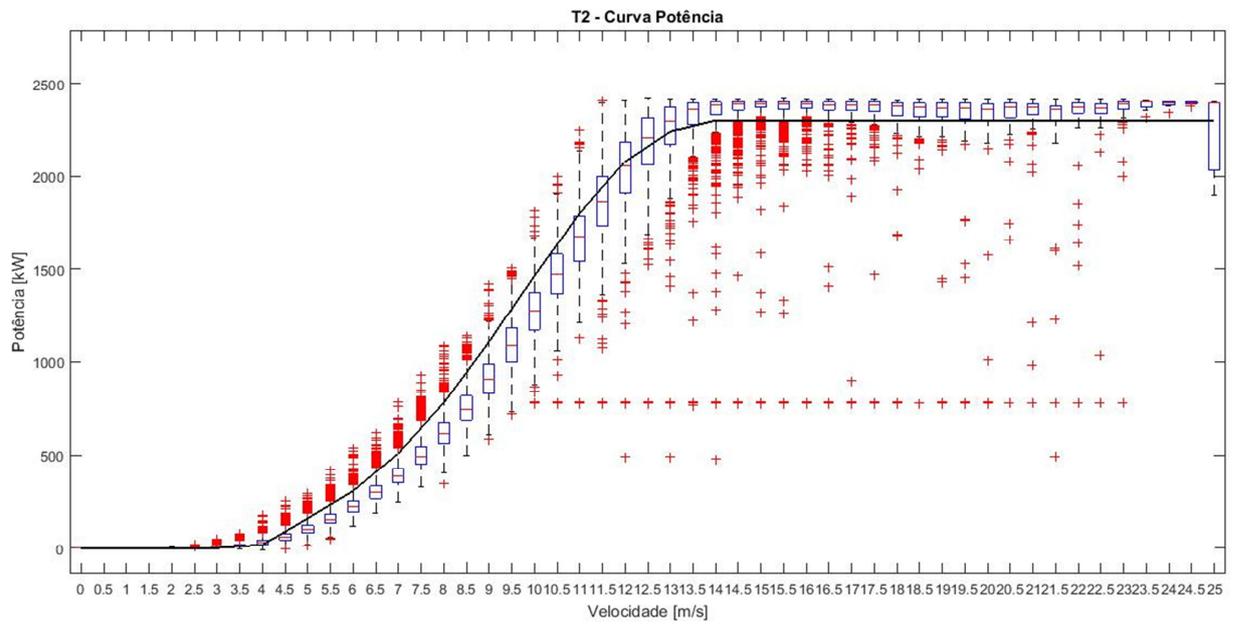


Figura B.10 – Curva Potência T2 vs N90.

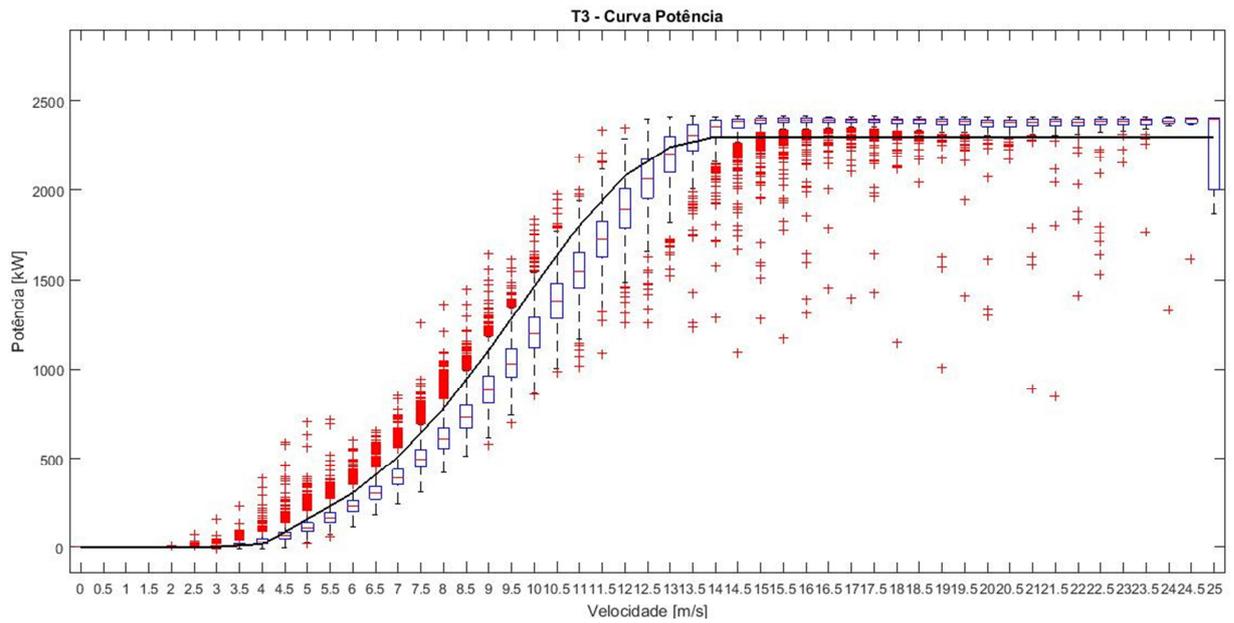


Figura B.11 – Curva Potência T3 vs N90.

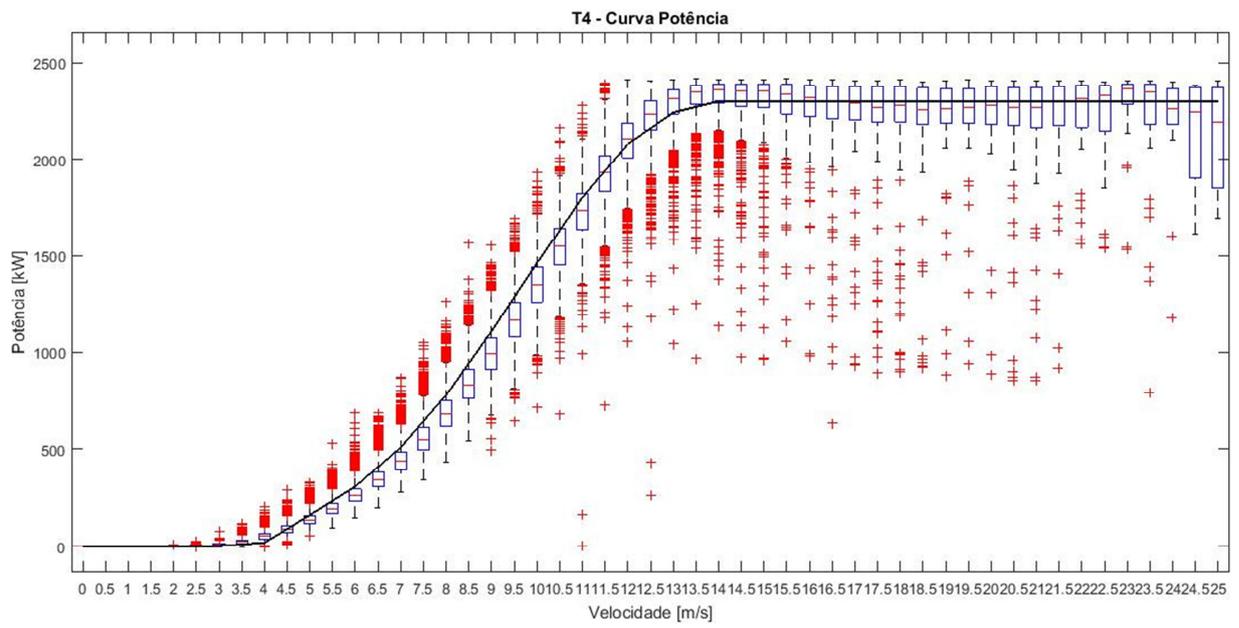


Figura B.12 – Curva Potência T4 vs N90.

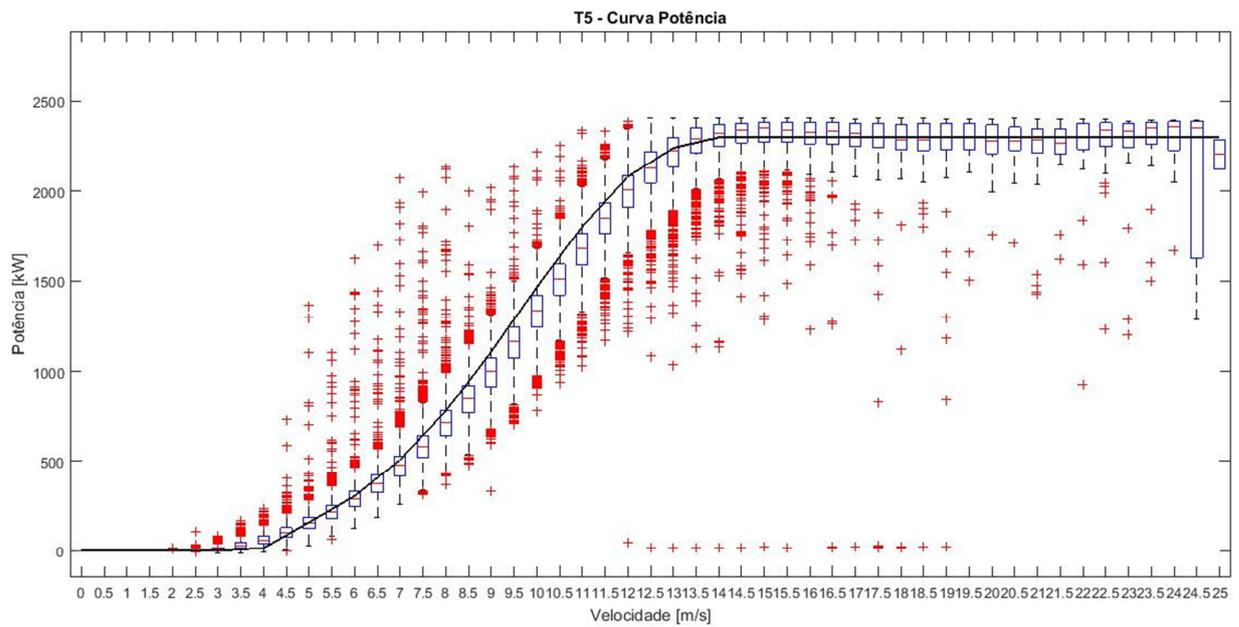


Figura B.13 – Curva Potência T5 vs N90.

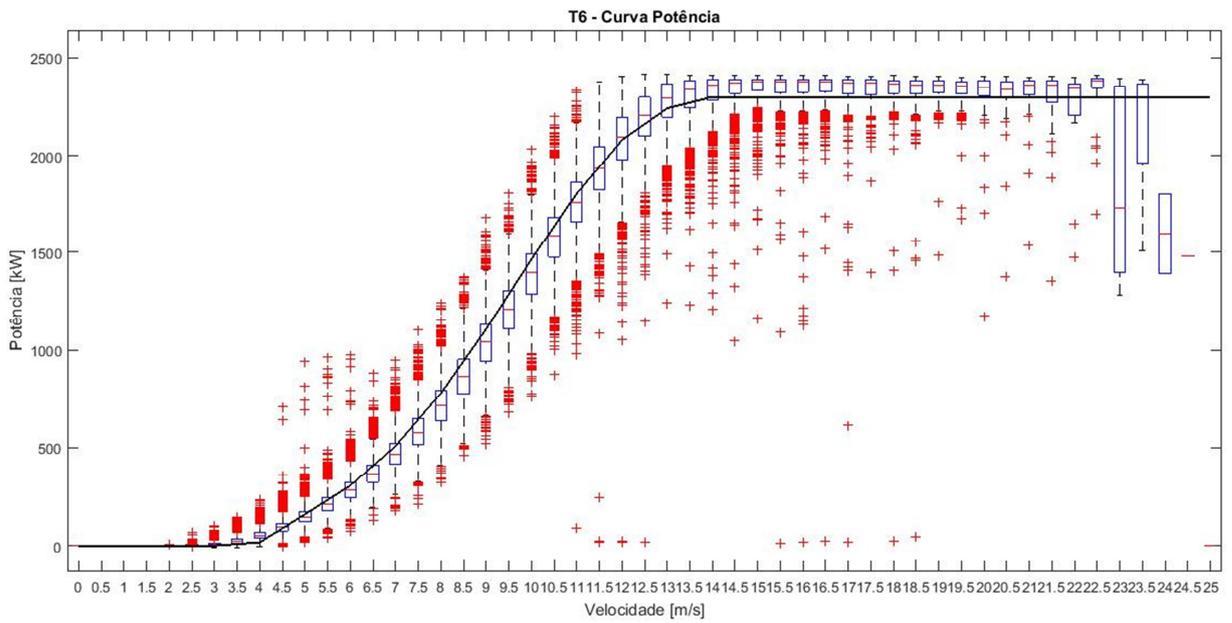


Figura B.14 – Curva Potência T6 vs N90.

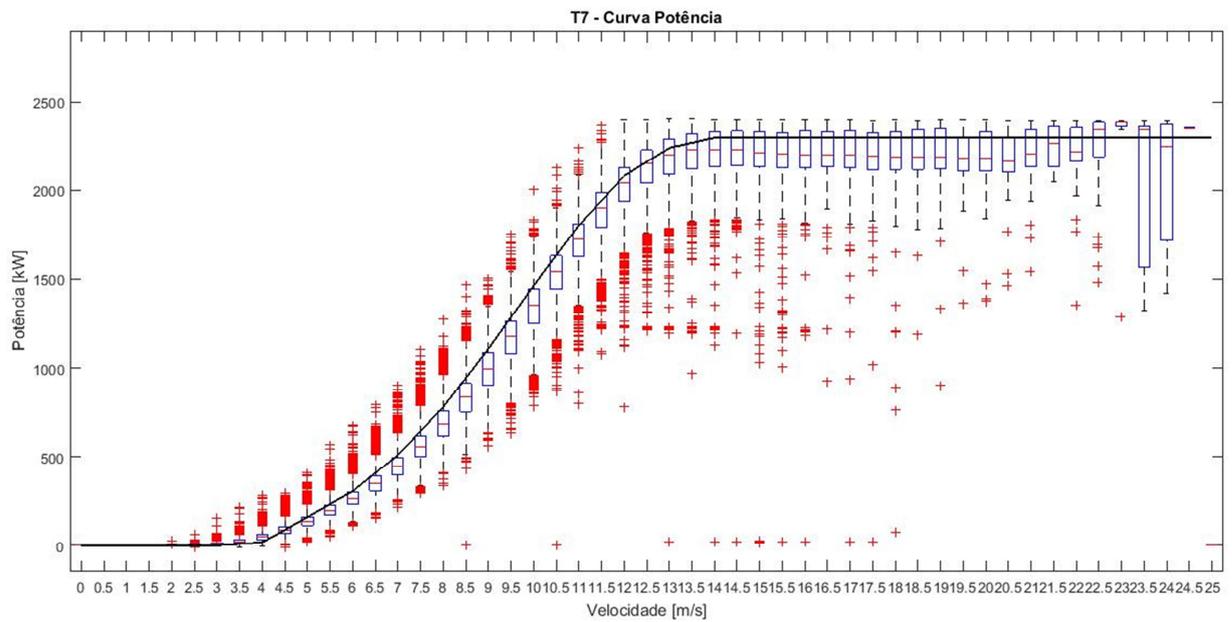


Figura B.15 – Curva Potência T7 vs N90.

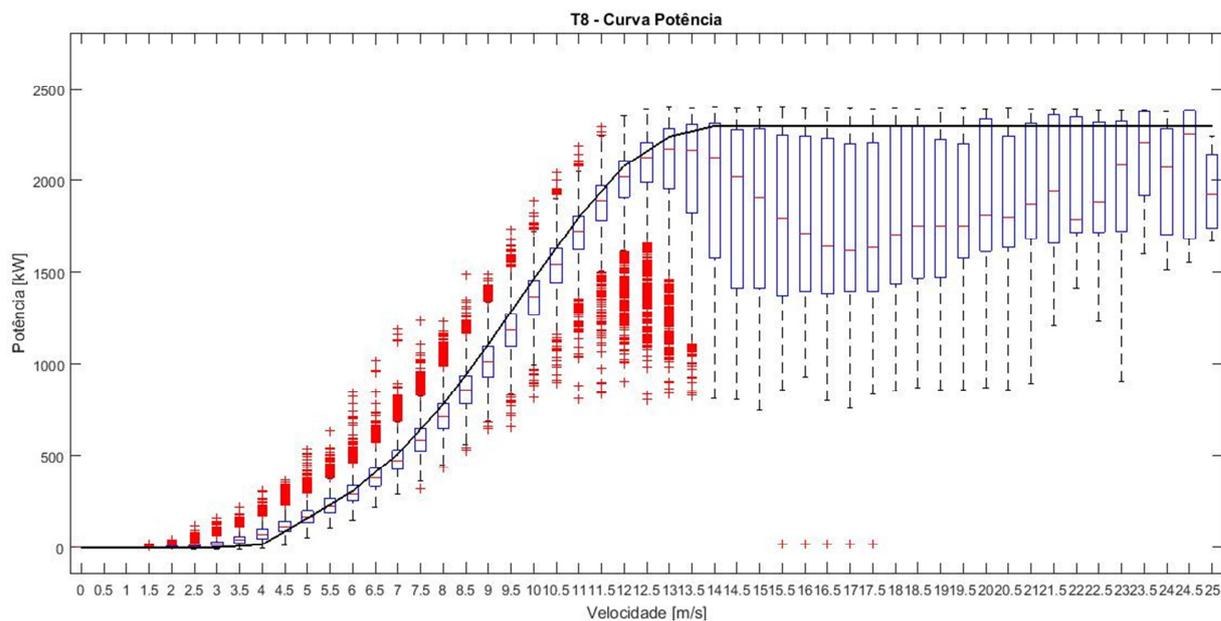


Figura B.16 – Curva Potência T8 vs N90.

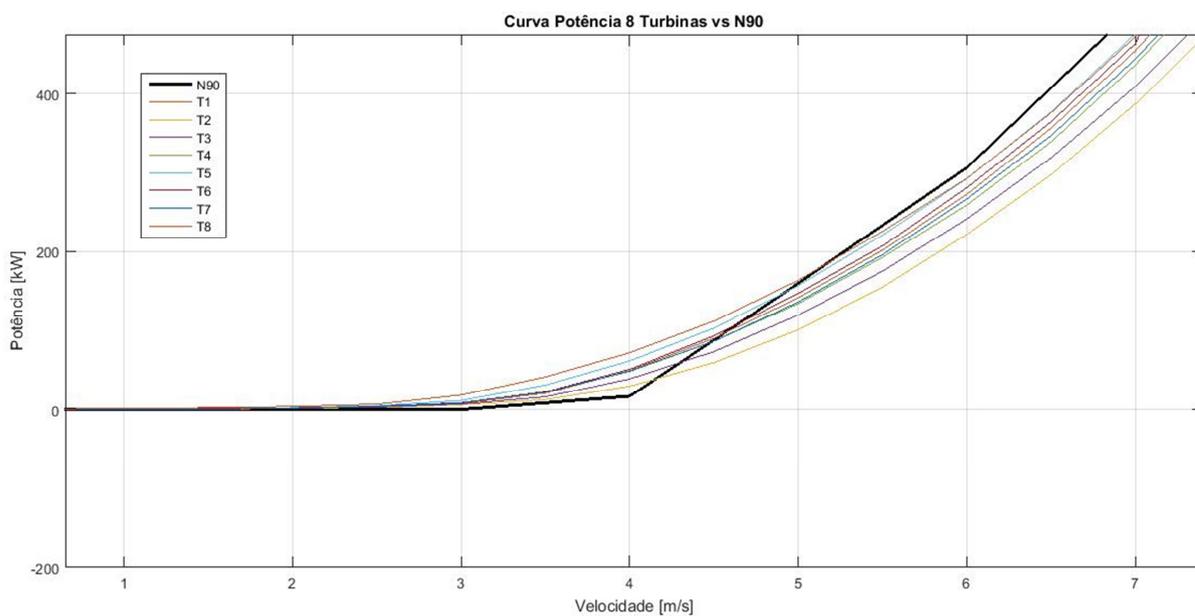


Figura B.17 – Região 1 das curvas de potências das 8 turbinas vs N90.

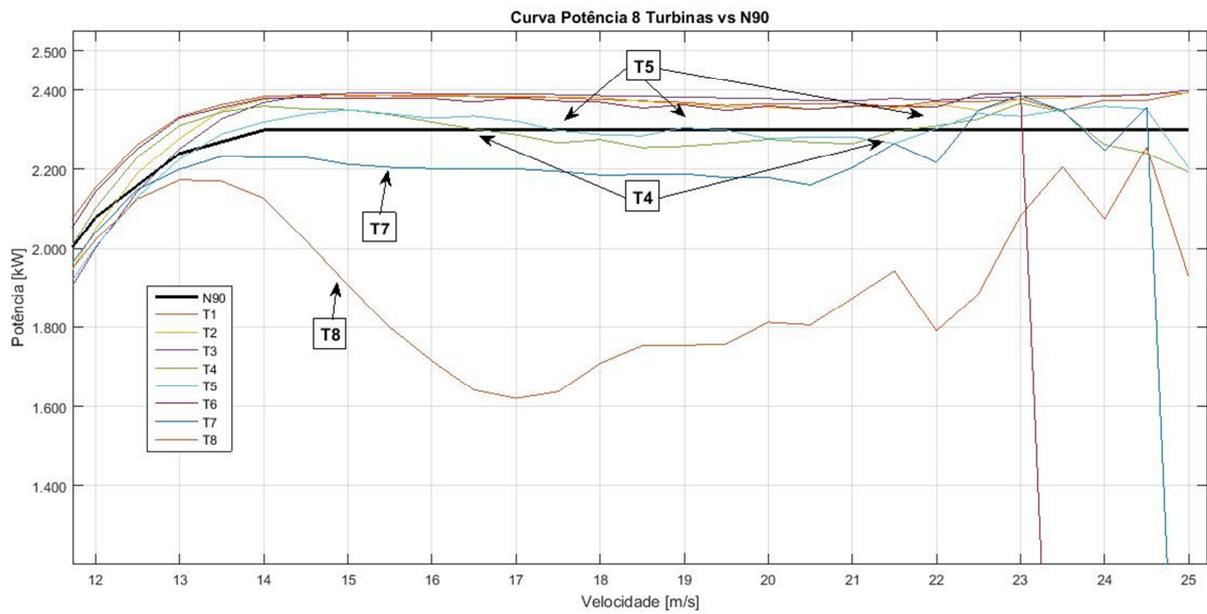


Figura B.18 – Região 2 das curvas de potências das 8 turbinas vs N90.

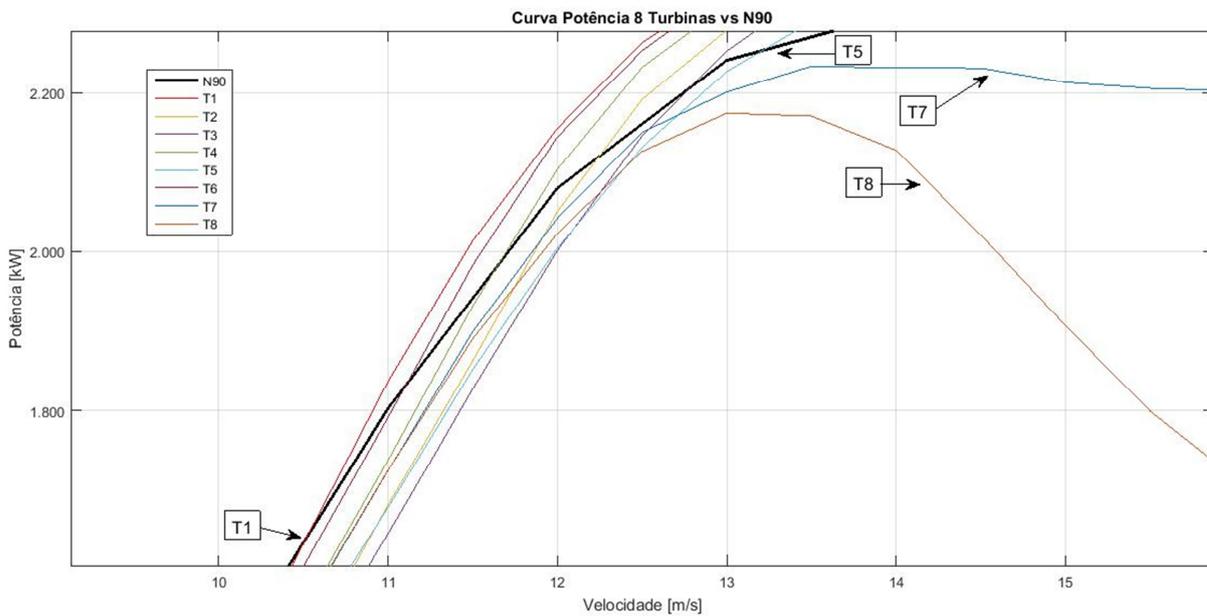


Figura B.19 – Ponto de viragem na região 1 das curvas de potências das 8 turbinas vs N90.

ANEXO C – Direção do Vento

Os gráficos presentes neste anexo são gráficos circulares compostos pela direção do vento mais a potência produzida, nos gráficos à esquerda, e também formados pela direção do vento mais a velocidade do vento sentida na respectiva direção, à direita. Os gráficos alicerçam a análise descrita no capítulo 4.3.2.

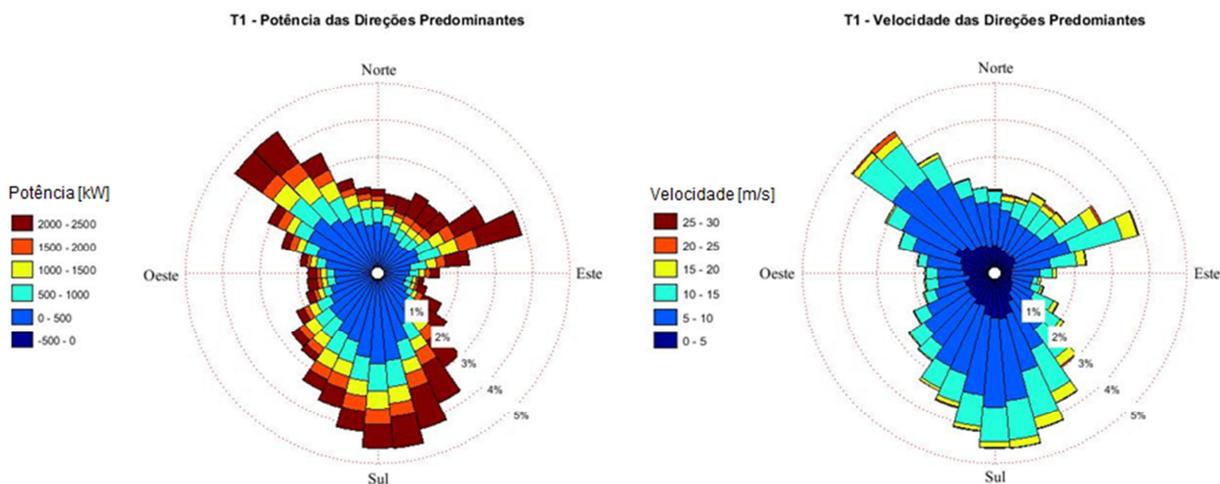


Figura C.1 – Potência e velocidade nas direções do vento da Turbina 1.

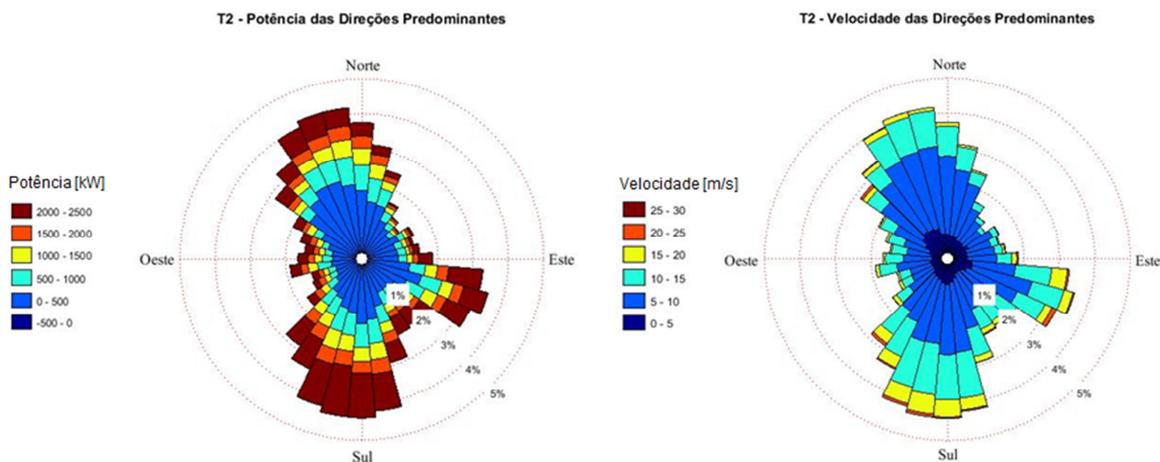


Figura C.2 – Potência e velocidade nas direções do vento da Turbina 2.

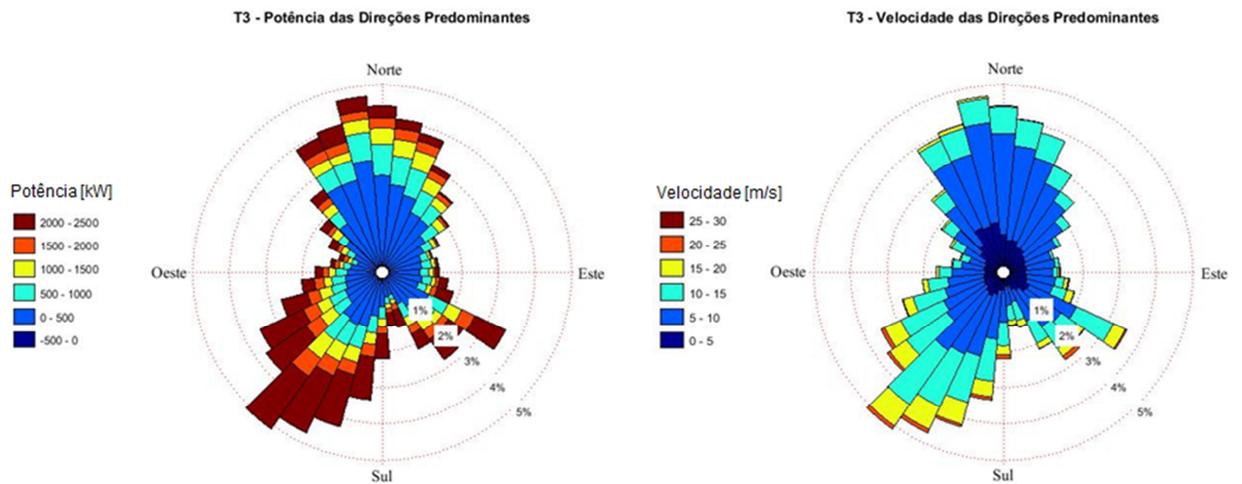


Figura C.3 – Potência e velocidade nas direções do vento da Turbina 3.

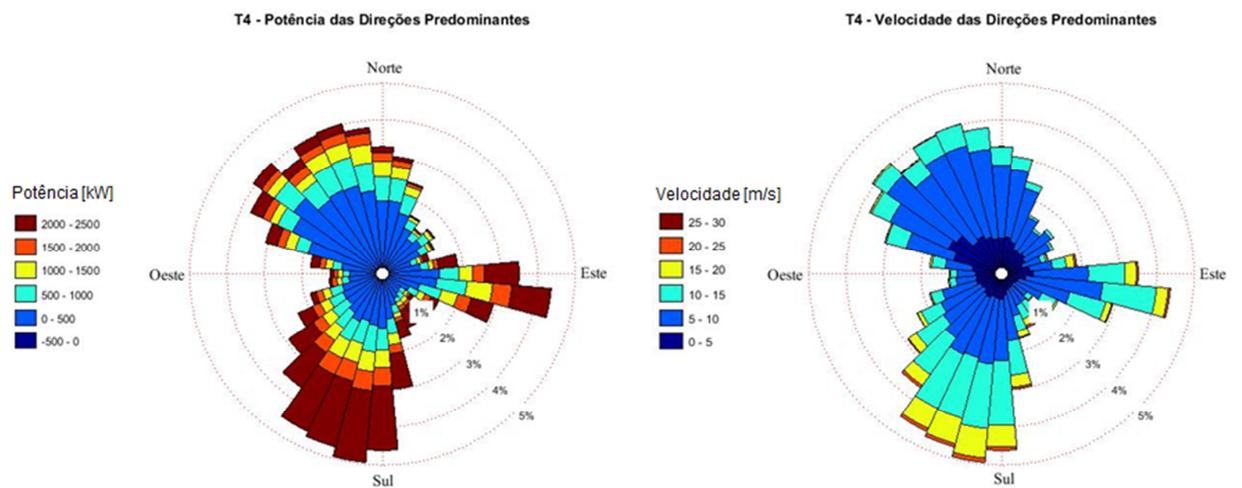


Figura C.4 – Potência e velocidade nas direções do vento da Turbina 4.

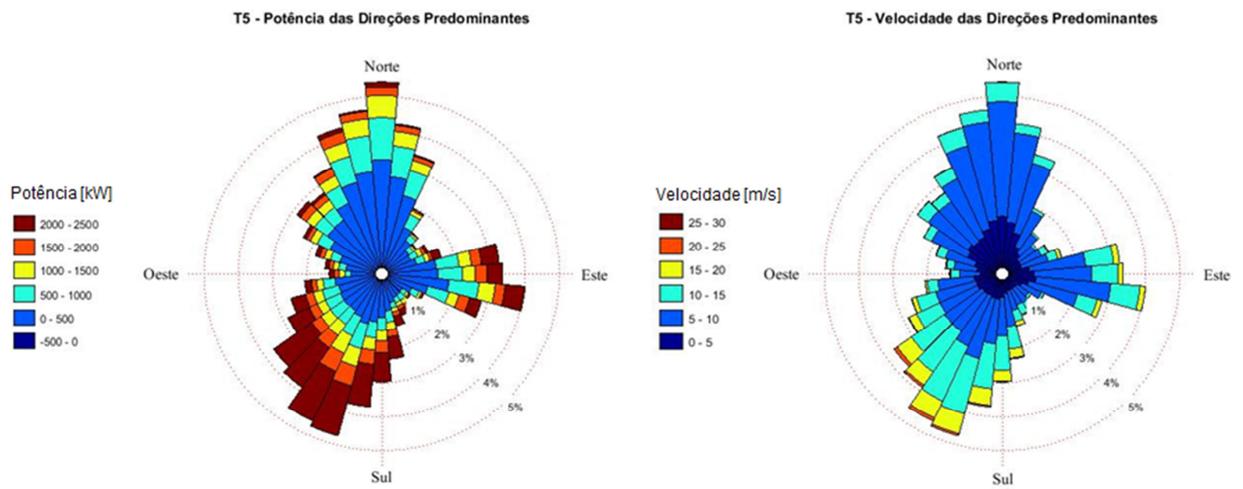


Figura C.5 – Potência e velocidade nas direções do vento da Turbina 5.

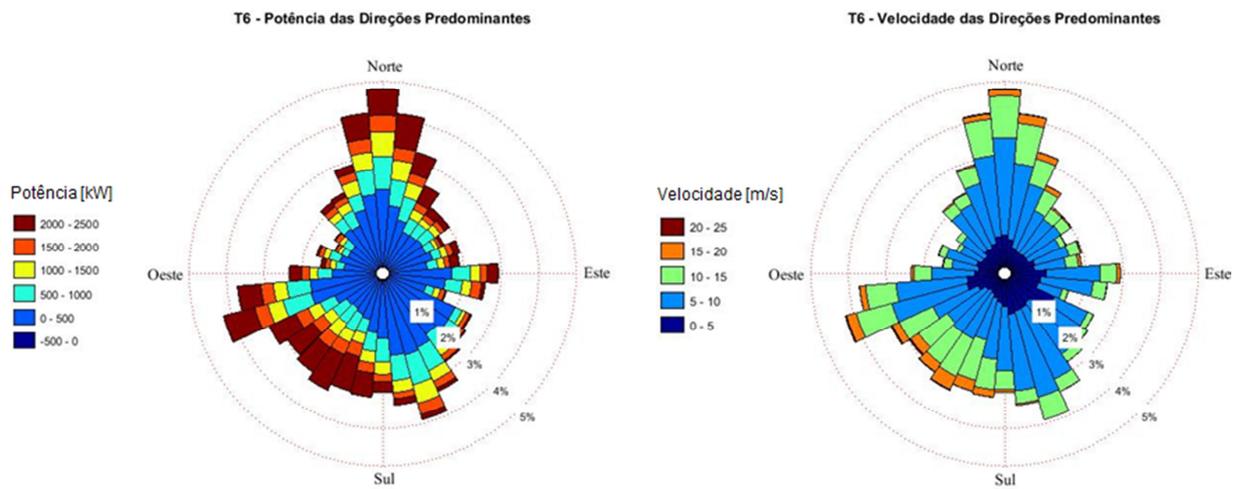


Figura C.6 – Potência e velocidade nas direções do vento da Turbina 6.

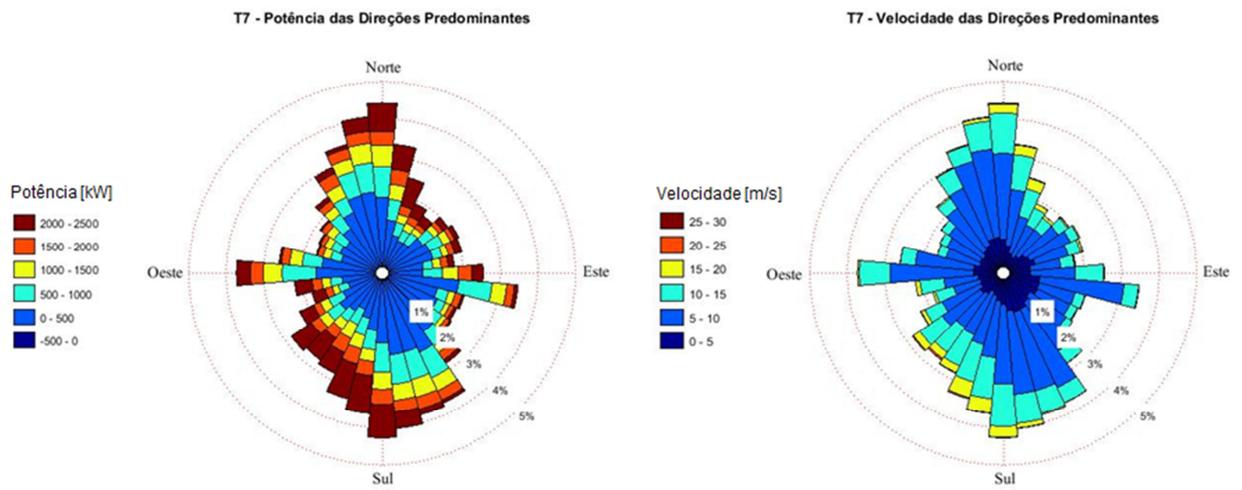


Figura C.7 – Potência e velocidade nas direções do vento da Turbina 7.

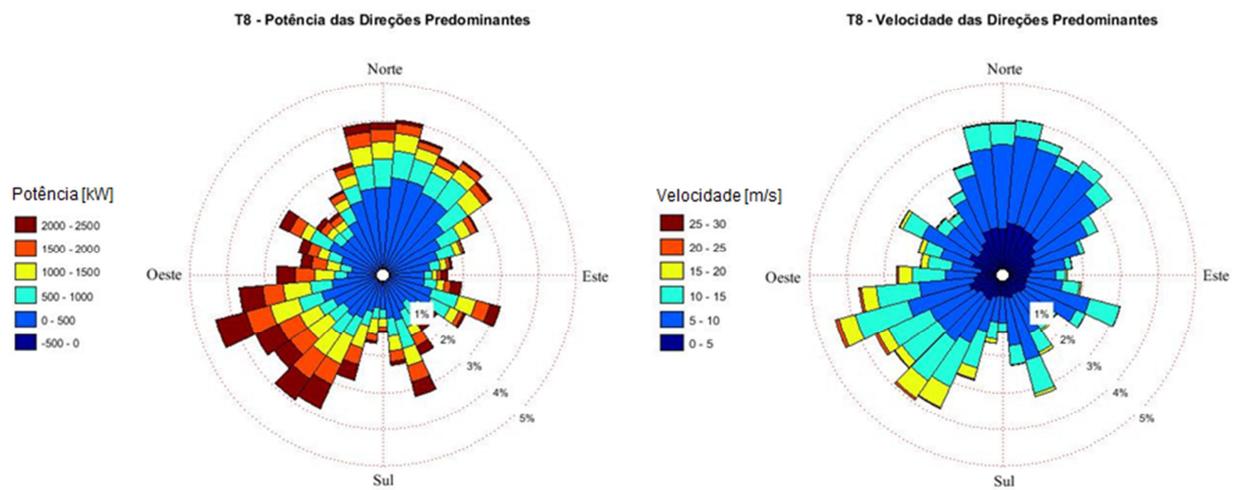


Figura C.8 – Potência e velocidade nas direções do vento da Turbina 8.

ANEXO D – Tabela Estatística das Direções

Este anexo contém as direções predominantes de cada turbina na topografia do parque eólico da Freita, a tabela com os dados estatísticos das direções predominantes de cada turbina e auxilia nas conclusões expostas no capítulo 4.4.

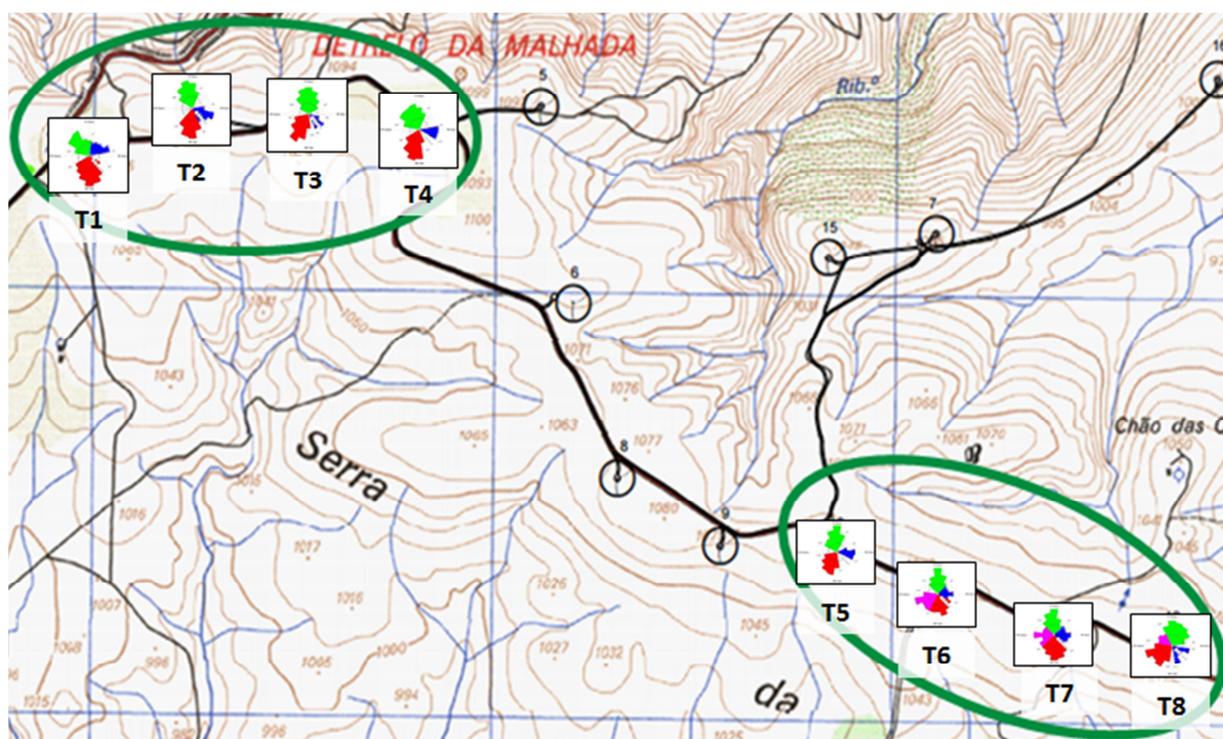


Figura D.1 – Direções predominantes no parque eólico da Freita.

	Direção [°]	Ponto Cardeal	Nº Observações	1ºQ [°]	Mediana [°]	Média [°]	3ºQ [°]	\bar{R}	Desvio Padrão	Potência Total Observada [kW]
T1	9 - 81	Nordeste	22 320	32	53	50	67	0,9372	0,3603	2519
	116 - 242	Sul	51 722	156	179	180	205	0,8535	0,5629	4696
	279 - 9	Noroeste	33 323	299	316	322	332	0,9214	0,4047	2712
T2	81 - 153	Este-sudeste	23 206	103	115	117	131	0,9473	0,3291	2344
	153 - 225	Sul	32 977	173	188	189	204	0,9457	0,3341	3746
	298 - 27	Nor-noroeste	36 430	25	324	343	342	0,9218	0,4035	2796
T3	99 - 155	Sudeste	17 107	117	126	128	141	0,9677	0,2563	1765
	170 - 261	Sudoeste	38 774	199	216	216	234	0,9256	0,3933	4928
	296 - 62	Norte	48 899	25	303	359	338	0,8648	0,5390	3139
T4	81 - 117	Este	14 900	92	99	99	104	0,9873	0,1597	1654
	153 - 245	Sul-sudoeste	40 147	182	199	200	217	0,9248	0,3955	5037
	279 - 27	Noroeste	45 095	287	312	332	336	0,8808	0,5039	2703
T5	64 - 117	Este	19 114	82	99	92	103	0,9735	0,2319	1626
	171 - 261	Sudoeste	33 848	195	212	214	232	0,9184	0,4126	4541
	297 - 27	Nor-noroeste	41 121	19	318	346	343	0,9158	0,4193	2162
T6	45 - 112	Este	17 465	64	83	80	96	0,9472	0,3295	1109
	112 - 217	Sul-sudeste	39 482	144	167	167	192	0,8781	0,5100	2853
	315 - 45	Norte	34 771	16	44	0,3	344	0,9245	0,3961	2925
	217 - 279	Oeste-sudoeste	24 092	233	248	247	260	0,9596	0,2872	2391
T7	45 - 135	Este	24 840	70	94	91	111	0,9082	0,4389	1562
	135 - 225	Sul	38 311	159	178	179	198	0,9128	0,4273	3371
	314 - 45	Norte	33 178	19	322	356	343	0,9220	0,4030	2741
	225 - 314	Oeste	25 154	245	269	267	285	0,9097	0,4350	2008
T8	99 - 171	Sudeste	20 793	115	136	136	157	0,9271	0,3890	1695
	189 - 279	Oeste-sudoeste	37 349	215	236	235	254	0,9165	0,4176	4059
	333 - 84	Nor-nordeste	44 003	23	49	23	335	0,8744	0,5181	2444
	279 - 333	Noroeste	14 774	294	304	305	319	0,9649	0,2675	1090

Tabela D.1 – Resumo estatístico das direções predominantes das 8 turbinas.

ANEXO E – Curvas de Potência das Direções

Este anexo é preenchido pelos gráficos das curvas de potência de cada direção predominante, comparativamente à curva potência da respectiva turbina e da Turbina N90 e ainda pela Tabela E.1 que reflete o número de observações da direção do vento, de cada direção predominante por turbina, no intervalo de velocidades correspondente à região 2 das Turbinas 1 a5. São auxiliares às explicações dadas no capítulo 4.4.

- Turbina 1

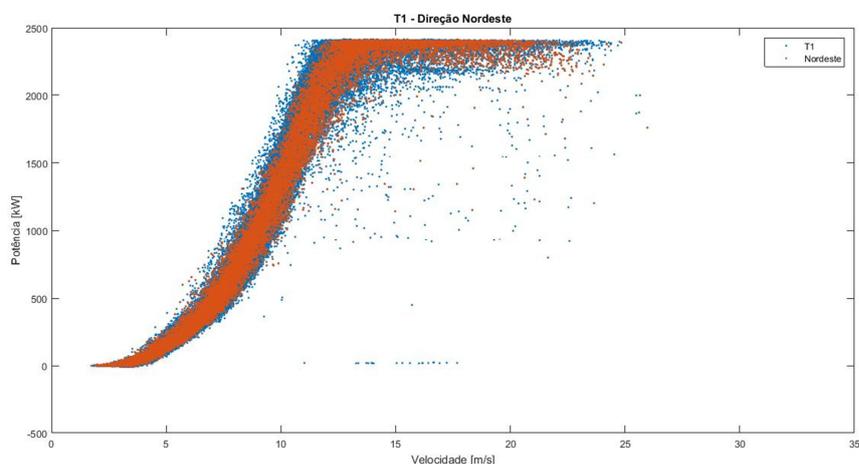


Figura E.1 – Curva Potência da direção Nordeste e para todas as direções T1.

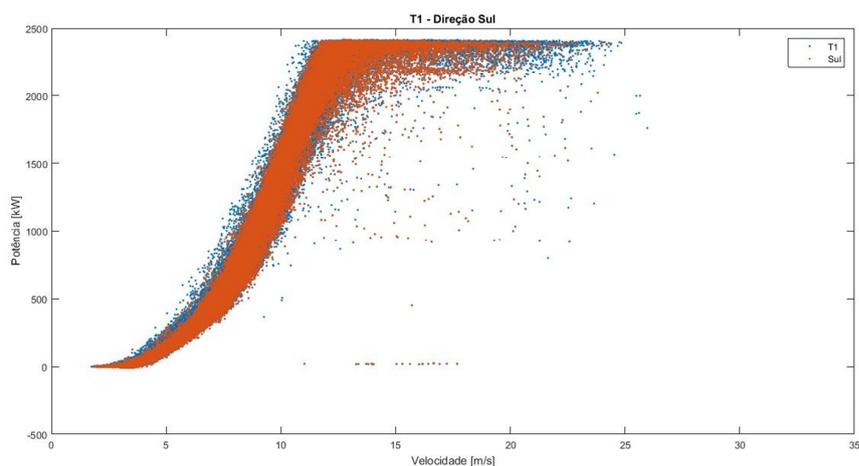


Figura E.2 – Curva Potência da direção Sul e para todas as direções T1.

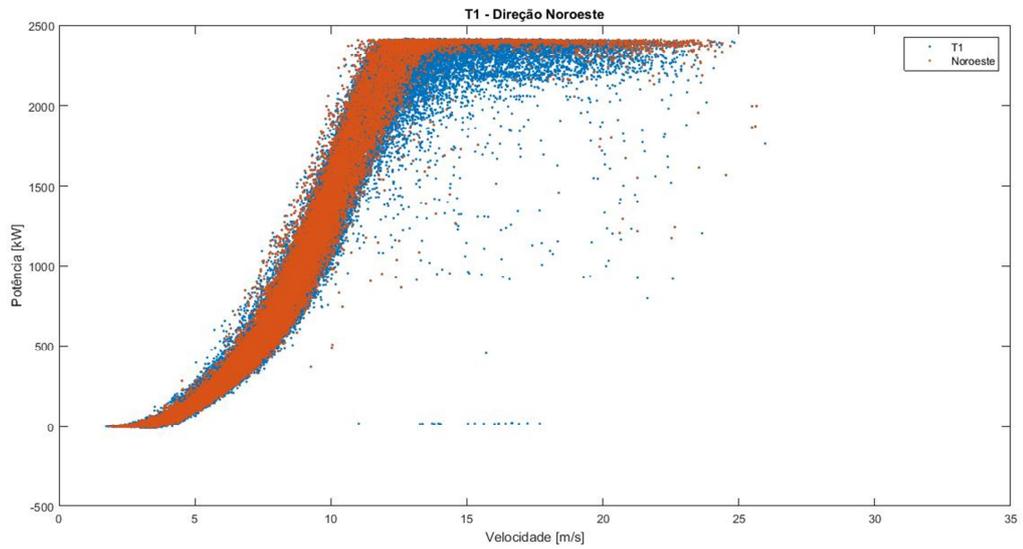


Figura E.3 – Curva Potência da direção Noroeste e para todas as direções T1.

- Turbina 2

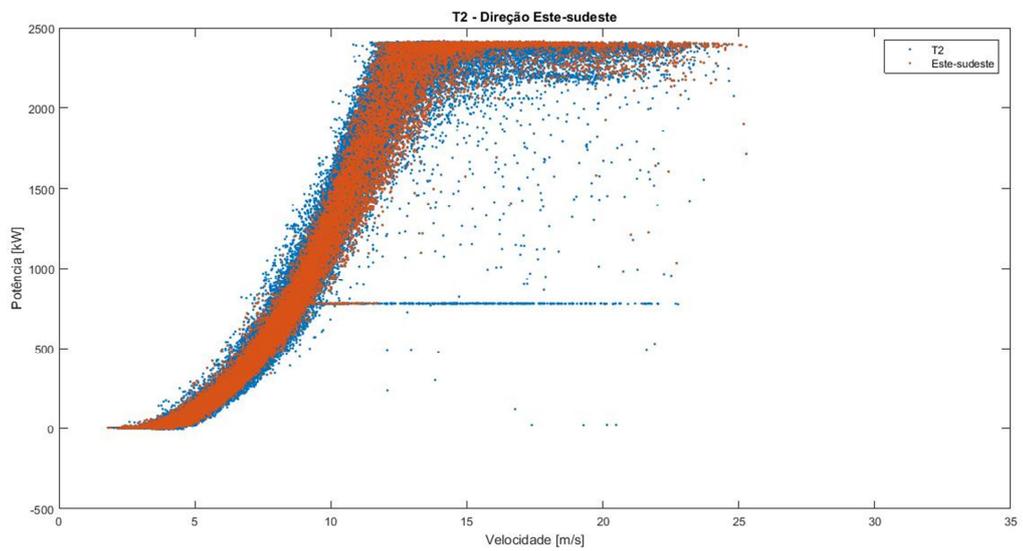


Figura E.4 – Curva Potência da direção Este-sudeste e para todas as direções T2.

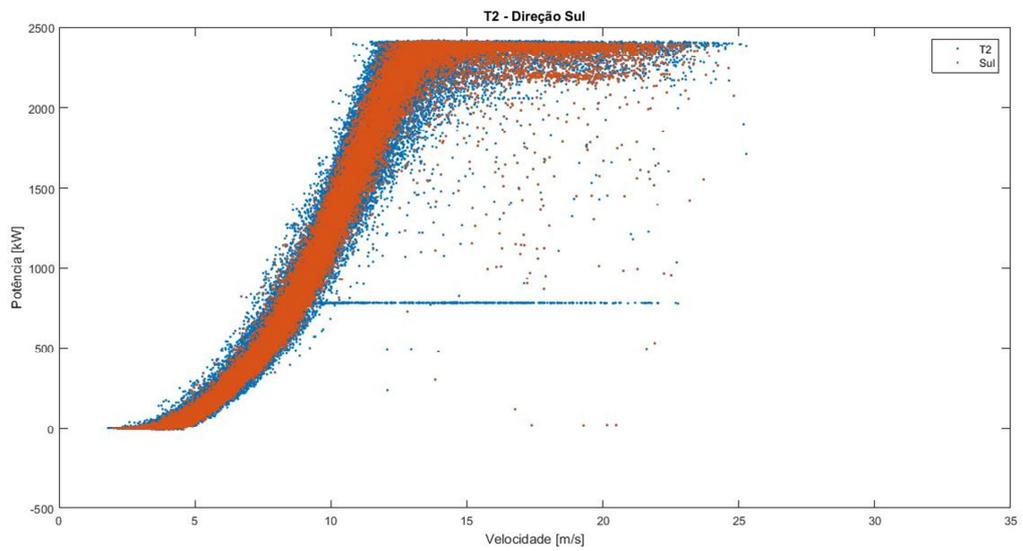


Figura E.5 – Curva Potência da direção Sul e para todas as direções T2.

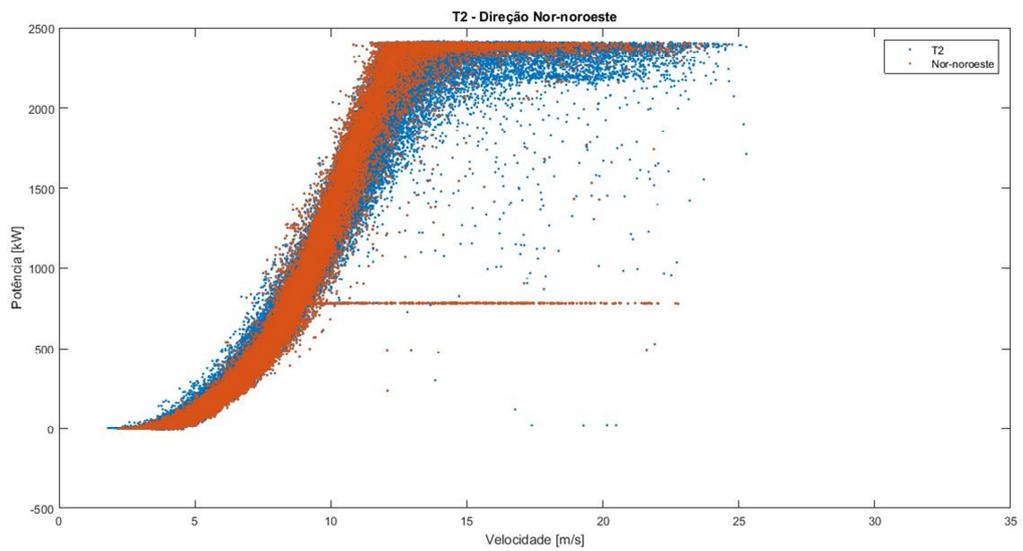


Figura E.6 – Curva Potência da direção Nor-noroeste e para todas as direções T2.

- Turbina 3

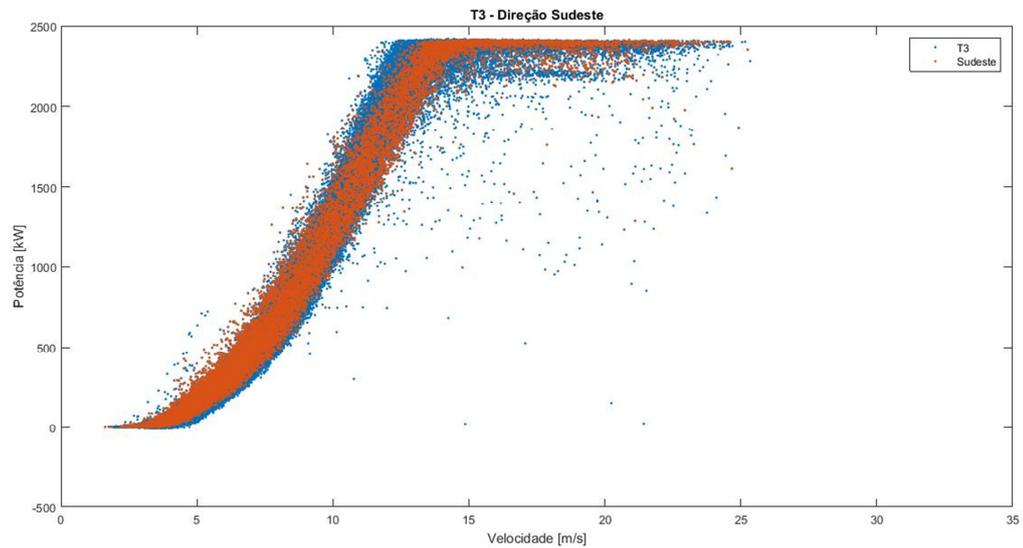


Figura E.7 – Curva Potência da direção Sudeste e para todas as direções T3.

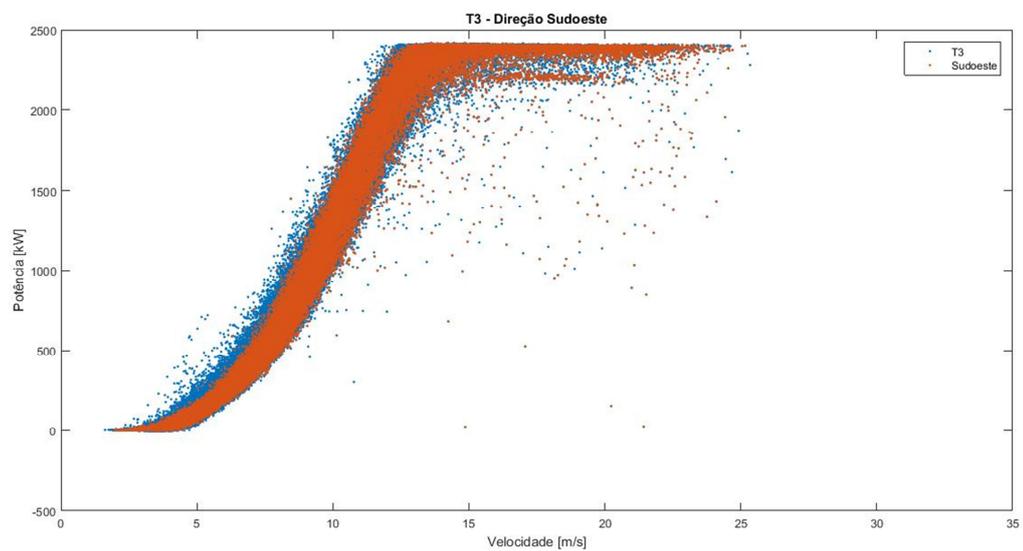


Figura E.8 – Curva Potência da direção Sudoeste e para todas as direções T3.

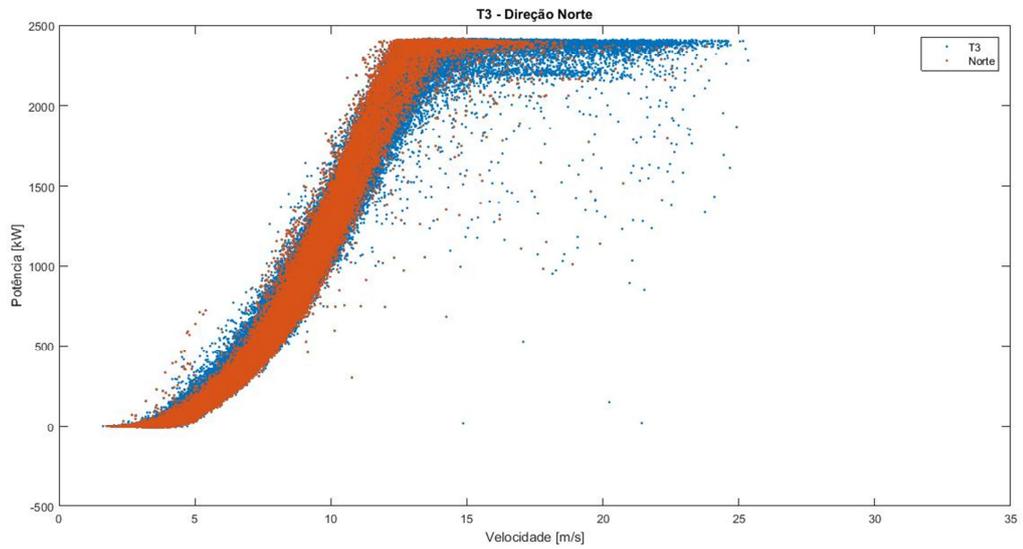


Figura E.9 – Curva Potência da direção Norte e para todas as direções T3.

- Turbina 4

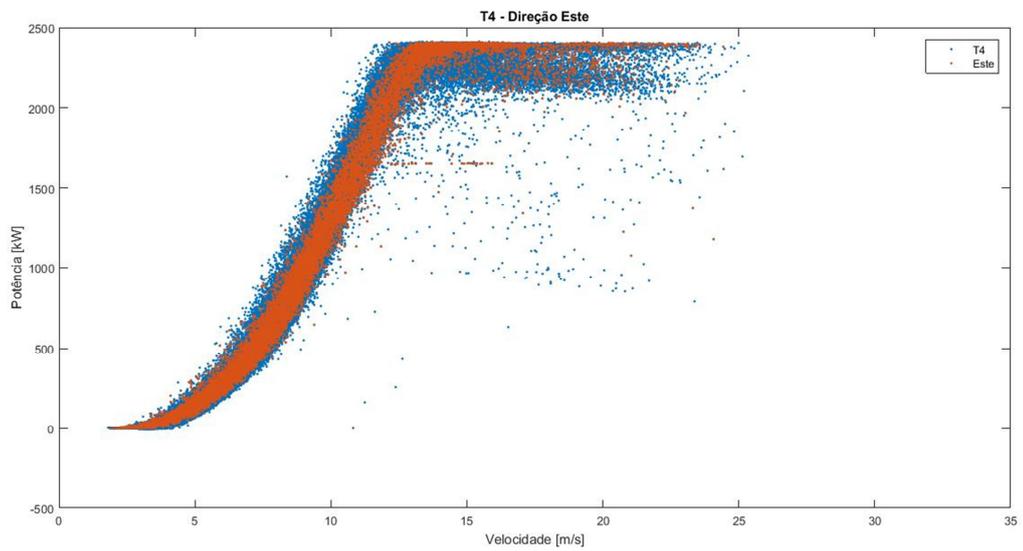


Figura E.10 – Curva Potência da direção Este e para todas as direções T4.

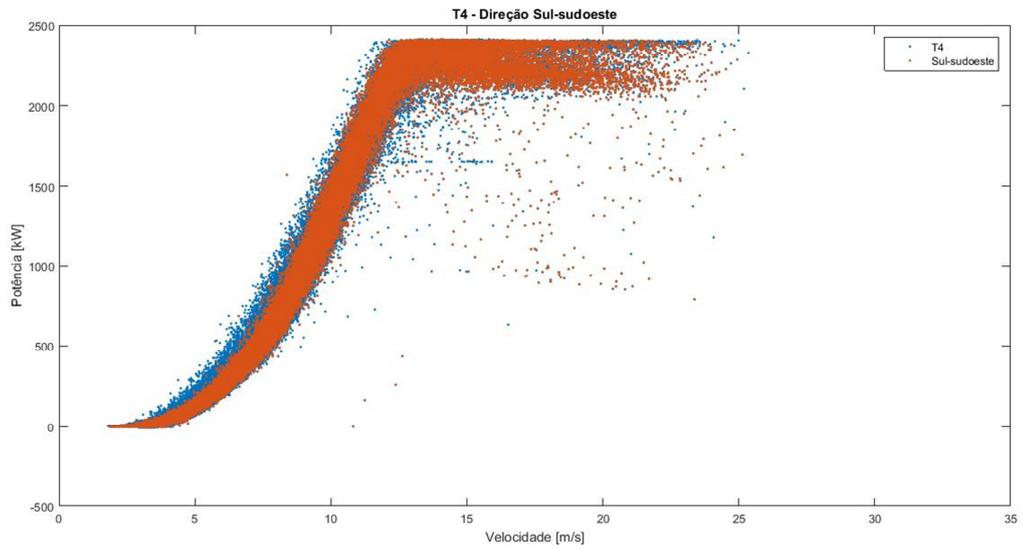


Figura E.11 – Curva Potência da direção Sul-sudoeste e para todas as direções T4.

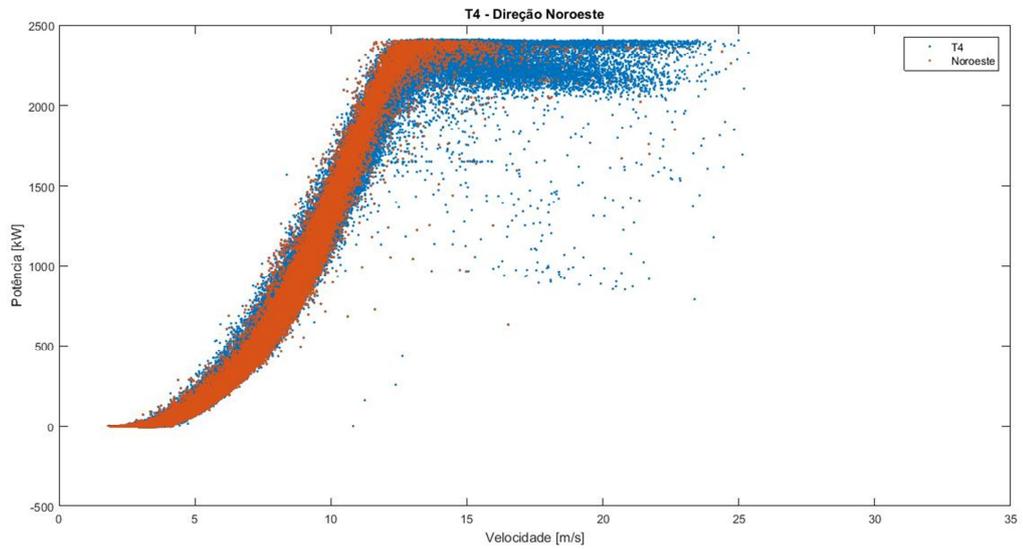


Figura E.12 – Curva Potência da direção Noroeste e para todas as direções T4.

- Turbina 5

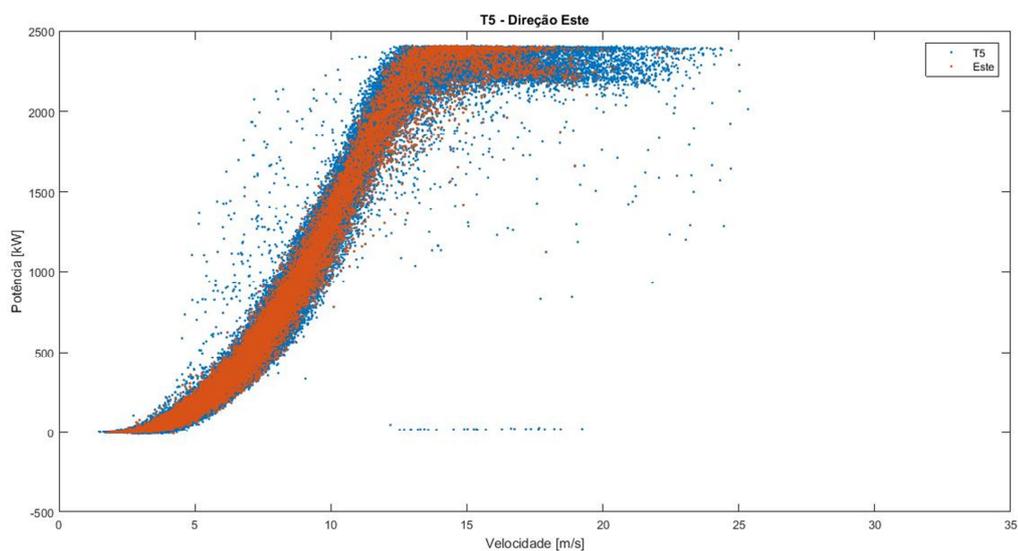


Figura E.13 – Curva Potência da direção Este e para todas as direções T5.

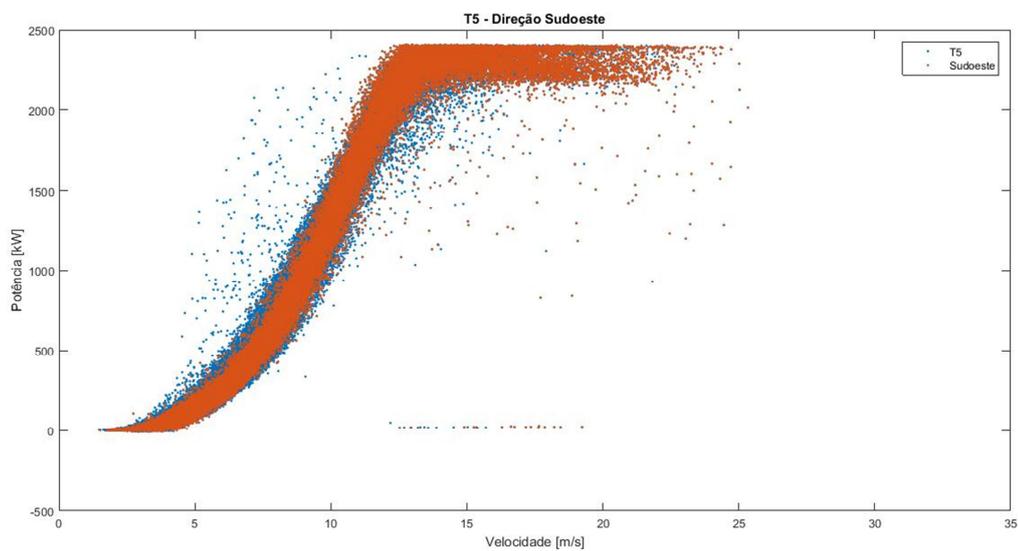


Figura E.14 – Curva Potência da direção Sudoeste e para todas as direções T5.

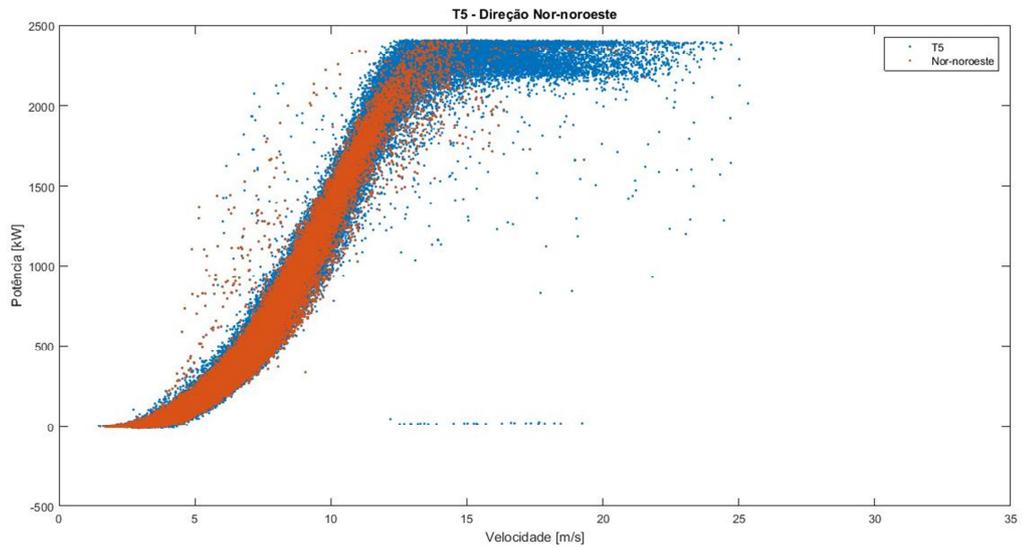


Figura E.15 – Curva Potência da direção Nor-noroeste e para todas as direções T5.

- Turbina 6

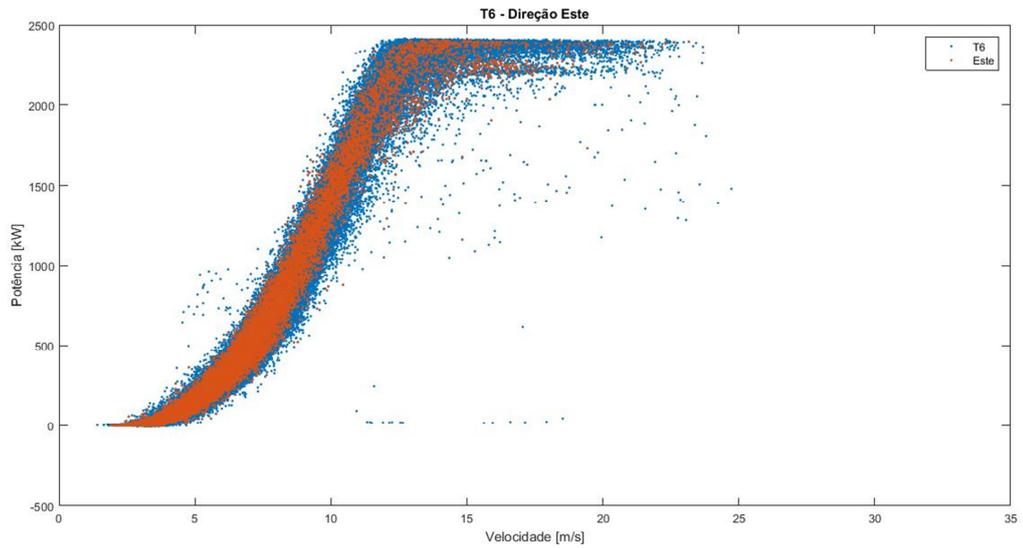


Figura E.16 – Curva Potência da direção Este e para todas as direções T6.

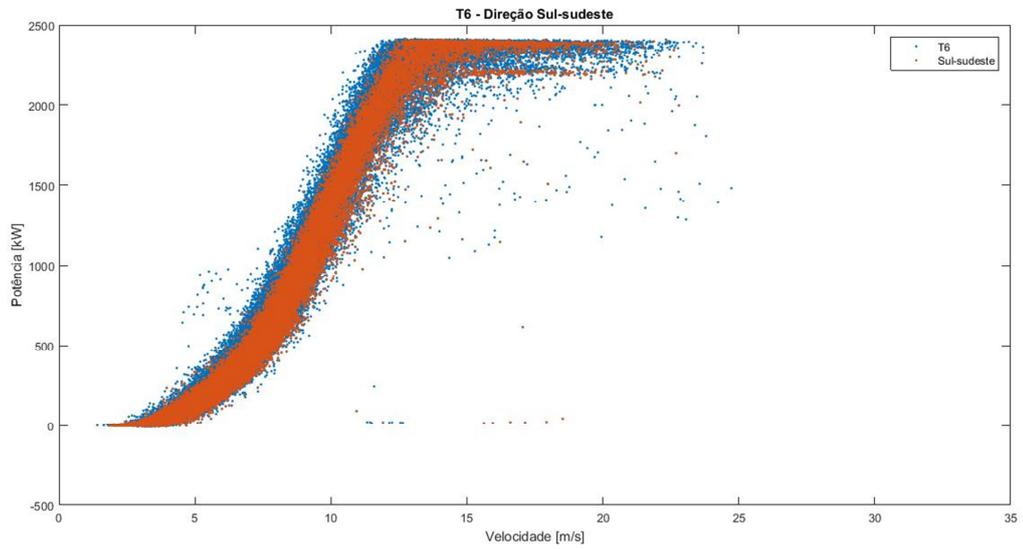


Figura E.17 – Curva Potência da direção Sul-sudeste e para todas as direções T6.

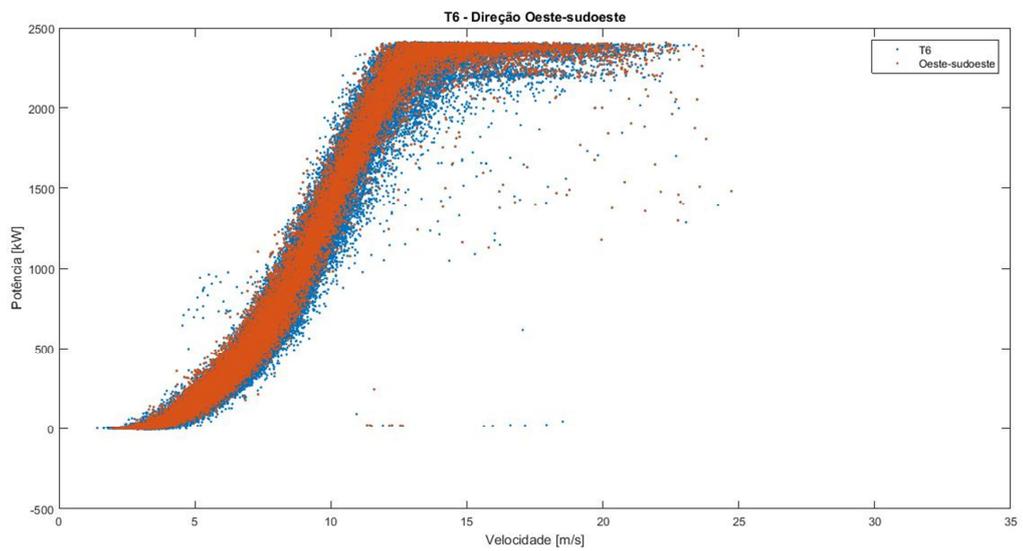


Figura E.18 – Curva Potência da direção Oeste-sudoeste e para todas as direções T6.

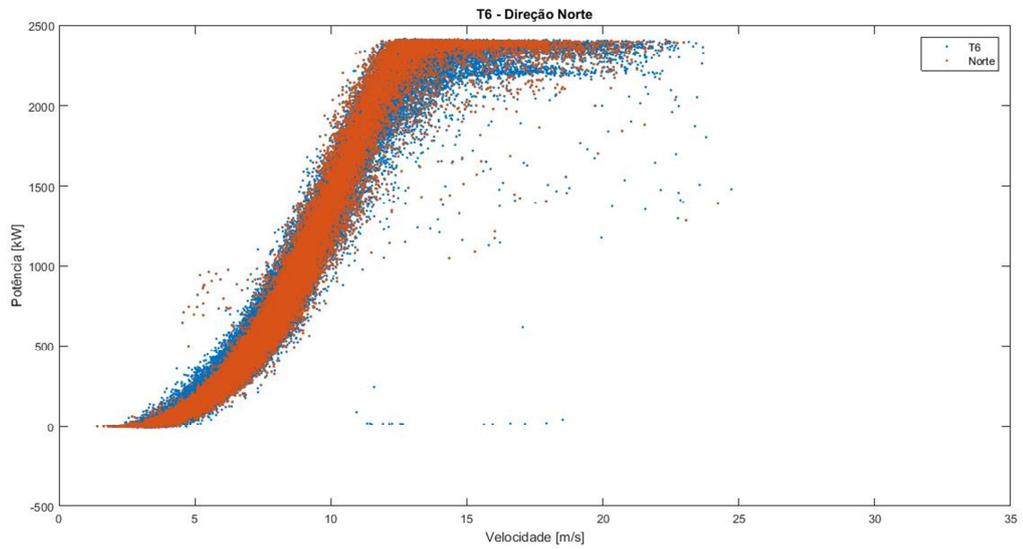


Figura E.19 – Curva Potência da direção Norte e para todas as direções T6.

- Turbina 7

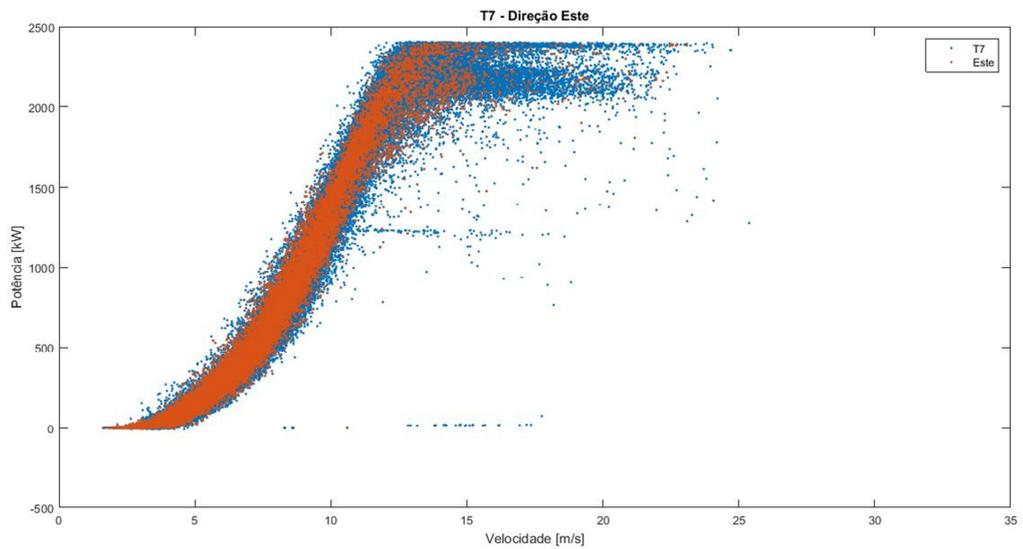


Figura E.20 – Curva Potência da direção Este e para todas as direções T7.

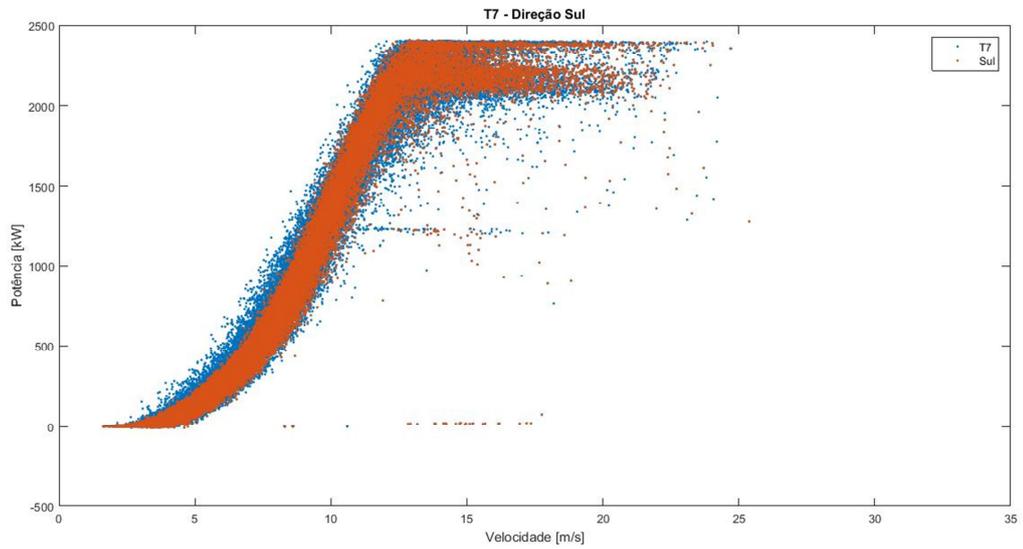


Figura E.21 – Curva Potência da direção Sul e para todas as direções T7.

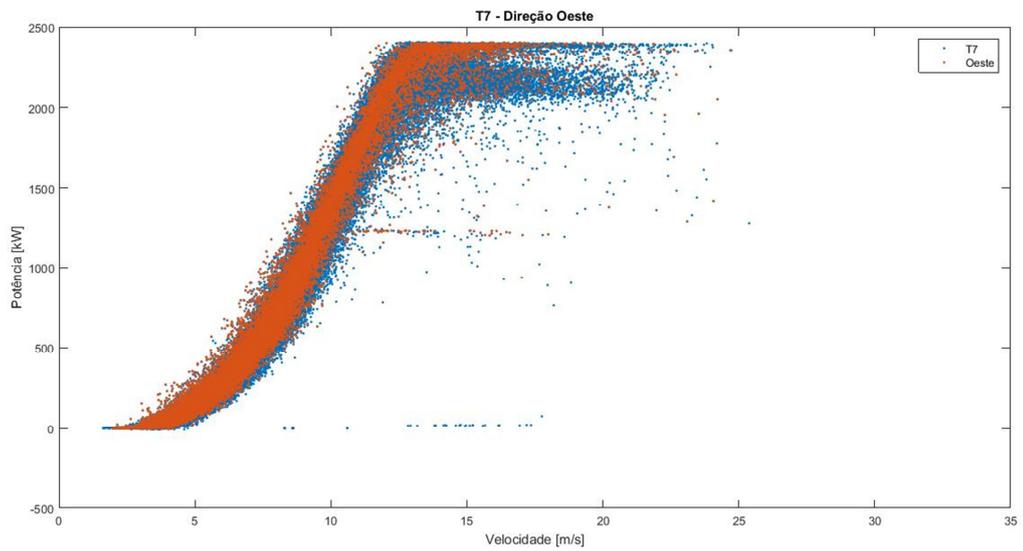


Figura E.22 – Curva Potência da direção Oeste e para todas as direções T7.

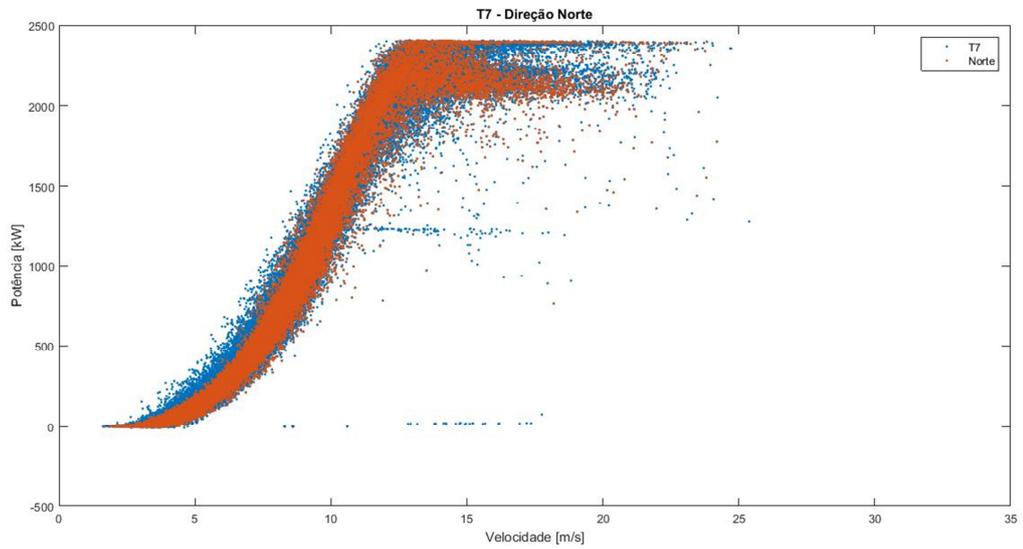


Figura E.23 – Curva Potência da direção Norte e para todas as direções T7.

- Turbina 8

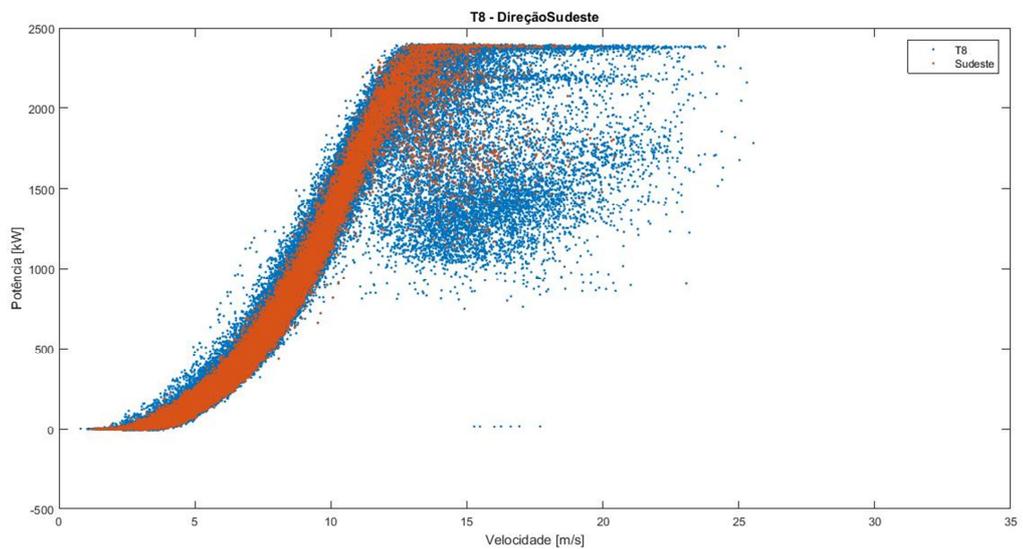


Figura E.24 – Curva Potência da direção Sudeste e para todas as direções T8.

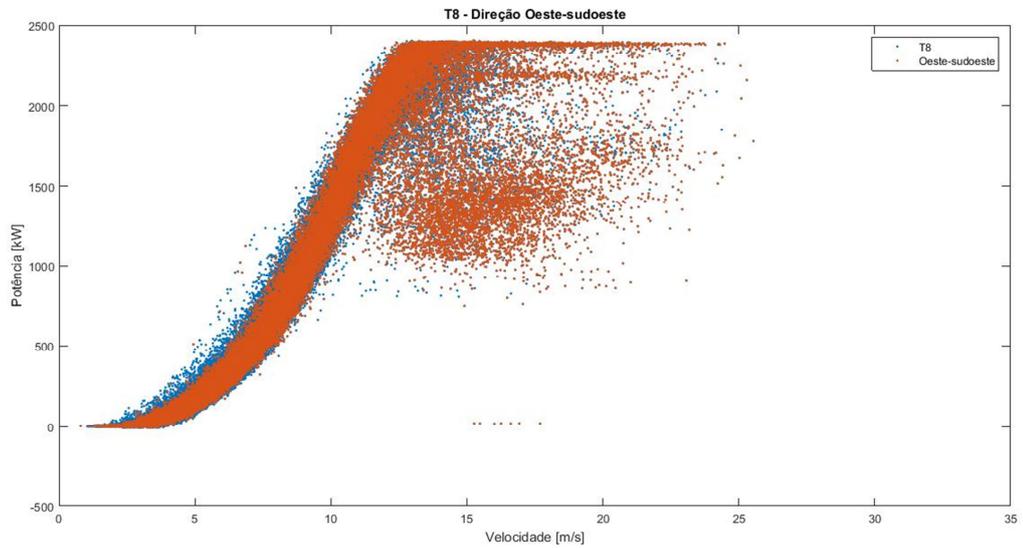


Figura E.25 – Curva Potência da direção Oeste-sudoeste e para todas as direções T8.

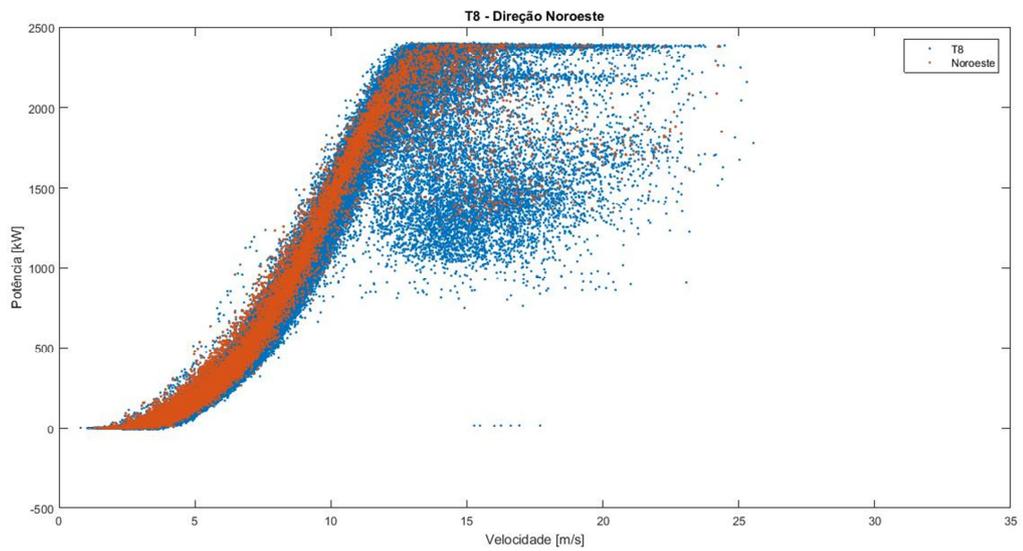


Figura E.26 – Curva Potência da direção Noroeste e para todas as direções T8.

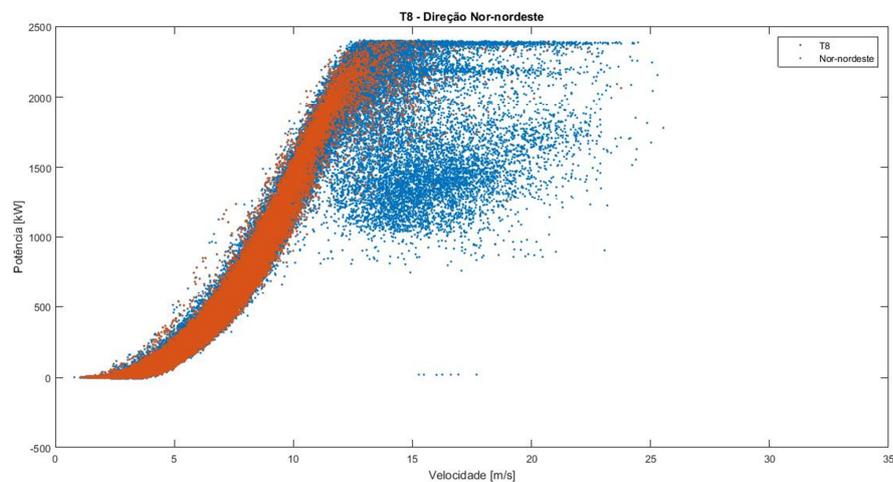


Figura E.27 – Curva Potência da direção Nor-nordeste e para todas as direções T8.

Classe Velocidades [m/s]	T1			T2			T3			T4			T5		
	Nordeste	Sul	Noroeste	Este - sudeste	Sul	Nor-noroeste	Sudeste	Sudoeste	Norte	Este	Sul-sudoeste	Noroeste	Este	Sudoeste	Nor-noroeste
13.75–14.25	485	718	272	451	767	368	395	1156	348	380	1113	164	290	1034	101
14.25–14.75	435	629	255	447	699	287	358	1045	293	293	974	128	238	907	69
14.75–15.25	372	542	184	400	599	265	346	898	204	252	888	97	218	844	39
15.25–15.75	297	425	153	325	523	216	257	853	165	169	775	71	181	722	13
15.75–16.25	263	365	132	281	492	170	233	709	97	141	699	48	186	609	19
16.25–16.75	197	337	100	215	374	122	232	633	75	134	606	23	142	526	4
16.75–17.25	205	227	87	186	355	120	200	598	62	129	544	15	109	441	3
17.25–17.75	159	209	75	160	314	102	142	495	39	97	462	15	86	431	4
17.75–18.25	143	144	72	119	298	92	126	440	26	89	383	17	52	347	3
18.25–18.75	138	124	56	114	252	80	119	374	19	74	339	12	32	289	2
18.75–19.25	107	101	63	86	194	73	105	272	12	89	281	7	37	254	4
19.25–19.75	81	98	51	80	169	65	96	248	7	74	253	2	8	193	2
19.75–20.25	79	75	41	102	149	38	72	222	8	54	189	6	8	134	2
20.25–20.75	81	66	61	79	103	38	65	179	5	57	157	4	3	149	3
20.75–21.25	52	52	51	50	101	31	58	144	2	41	136	7	1	109	1
21.25–21.75	44	27	53	58	80	25	44	129	2	26	115	8	1	88	2
21.75–22.25	31	20	35	42	61	23	31	97	4	18	80	1	2	57	1
TOTAL	3169	4159	1741	3195	5530	2115	2879	8492	1368	2117	7994	625	1594	7134	272

Tabela E.1 – Número de observações da direção do vento no intervalo 14 a 22 m/s.

ANEXO F – Curvas de Potência das Direções em Pormenor

Este anexo é preenchido pelo *zoom* efetuados aos gráficos das curvas de potência de cada direção predominante, comparativamente à curva potência da respetiva turbina e da Turbina N90, durante o caso de estudo e são auxiliares às explicações dadas no capítulo 4.4.

- **Turbina 1 – Região 1**

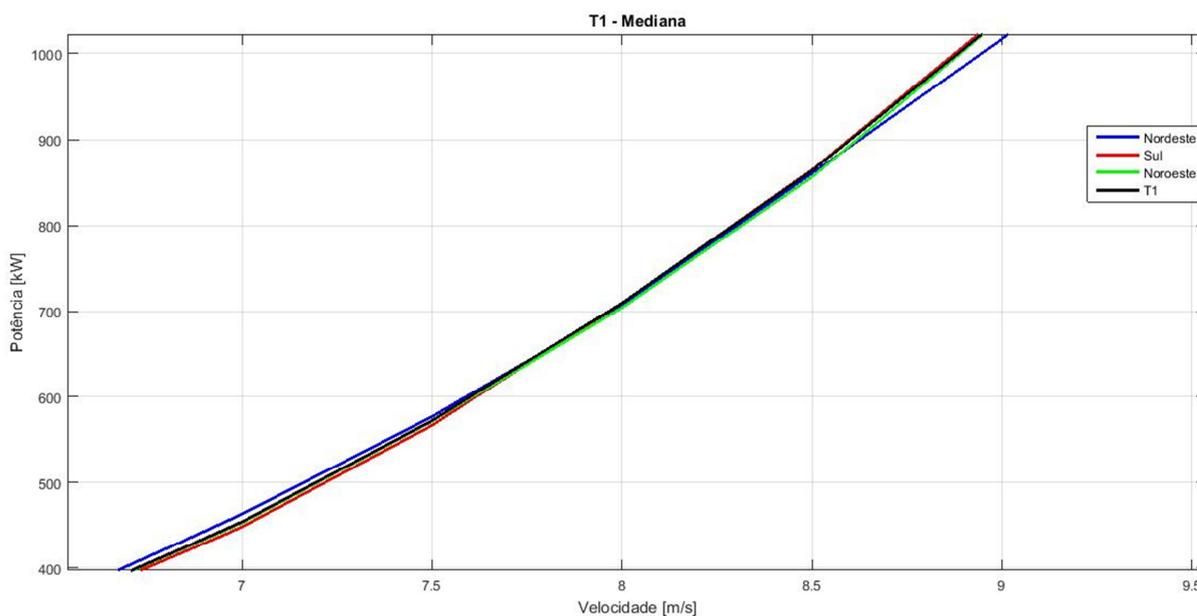


Figura F.1 – Ponto de viragem das direções predominantes na T1.

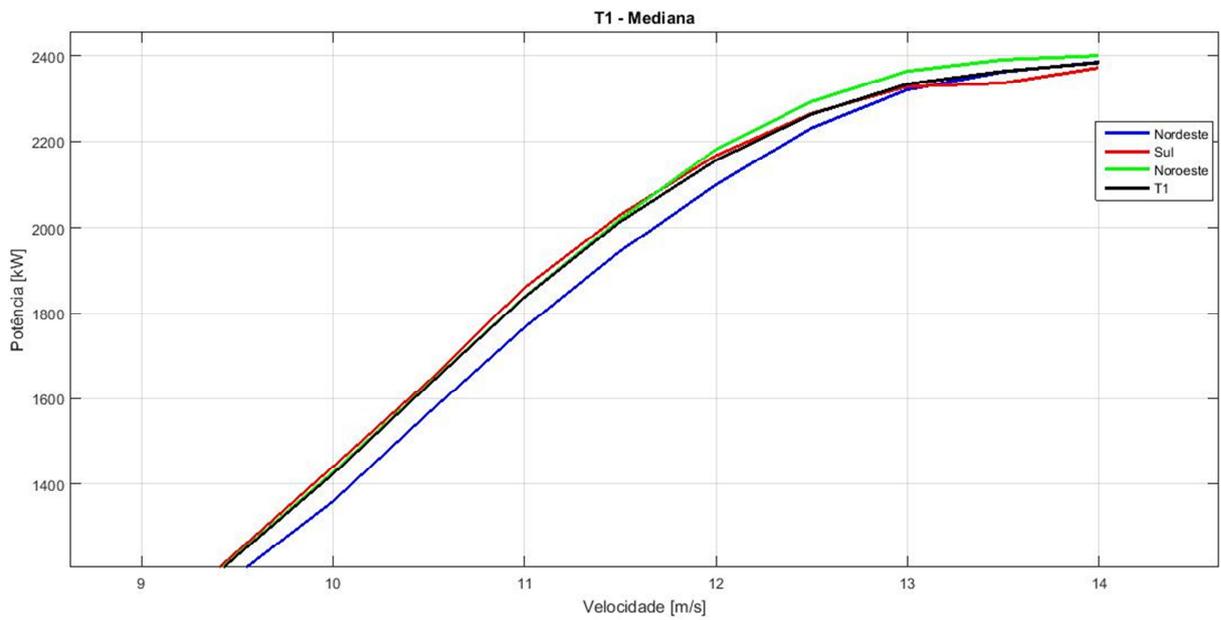


Figura F.2 – Ponto de viragem das direções predominantes na T1 até aos 14m/s.

- **Turbina 2 – Região 1**

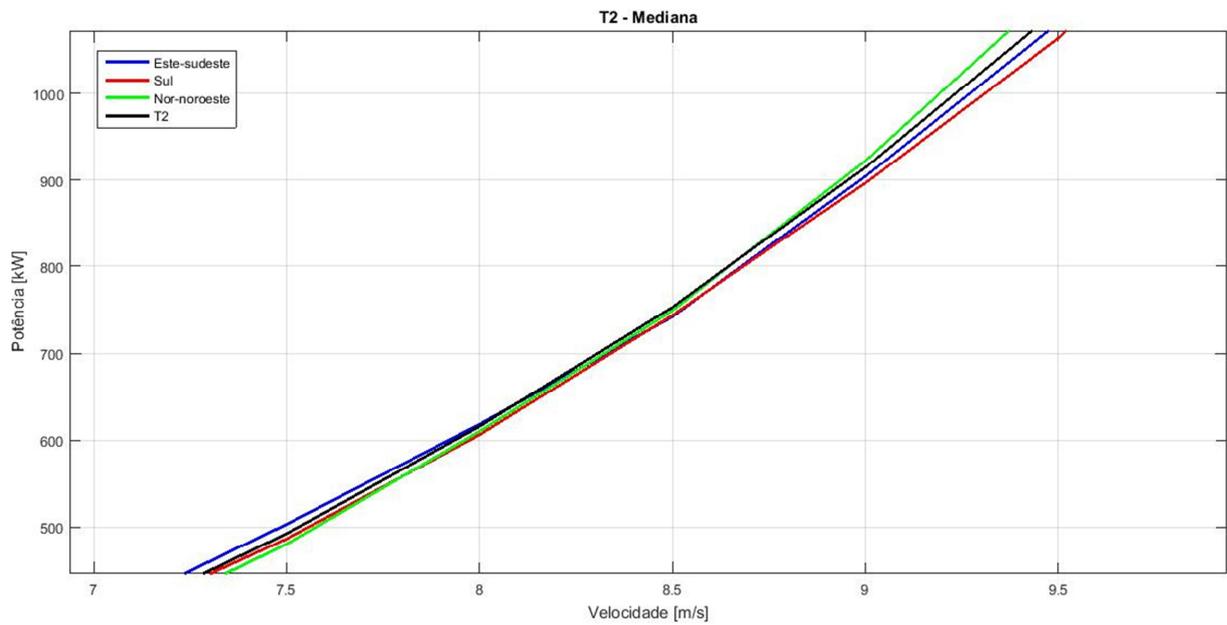


Figura F.3 – Ponto de viragem das direções predominantes na T2.

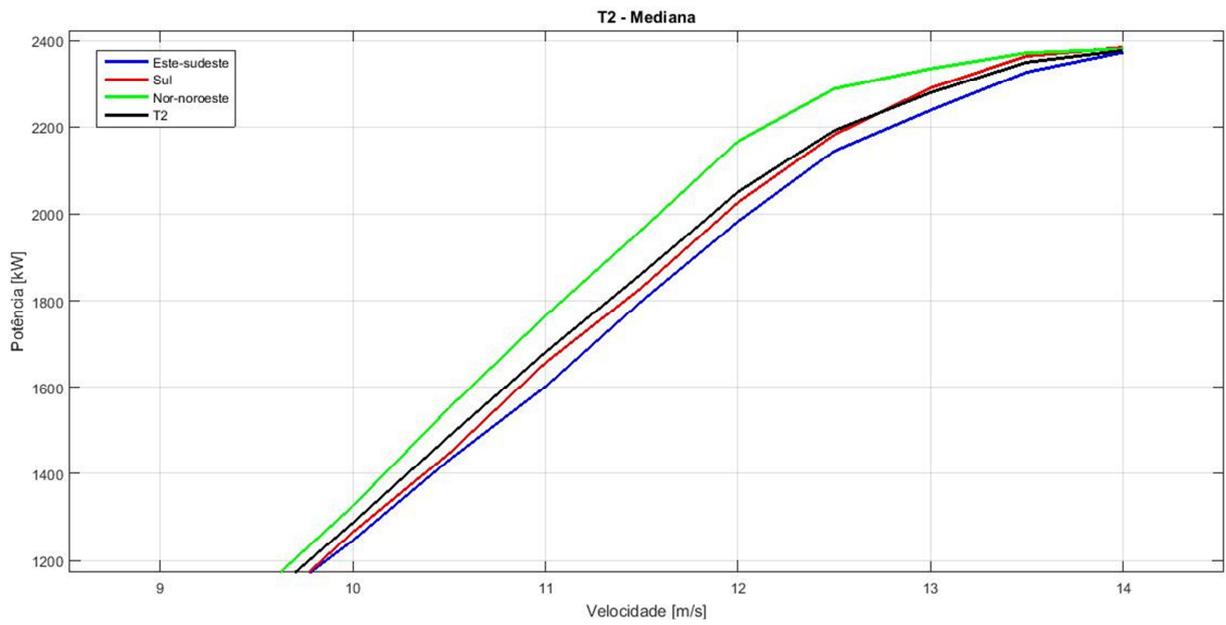


Figura F.4 – Ponto de viragem das direções predominantes na T2 até aos 14m/s.

- **Turbina 3 – Região 1**

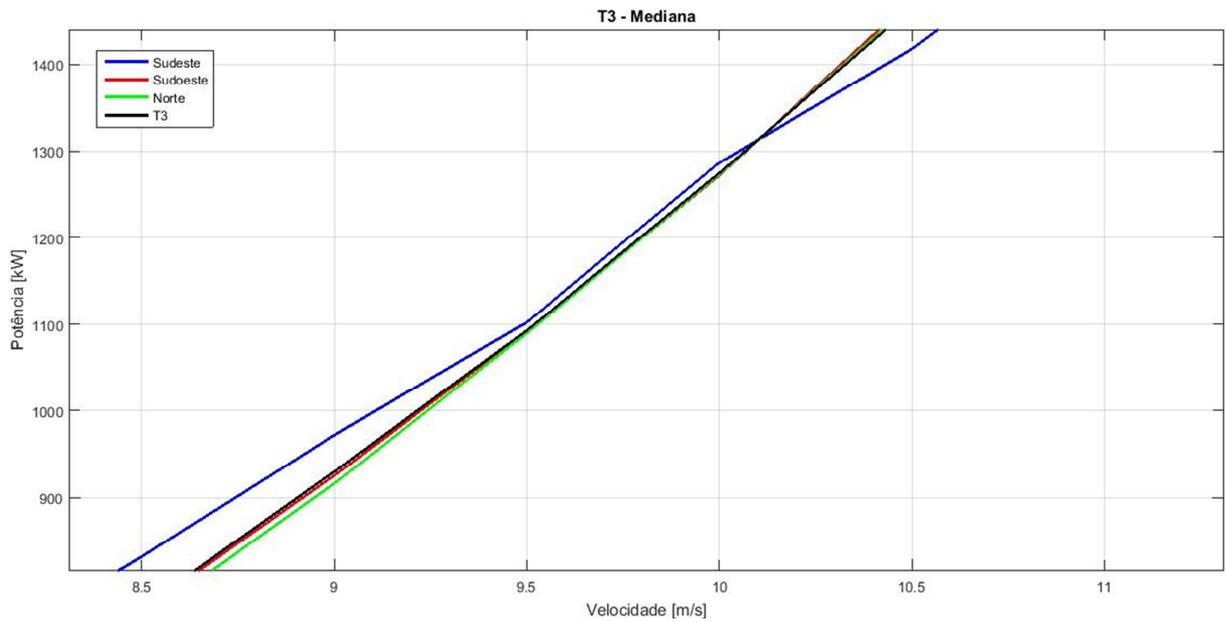


Figura F.5 – Ponto de viragem das direções predominantes na T3.

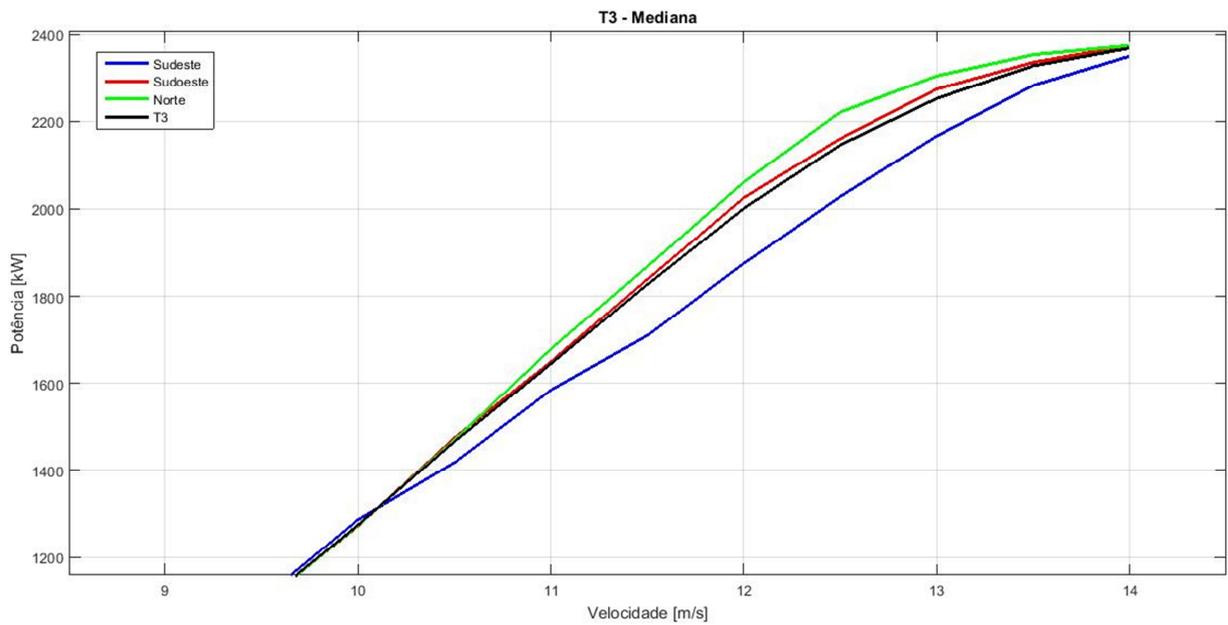


Figura F.6 – Ponto de viragem das direções predominantes na T3 até aos 14m/s.

- **Turbina 4 – Região 1**

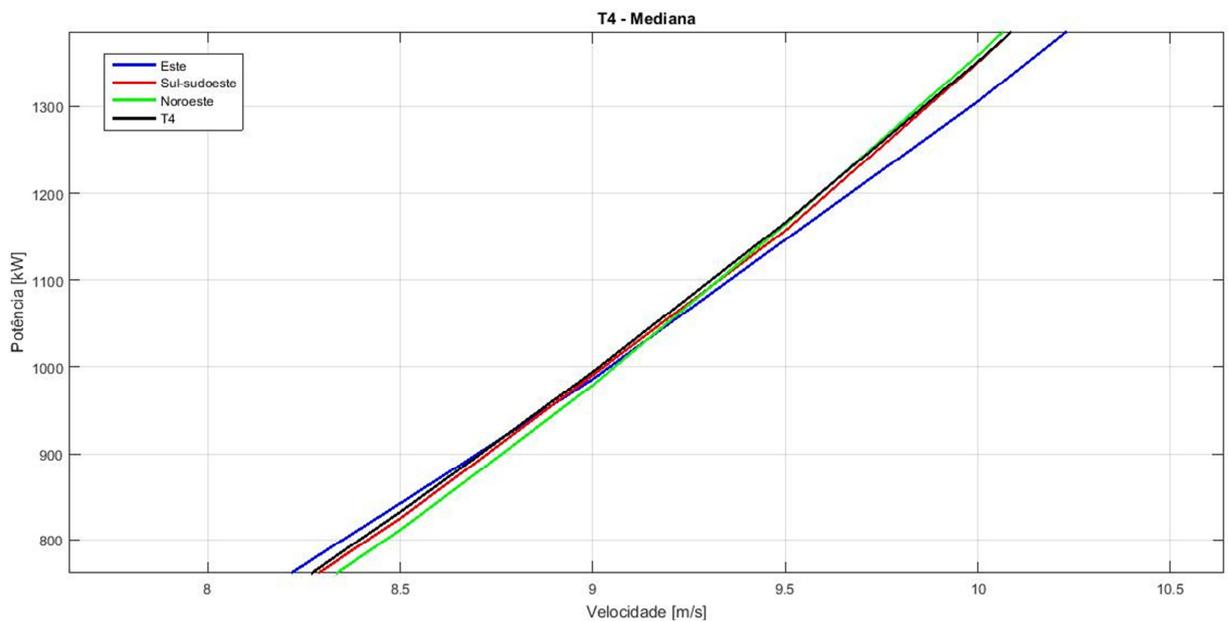


Figura F.7 – Ponto de viragem das direções predominantes na T4.

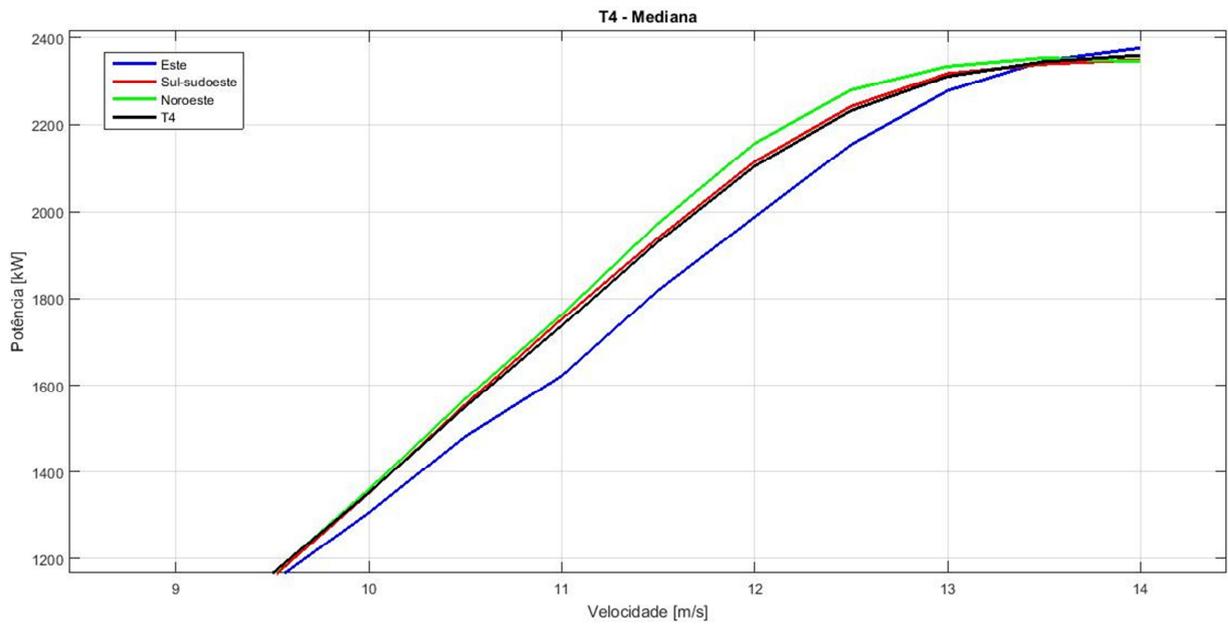


Figura F.8 – Ponto de viragem das direções predominantes na T4 até aos 14m/s.

- **Turbina 5 – Região 1**

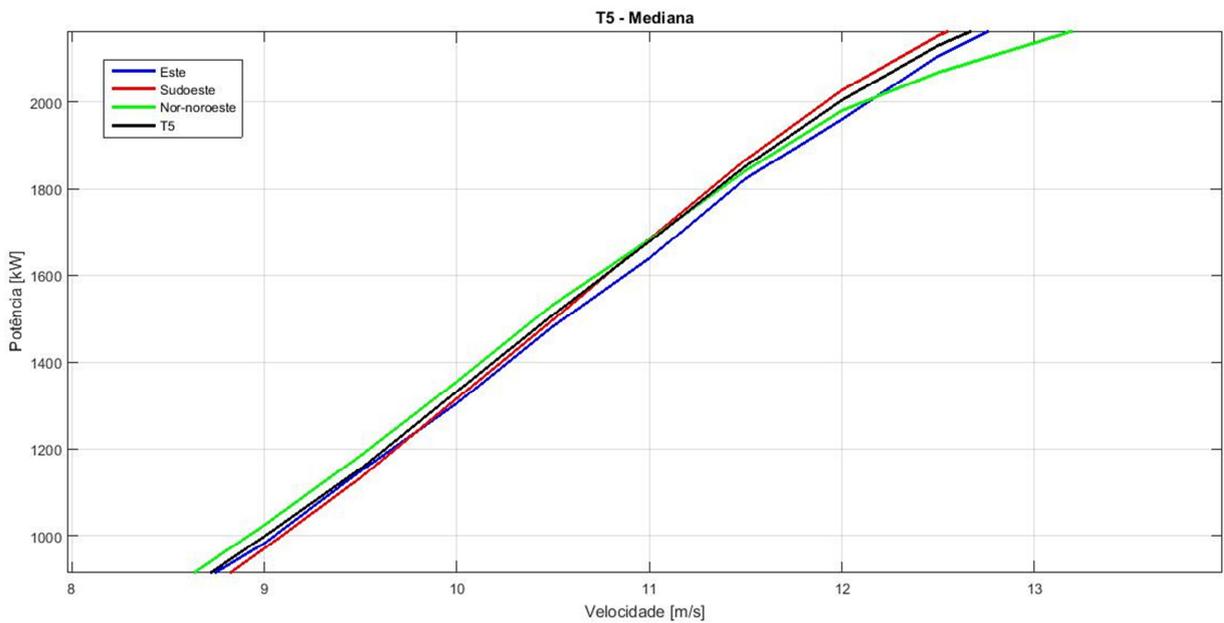


Figura F.9 – Ponto de viragem das direções predominantes na T5.

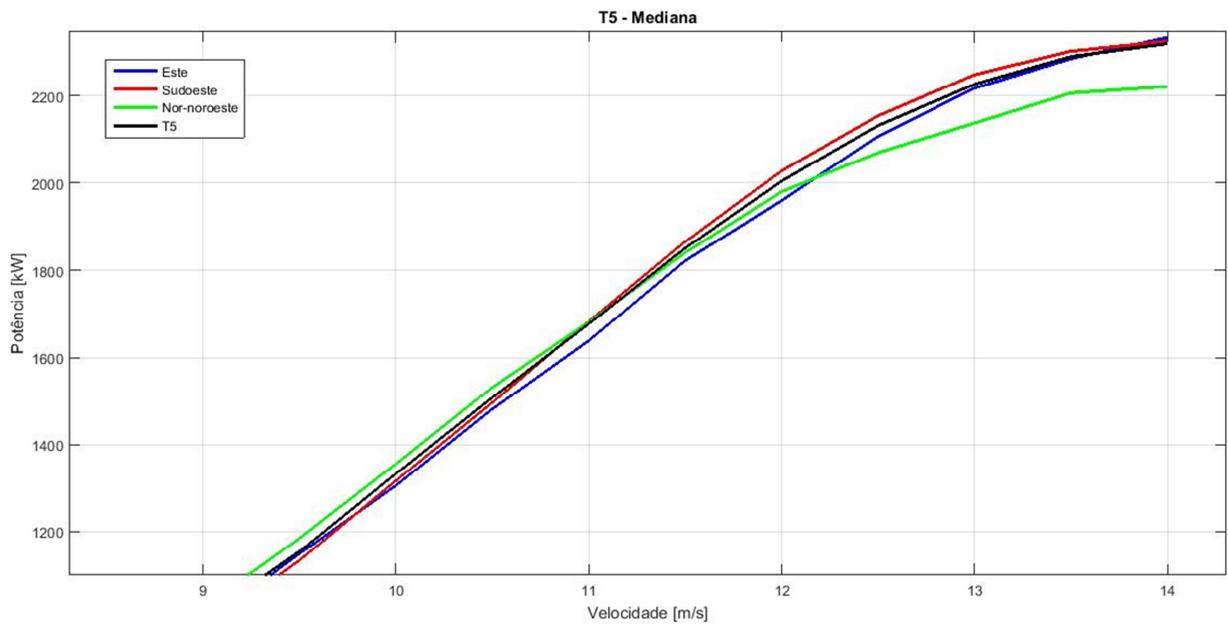


Figura F.10 – Ponto de viragem das direções predominantes na T5 até aos 14m/s.