



Otimização do Funcionamento das Turbinas Eólicas: Reanálise da Curva de Potência e dos Dados Meteorológicos

HENRIQUE CUNHA BARROS

Junho de 2025

OTIMIZAÇÃO DO FUNCIONAMENTO DAS TURBINAS EÓLICAS: REANÁLISE DA CURVA DE POTÊNCIA E DOS DADOS METEOROLÓGICOS

Henrique Cunha Barros

Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Área de Especialização em Sistemas e Planeamento Industrial

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de
Tese/Dissertação do Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Candidato: Henrique Cunha Barros, Nº 1180521, 1180521@isep.ipp.pt

Orientação científica: Professora Teresa Nogueira, tan@isep.ipp.pt

Empresa: EDP Renováveis

Supervisão: Miguel Gaião, miguel.gaiao@edp.com



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Área de Especialização em Sistemas e Planeamento Industrial

2025

Agradecimentos

No encerramento de um capítulo, há a tendência de fazermos uma retrospeção do que foi o caminho percorrido, independentemente do tamanho dessa etapa. Neste caso, a etapa apresentou um tamanho considerável e uma importância ainda maior.

Desta forma, quero agradecer aos meus pais, Daniel e Manuela, e ao meu irmão, Gonçalo, por serem o elo mais antigo e mais próximo, que sempre esteve presente e me apoiou em qualquer conquista e dificuldade. Além disso, aos meus pais, por me permitirem a oportunidade de continuar os estudos, numa cidade diferente e sempre da melhor forma possível; e ao meu irmão por ser o meu real companheiro, seja qual for o local ou o contexto.

Ainda neste ramo, quero agradecer a toda a minha família mais próxima, parte integrante da minha vida e teve, sem dúvida, muita influência na pessoa que sou.

De seguida, agradecer à minha namorada, Carolina, que, mesmo não tendo acompanhado todo o contexto universitário, foi presença e apoio assíduo na execução do mestrado e em todas as etapas desta dissertação.

Quero também agradecer aos meus amigos. Quer sejam eles os que conheci após a entrada no ISEP ou os que já me acompanhavam anteriormente, foram parte crucial do meu percurso. Uma palavra especial merecem os que, além de amigos, ainda foram colegas de faculdade, contribuindo em estudos, praxe ou outras atividades; e os que, além de amigos, com eles partilhei casa.

Quero ainda agradecer à minha orientadora do ISEP, a professora Teresa Nogueira. Desde o primeiro dia se apresentou disponível e me acompanhou, sendo sempre esclarecedora e fonte de motivação.

Além disso, à empresa que me permitiu desenvolver este projeto, a EDP Renováveis, e à minha equipa, *Energy Assessment*, pelo suporte e partilha de conhecimentos.

Resumo

A energia eólica tem assumido um papel central no panorama energético atual, destacando-se como uma das fontes renováveis mais promissoras. Para garantir a sua eficiência, é essencial monitorizar o desempenho das turbinas eólicas, sendo a curva de potência uma ferramenta fundamental por permitir relacionar a velocidade do vento com a potência gerada e estimar a produção de energia.

Neste trabalho, reanalisou-se a curva de potência das turbinas Jer-10 e Jer-11, localizadas em Jandaíra (Brasil), com base em dados recolhidos segundo a norma IEC 61400-12-1. Após definir as condições de medição, com especial atenção no setor de medição, os dados foram filtrados no software Windographer com base em critérios físicos, geométricos e operacionais.

Na fase de tratamento, recorreu-se a um script em Python que consolidou e uniformizou dados de diferentes fontes, automatizando a sincronização temporal dos registos e assegurando a integridade do conjunto analisado — uma mais-valia face a abordagens exclusivamente manuais. Em seguida, os dados foram processados em Microsoft Excel, com correções pela densidade do ar, organização em bins de 0,5 m/s e cálculo da potência média e do coeficiente de potência. Recorreu-se à Distribuição de Weibull para estimar a produção anual de energia (AEP) e avaliar a validade da campanha.

Os resultados mostraram que ambas as turbinas ficaram abaixo do desempenho esperado: a Jer-11 apresentou maior estabilidade e proximidade aos valores nominais, enquanto a Jer-10 revelou elevada dispersão e necessidade de ajustes ao setor de medição. Nenhuma das turbinas reuniu dados suficientes para validar a campanha até à velocidade máxima registada, embora se evidencie o rigor metodológico da norma IEC e a robustez da abordagem adotada face a limitações reais, sobretudo no caso da Jer-10.

Palavras-Chave: Energia eólica, curva de potência, turbina eólica, setor de medição, IEC 61400-12-1, Python, Windographer, Distribuição de *Weibull*, AEP, coeficiente de potência, bin, validação da campanha.

Abstract

Wind energy has taken on a central role in the current energy landscape, standing out as one of the most promising renewable sources. Ensuring its efficiency requires monitoring wind turbine performance, with the power curve being a key tool, as it relates wind speed to generated power and enables energy production estimates.

This study reanalysed the power curves of the Jer-10 and Jer-11 turbines, located in Jandaíra (Brazil), based on data collected in accordance with the IEC 61400-12-1 standard. After defining the measurement conditions — with a focus on the measurement sector — the data were filtered using Windographer software, applying physical, geometric and operational criteria.

During the processing phase, a Python script was used to consolidate and standardize data from various sources, automating the temporal synchronization of records and ensuring the integrity of the dataset — a technical advantage over purely manual approaches. The data were then processed in Microsoft Excel, with air density corrections, binning in 0.5 m/s intervals, and calculation of average power and power coefficient. The Weibull distribution was applied to estimate the annual energy production (AEP) and to assess the campaign's validity.

The results showed that both turbines underperformed: Jer-11 demonstrated greater stability and alignment with nominal values, while Jer-10 exhibited significant dispersion and required adjustments to the measurement sector. Neither turbine collected enough data to validate the campaign up to the maximum recorded wind speed, although the methodological rigor ensured by the IEC standard and the robustness of the adopted approach in addressing real-world limitations — particularly in the case of Jer-10 — were evident.

Keywords: Wind energy, power curve, wind turbine, measurement sector, IEC 61400-12-1, Python Windographer, Weibull distribution, AEP, power coefficient, bin, campaign validation.

Índice

AGRADECIMENTOS.....	I
RESUMOIII	
ABSTRACT	V
ÍNDICE VII	
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABELAS	XV
ACRÓNIMOS.....	XVII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1CONTEXTUALIZAÇÃO.....	1
1.2OBJETIVOS	2
1.3CALENDARIZAÇÃO.....	3
1.4ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO	4
2. FUNDAMENTOS DA ENERGIA EÓLICA.....	7
2.1TURBINAS EÓLICAS	7
2.2FORMAÇÃO DO VENTO	12
2.3DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE <i>WEIBULL</i>	15
2.4CURVA DE POTÊNCIA E NORMA IEC 61400 - 12 - 1.....	17
2.5MODELAÇÃO DA CURVA DE POTÊNCIA.....	19
2.5.1AVALIAÇÃO E PREVISÃO DA ENERGIA EÓLICA.....	19
2.5.2ESCOLHA DAS TURBINAS.....	20
2.5.3MONITORIZAÇÃO E RESOLUÇÃO DE PROBLEMAS	21
3. PRODUÇÃO EÓLICA BASEADA EM DADOS METEOROLÓGICOS: METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO.....	23
3.1FONTES DE DADOS.....	23
3.1.1SATÉLITES E MODELOS DE REANÁLISE	24
3.1.2ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS	26
3.1.3LIDARS, SODARS E SONDAS ATMOSFÉRICAS	28

3.1.4	ESCOLHA DA FONTE DE DADOS METEOROLÓGICOS	29
3.2	RECOLHA E PROCESSAMENTO DE DADOS.....	30
3.2.1	PRINCÍPIOS DE RECOLHA DE DADOS	31
3.2.2	ORGANIZAÇÃO E ESTRUTURAÇÃO DE DADOS PARA ANÁLISE	32
3.3	FERRAMENTAS E SOFTWARES UTILIZADOS	34
4.	CASO DE ESTUDO.....	39
4.1	CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL.....	39
4.2	SETOR DE MEDIÇÃO.....	42
4.3	CONSOLIDAÇÃO E TRATAMENTO DE DADOS BRUTOS	46
4.4	PRÉ-PROCESSAMENTO E QUALIDADE DOS DADOS METEOROLÓGICOS	51
4.5	CORREÇÕES E NORMALIZAÇÕES DOS DADOS	57
4.6	ESTRUTURAÇÃO DOS DADOS EM BINS, CONSTRUÇÃO DA CURVA DE POTÊNCIA E ENERGIA PRODUZIDA 59	
4.6.1	INDICADORES DE DESEMPENHO.....	61
4.7	VALIDAÇÃO DA CAMPANHA.....	62
4.7.1	CRITÉRIO 1	63
4.7.2	CRITÉRIO 2	64
5.	RESULTADOS	65
5.1	AValiação INICIAL DO SETOR DE MEDIÇÃO	65
5.2	FILTRAGEM E PRÉ-PROCESSAMENTO ATRAVÉS DO WINDOGRAPHER	68
5.2.1	APLICAÇÃO DOS FILTROS E ANÁLISE DAS <i>FLAGS</i>	71
5.2.2	ANÁLISE DA DISTRIBUIÇÃO TEMPORAL DOS DADOS REMOVIDOS	77
5.3	AJUSTE FINAL DO SETOR DE MEDIÇÃO DA JER-10.....	79
5.4	CORREÇÕES, BINNING E CONSTRUÇÃO DA CURVA DE POTÊNCIA.....	82
5.5	ANÁLISE DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA E VALIDAÇÃO DA CAMPANHA	90
5.6	INTERPRETAÇÃO GLOBAL DOS RESULTADOS OBTIDOS	95
6.	CONCLUSÕES	97
6.1	ANÁLISES CONCLUSIVAS	98
6.2	PERSPETIVAS FUTURAS.....	99

REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS.....	101
ANEXOS	107
ANEXO A – TABELAS COMPLEMENTARES.....	107
ANEXO B – CÓDIGO <i>PYTHON</i>	111

Índice de Figuras

Figura 1 - Turbina eólica.....	8
Figura 2 - Nacele de turbina eólica	10
Figura 3 - <i>Pitch</i> e <i>yaw control</i>	12
Figura 4 - Células de circulação atmosférica	13
Figura 5 - Anemómetro de copo.....	14
Figura 6 - Exemplos de distribuições de <i>Weibull</i>	16
Figura 7 - Velocidade do vento analisada pelo ERA5 em período de tempestade na costa da Tasmânia e Sudeste australiano	25
Figura 8 - Estação meteorológica automática.....	26
Figura 9 - Posicionamento dos sensores numa torre meteorológica.....	27
Figura 10 - Exemplo de LIDAR e SODAR, respetivamente	29
Figura 11 - Time Series do <i>Windographer</i>	35
Figura 12 - Flags presentes na filtragem dos dados	36
Figura 13 - <i>Scatter Plot</i> do <i>Windographer</i>	36
Figura 14 - Vista aérea das turbinas e torres meteorológicas de JAU.....	40
Figura 15 - Estação meteorológica, Jer-10, Jer-11 e algumas turbinas vizinhas mais próximas	44
Figura 16 - Amostra dados recolhidos pela torre meteorológica	47
Figura 17 - Amostra dos dados operacionais da turbina	48

Figura 18 - Amostra dos registos do <i>Status</i> da turbina.....	49
Figura 19 - <i>Flags</i> utilizadas	52
Figura 20 - Regras das <i>flags</i>	52
Figura 21 - Separador <i>Flag Manually</i>	56
Figura 22 - Setores das turbinas em estudo.....	67
Figura 23 - Curva de potência da turbina Jer-10	69
Figura 24 - Curva de potência da turbina Jer-11	69
Figura 25 - Curva de potência de Jer-10 antes dos filtros.....	70
Figura 26 - Curva de potência de Jer-11 antes dos filtros.....	70
Figura 27 - <i>Flag Sector</i> apresentada no <i>Time Series</i>	72
Figura 28 - Pontos removidos pela <i>flag Sector</i> (rosa) nas turbinas Jer-10 (esq.) e Jer-11 (dir.).	72
Figura 29 - Pontos removidos pela <i>flag Wind shear</i> (azul) nas turbinas Jer-10 (esq.) e Jer-11 (dir.)	73
Figura 30 - Pontos removidos pela <i>flag Status</i> (amarelo) nas turbinas Jer-10 (esq.) e Jer-11 (dir.)	74
Figura 31 - Pontos removidos pela <i>flag Power</i> (laranja) nas turbinas Jer-10 (esq.) e Jer-11 (dir.)	74
Figura 32 - Pontos removidos pela <i>flag Dif WV Nacele</i> (verde) nas turbinas Jer-10 (esq.) e Jer-11 (dir.)	75
Figura 33 - Gráfico da potência estabilizada	76

Figura 34 - Pontos removidos pela flag Power Manually (azul) nas turbinas Jer-10 (esq.) e Jer-11 (dir.)	76
Figura 35 – Hora de início das falhas – Jer-10	78
Figura 36 - Hora de início das falhas – Jer-11.....	78
Figura 37 - Comparação entre Setor Antigo e Novo na Jer-10.....	80
Figura 38 - Curvas de potência finais de ambas as turbinas	81

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Coordenadas geográficas da turbina e da torre meteorológica de referência ..	41
Tabela 2 - Setor perturbado da ambas as turbinas	66
Tabela 3 - Alterações realizadas nos setores livres das turbinas em estudo	68
Tabela 4 - Pontos removidos de cada turbina	71
Tabela 5 - Amostra das variáveis da Jer-10 exportadas do Windographer	82
Tabela 6 – Amostra das variáveis da Jer-11 exportadas do <i>Windographer</i>	83
Tabela 7 - Amostra da correção na velocidade pela densidade e determinação do coeficiente de potência para a Jer-10.....	84
Tabela 8 - Amostra da correção na velocidade pela densidade e determinação do coeficiente de potência para a Jer-11.....	85
Tabela 9 - Organização em bins e respectivos valores em cada um deles da Jer-10.....	87
Tabela 10 - Organização em <i>bins</i> e respectivos valores em cada um deles da Jer-11	89
Tabela 11 - Valores de potência média dos <i>bins</i> determinados	91
Tabela 12 – Cálculos do primeiro critério para cada uma das turbinas	91
Tabela 13 - AEP da Jer-10	92
Tabela 14 - AEP da Jer-11	93

Acrónimos

- AEP – Annual Energy Production
- AWS – Automatic Weather Station
- CDF – Função de Distribuição Acumulada
- CF – Capacity Factor
- CP – Curva de potência
- IEC – International Electrotechnical Commission
- PDF – Função Densidade de Probabilidade
- TM – Torre meteorológica

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Nas últimas décadas, a sustentabilidade ambiental tem-se vindo a tornar uma das grandes preocupações mundiais. Cada vez mais o planeta urge pela implementação de um modelo energético mais sustentável e eficiente, tendo como prioridade a substituição dos combustíveis fósseis por energias de fonte renovável. Neste contexto, energia eólica é, portanto, uma das principais soluções no combate a este problema, permitindo o aumento da gama de fontes energéticas e reduzindo a libertação de gases com efeito de estufa. Para isso, de modo a garantir que este ramo apresenta a fiabilidade suficiente para as necessidades correntes, é imprescindível compreender de forma detalhada o comportamento real das turbinas em operação, ajustando as expectativas teóricas às condições efetivamente encontradas no terreno.

A forma de avaliar o desempenho das turbinas eólicas é através da sua curva de potência (CP), que representa a relação entre a velocidade do vento incidente e a potência elétrica gerada pela turbina, e serve ainda de base para realizar previsão da produção energética anual. Desta forma, é necessário manter-se uma atenção constante na construção de curvas de potência, de maneira que continuem fidedignas. Além disso, tal atenção é crucial para acompanhar o ritmo da tecnologia, pois também os aerogeradores estão em constante evolução, evolução esta que tem levado a que haja um aumento na implementação de parques eólicos.

Neste âmbito, a norma IEC 61400-12-1 estabelece os critérios técnicos e metodológicos necessários para garantir a validade das campanhas de medição de desempenho das turbinas eólicas. Esta norma fornece as orientações necessárias para realizar um projeto deste género, assegurando que os resultados obtidos sejam comparáveis e reconhecidos internacionalmente.

Assim sendo, a performance das turbinas eólicas é algo a ter em conta e que define a continuação de um projeto eólico ou o seu fim, acarretando custos elevados. Deste modo, é fundamental a análise criteriosa da curva de potência e dos dados meteorológicos associados, que contribui para melhoria contínua da performance das turbinas e para a garantia da qualidade nos processos de planeamento e exploração de parques eólicos.

1.2 OBJETIVOS

A presente dissertação tem como principal objetivo a análise crítica do desempenho de duas turbinas eólicas, com foco na reanálise da curva de potência e na interpretação dos dados meteorológicos associados, garantindo que todos os procedimentos seguem as diretrizes estabelecidas pela norma IEC 61400-12-1. Além disso, pretende-se ainda realizar a previsão a produção de energia com a maior exigência possível, conseguindo, com isto, caracterizar com rigor o comportamento real das turbinas.

De forma a atingir este objetivo, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- Calcular o setor de medição das turbinas – intervalo angular em que se podem efetuar as medições;
- Filtrar os dados de medição – remover registos inconsistentes ou fora dos padrões definidos;
- Tratar os dados obtidos – realizar correções, cálculos e estruturações dos dados filtrados conforme recomendado pela norma IEC 61400-12-1;
- Construir as curvas de potência;
- Estimar a produção anual de energia (AEP);
- Avaliar a campanha de medição;
- Comparar o desempenho das duas turbinas.

1.3 CALENDARIZAÇÃO

Este trabalho foi desenvolvido ao longo de diversas fases, todas com a sua importância específica e definidas numa ordem sequencial e lógica. A calendarização permitiu uma abordagem estruturada e coerente aos diferentes objetivos definidos, sendo que reflete o progresso do projeto desde os seus momentos iniciais, como levantamento teórico inicial, até à conclusão do mesmo, através da consolidação e análise dos resultados.

De seguida são apresentadas as fases desta dissertação:

- Fase 1: Revisão bibliográfica e definição do enquadramento técnico;
Levantamento bibliográfico sobre o estado atual da energia eólica, turbinas, curva de potência, influência das condições atmosféricas e análise da norma IEC 61400-12-1.
- Fase 2: Cálculo e identificação do setor de medição;
Identificação das características do parque eólico e realização dos cálculos para determinar o setor de medição de cada uma das turbinas.
- Fase 3: Tratamento dos dados no *Windographer* e identificação de inconsistências;

Importação dos dados recolhidos durante a campanha, aplicação de filtros e identificação de anomalias.

- Fase 4: Exportação dos dados e processamento no Excel;
Execução de correções nos dados da velocidade do vento com base na densidade, reorganização da estrutura dos dados em *bins* e cálculo dos respetivos valores médios.
- Fase 5: Construção e análise das curvas de potência;
Elaboração dos gráficos de potência, identificação de padrões, comparação entre turbinas e interpretação técnica do comportamento registado.
- Fase 6: Estimativa da produção anual de energia (AEP) e validação da campanha;
Aplicação da Distribuição de *Weibull*, cálculo da energia produzida por bin, verificação da validade da campanha.
- Fase 7: Conclusão do relatório e preparação da defesa;
Compilação dos resultados e organização do relatório.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO

Este relatório é composto por 6 capítulos principais, que permitem a evolução do mesmo desde uma fase inicial e de enquadramento até às conclusões finais.

O primeiro capítulo corresponde à introdução, onde são apresentados os contextos do estudo, quais os objetivos que se pretendem ver concretizados, a calendarização das tarefas realizadas e ainda a forma como está organizado o relatório.

O segundo capítulo representa a revisão bibliográfica, apresentando a informação necessária para acompanhar os conceitos fundamentais da energia eólica, o funcionamento das turbinas, a influência das condições meteorológicas, a Distribuição de *Weibull* e a importância da norma IEC 61400-12-1 em projetos deste género.

No terceiro capítulo é descrita a metodologia adotada, com destaque para as diferentes fontes de dados e os respectivos processos que foram utilizados no tratamento. São ainda apresentadas as ferramentas que contribuíram para o desenvolvimento do trabalho.

O quarto capítulo aborda o caso de estudo, onde caracteriza o local de medição e as turbinas analisadas, explica os conceitos e a forma como são utilizados para garantir os objetivos.

No quinto capítulo são apresentados e discutidos todos os resultados ao longo do projeto. Desde o setor de medição à validação da campanha, passando pelo *Windographer*, pelas correções nos dados e pelas curvas de potência, todos esses passos são incluídos na análise.

Para terminar, o sexto capítulo é composto pelas conclusões arrecadadas, juntamente com as possíveis sugestões para desenvolvimentos futuros.

2. FUNDAMENTOS DA ENERGIA EÓLICA

2.1 TURBINAS EÓLICAS

As turbinas eólicas são as responsáveis por transformar o vento (energia eólica) em energia mecânica e esta em energia elétrica. Possuem diversos componentes importantes mas, de forma geral, é possível resumirlos em torre, rotor e nacela. A torre tem como função sustentar e colocar o rotor à altura desejada; o rotor fixa as pás (normalmente 3) que captam o vento e permitem a transformação da energia cinética do vento em energia mecânica e a nacela é a estrutura instalada no cimo da torre, que protege vários componentes importantes [1]. Um exemplo de uma turbina eólica está presente na Figura 1.



Figura 1 - Turbina eólica

Sendo estas as principais componentes de uma turbina, é importante compreender de forma mais específica como todo o processo se desenrola. Como ilustrado na Figura 2, o rotor está ligado à caixa de velocidades, com um eixo de baixa velocidade (conectado ao rotor) à esquerda e um eixo de alta velocidade à direita, girando cerca de 50 vezes mais rápido. Em turbinas modernas com potências da ordem dos megawatts, cada pá demora cerca de 6 segundos a completar uma rotação, o que equivale a uma frequência de 10 rpm. Por outro lado, a rede elétrica opera com corrente alternada (AC) a 50 ou 60 Hz, correspondendo a 3 000 ou 3 600 rpm. Assim, a caixa de velocidades é essencial para multiplicar a velocidade de rotação do eixo, permitindo que o gerador opere em conformidade com a rede elétrica [2].

Habitualmente, as caixas de velocidades utilizam engrenagens em 3 fases, de modo a alcançar este elevado grau de multiplicação da frequência de rotação de eixo de baixa velocidade para o eixo de alta velocidade. Além disto, pesa cerca de várias toneladas e representa 20 a 30 por cento do custo total da turbina, ocupando uma boa parte do volume da nacela. Como em todos os sistemas de engrenagens, há perdas — cerca de 1% por fase. Em termos práticos, numa caixa de velocidades de 500 kW, caso esteja a trabalhar na máxima potência, irá dissipar cerca de 15 kW [3].

A seguir, surge o gerador, responsável por converter a energia mecânica da rotação das pás em energia elétrica. Os dois tipos principais utilizados são os geradores de alta velocidade com caixa de engrenagens e os geradores de acionamento direto (*direct-drive*). No primeiro caso, amplamente utilizado em várias aplicações industriais, a rotação das pás é multiplicada antes de ser transferida para o rotor do gerador. No segundo, a ligação é direta do eixo das pás da turbina ao rotor do gerador, sendo que apresenta menos peças móveis e menor necessidade de manutenção, o que os torna ideais para instalações offshore. Além disso, usam um elevado número de pólos permanentes no rotor ou estator para compensar a baixa rotação (cerca de 10 rpm), assegurando que a frequência da corrente gerada seja compatível com a da rede elétrica [4].

Aliado ao gerador temos outro constituinte que não pode faltar para o seu bom funcionamento: o sistema de refrigeração. Este é essencial para que o gerador opere sob bons níveis de eficiência, uma vez que trabalha a altas cargas e temperaturas. Deste modo, o arrefecimento pode ser feito a ar, por meio de grandes ventiladores, estando o gerador envolvido num canal ou tubo, criando uma espécie de invólucro que permite o direcionamento eficiente do ar e ainda confere proteção contra poeiras e detritos; ou a água, podendo o gerador ser mais compacto e eficiente eletricamente, mas precisa de radiadores na nacela para dissipar o calor [3].

No que toca à sua ligação à rede elétrica, esta pode ser feita diretamente em corrente alternada trifásica ou através de conversores que adaptam a corrente às especificações da rede. A ligação direta exige sincronismo com a frequência da rede, o que pode ser difícil de manter devido à variabilidade do vento. Já os sistemas indiretos utilizam conversores para estabilizar a corrente. De referir ainda que as ligações costumam ser feitas à rede de média tensão [4].

Para controlar o desempenho da turbina existe o controlador, um sistema computadorizado que recolhe e analisa dados de operação, gerindo dispositivos como válvulas, motores e interruptores. Este sistema monitoriza variáveis como velocidade do rotor, tensão, corrente, temperatura ambiente e do óleo, pressão hidráulica, velocidade e direção do vento, entre outras [5].

A Figura 2 apresenta a nacele de uma turbina eólica e os respetivos componentes.

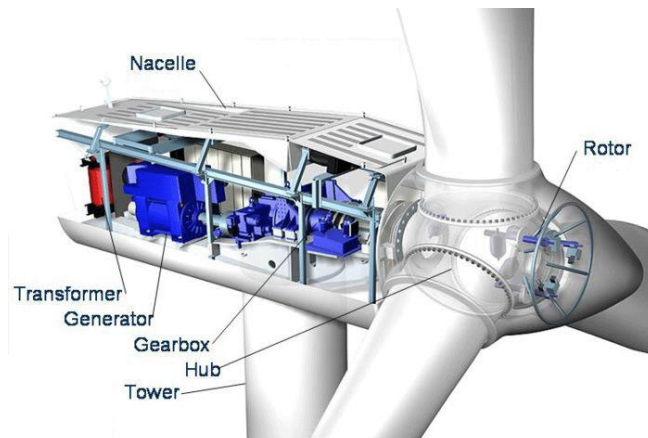


Figura 2 - Nacele de turbina eólica

Além disto, e sendo fundamental o trabalho desenvolvido por cada componente responsável pela geração e tratamento da corrente elétrica, é também de igual importância que se garanta que a turbina consiga captar a maior quantidade de vento possível (até certo ponto). Caso contrário, haverá energia que não será aproveitada – ou que, em certas condições, não deve mesmo ser aproveitada, como será explicado mais à frente. Tendo em conta que a máquina não se pode mover após ter sido instalada, há certos ajustes que podem ser feitos de modo a melhorar a sua performance.

Há três estratégias de controlo que aumentam a eficiência de uma turbina eólica: controlo da inclinação das pás (*pitch control*), controlo de ângulo de guinada (*yaw angle control*) e controlo do binário (*torque control*) [6].

O controlo da inclinação das pás da turbina é um dos grandes aliados dos últimos tempos no que toca a rentabilizar estas máquinas e aumentar o seu tempo de vida. Deste modo, o *pitch control* permite que, ao longo do eixo longitudinal da pá do aerogerador, esta seja orientada de forma que o ângulo de ataque esteja sempre no seu valor mais eficaz, considerando as condições meteorológicas no momento (sendo o este o ângulo entre a linha de corda e o fluxo de ar que entra) [7].

Com base nisto, é possível definir em que situações a máquina deve estar a trabalhar. No caso da turbina já se encontrar a produzir à potência nominal, e de a velocidade do vento

aumentar, as pás do rotor irão girar no sentido de reduzir a energia captada, evitando a ultrapassagem da potência máxima. O inverso também se verifica, pois nem sempre o vento sopra com valores suficientes para o aerogerador produzir no seu ponto mais eficiente. Assim, nas situações em que se apresentem velocidades mais reduzidas, as pás irão também ajustar-se com objetivo de exponenciar e aproveitar o máximo de vento disponível [8].

De referir que existem limites operacionais para o funcionamento da máquina, chamadas as velocidades cut-in e cut-out, sendo estes os limites inferiores e superiores de velocidade do vento. Em termos práticos, a velocidade de inicial de funcionamento situa-se geralmente entre 3 a 5 m/s e a velocidade máxima de vento para que a turbina trabalhe de forma segura ronda os 25 m/s. É realmente importante a presença de tais limitações para perceber a partir de que ponto faz sentido o aerogerador começar a contribuir para a rede elétrica, no primeiro caso, e no segundo para proteger a turbina de ventos que poderiam criar danos estruturais [7].

Contudo, ter em conta apenas a velocidade do vento seria menosprezar outra variável que é importante para garantir uma elevada eficiência: a direção do vento. Para isto, é necessário haver de novo um ajuste na orientação da turbina, desta vez na nacele, sendo que é aqui que aparece o controlo de ângulo de guinada. Este sistema de controlo, que contribui com cerca de 1.4% do custo total da turbina [9], é o responsável por sentir a direção do vento e orientar a nacele da turbina, de modo a aumentar a quantidade de vento que vai de encontro à área captada pelas pás. Graças a este alinhamento preciso, este sistema multi-eixos não só apresenta um maior rendimento energético, como ainda permite um maior controlo na aceleração e desaceleração, não sendo necessário recorrer a movimentos de arranque bruscos que causam cargas indesejadas no equipamento [10].

Tanto o controlo da inclinação como o controlo de guinada estão representados na Figura 3.

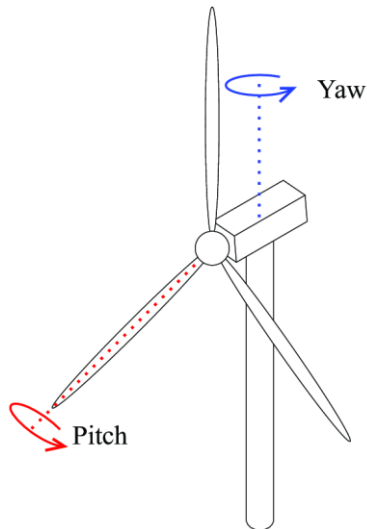


Figura 3 - *Pitch e yaw control*

O último sistema sob a responsabilidade do controlador é orientado para o controlo do binário (*torque control*). Com base no binário de referência a ser produzido pelo gerador, este recebe sinais de controlo monitorizados pelo sistema de controlo do binário. Desta forma, a força rotacional transmitida do rotor para o gerador é regulada, com objetivo de ajustar o binário caso a velocidade do vento aumente para valores excessivos, não permitindo que as pás da turbina girem mais do que a máquina é capaz de suportar em segurança. Este método permite assim ser mais um elemento de segurança contra danos no aerogerador, quer seja pela excessiva velocidade de rotação, quer pela prevenção de sobrecargas no sistema [11].

2.2 FORMAÇÃO DO VENTO

Havendo extrema importância, para o tema desta dissertação, de entender bem as turbinas eólicas e como elas se constituem e funcionam, é também importante perceber bem o vento, a sua formação e principais características. A sua origem está na radiação solar, que incide com maior intensidade nas regiões próximas do equador. Nestas regiões, ar quente, menos denso, tende a subir em direção às camadas superiores da atmosfera (aproximadamente 10km e depois espalha-se em para norte e sul), deixando um espaço vazio passível de ser ocupado. Deste modo, as massas de ar frio, proveniente das zonas

polares, nas quais o vento se encontra mais denso e pesado, tendem a descer e a ocupar o espaço deixado pelo ar quente. Assim, estas diferenças de pressão entre regiões levam à formação do vento, sendo este um processo bem conhecido: correntes de convecção [12].

Outro fator determinante é a rotação da Terra, responsável pela força de *Coriolis*. Este fenómeno faz com que os ventos sofram um desvio, para a direita no hemisfério norte e para a esquerda no sul e, englobando todo o processo, criam-se as células de circulação atmosférica [11]. Como se pode ver na Figura 4, há três células distintas: a célula de *Hadley*, ou tropical (entre o equador e os 30º), a célula de Ferrel, ou de latitudes médias (30º a 60º), e a célula polar (60º aos polos) [13].

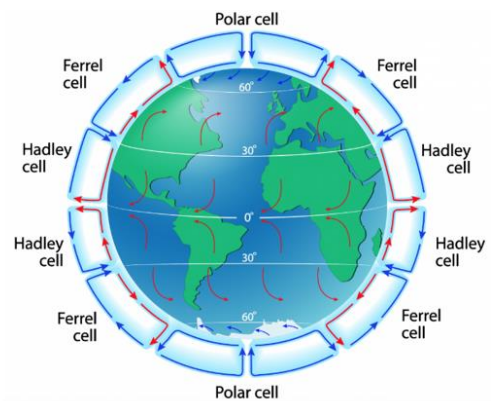


Figura 4 - Células de circulação atmosférica

Contudo, o conhecimento do comportamento do vento não é apenas importante a nível global ou regional. Para decisões técnicas relevantes, como a instalação de turbinas e a garantia do seu funcionamento eficiente, é essencial que o vento seja continuamente monitorizado.

De facto, o vento é um fenómeno que varia de local para local e, mesmo em determinado ponto, tem oscilações frequentes, podendo ou não ser previsíveis. Para acompanhar tais alterações, é necessário medir a velocidade do vento. Para isso, é utilizado um instrumento chamado anemómetro, que permite obter dados precisos quanto à velocidade do vento. Existem diferentes tipos de anemómetros, podendo ser de copos, de hélice, de fio quente, de pressão e LIDAR, sendo o de copos o mais comum em estações meteorológicas e aplicações gerais. Consiste em três ou quatro copos hemisféricos montados nas

extremidades de braços horizontais que giram em torno dum eixo vertical (Figura 5), em que os copos são empurrados pelo vento, quanto mais o vento soprar, mais rápido o anemómetro gira em torno do eixo [14].



Figura 5 - Anemómetro de copo

As medições da velocidade do vento são essenciais para o bom conhecimento das geografias e quanto mais extenso for o período de medição, menores serão as incertezas ligadas à variabilidade temporal de fluxo atmosférico. Os ventos não atuam sempre de forma constante, havendo várias e diferentes variações de velocidade do vento. A Distribuição de *Weibull* permite representar tais variações ao longo do ano de forma bastante satisfatória, mas este conceito será abordado mais tarde e mais profundamente.

A velocidade do vento apresenta-se como um parâmetro essencial para quem realiza o estudo do vento, sendo determinante para analisar a viabilidade da instalação de turbinas eólicas. De facto, está diretamente ligada à quantidade de energia que pode ser gerada por uma turbina, sendo que características como a velocidade média anual tornam possível avaliar a capacidade eólica de um local e estudar o seu potencial de geração de energia a longo prazo.

Contudo, tal como acontece com qualquer máquina ou sistema industrial, o potencial máximo — neste caso, de energia eólica — tem pouca relevância se o rendimento não for satisfatório. Torna-se, assim, fundamental avaliar o rendimento médio anual de uma turbina num determinado local antes da sua instalação, sendo que o objetivo passa por minimizar o erro de previsão. Para estimar o Rendimento Energético Anual (REA), é necessário considerar parâmetros como a curva de potência específica do aerogerador em

função da velocidade do vento ($P_w(U)$), a turbulência causada por turbinas vizinhas, a disponibilidade temporal da turbina e a distribuição estatística das velocidades do vento ($f(U)$) [15].

Além da velocidade, uma vez que o vento é um fenômeno vetorial, importa destacar a sua direção. A orientação correta da turbina em relação ao vento é essencial para maximizar a produção de energia. Para isso, e normalmente associado ao anemómetro, encontra-se o cata-vento, que mede a direção do vento e transmite ao sistema de controlo a sua posição instantânea. Este sistema permite que a turbina se ajuste dinamicamente à direção de onde sopra o vento (controlo de ângulo de guinada), garantindo um funcionamento mais eficiente. Adicionalmente, o cata-vento permite criar a rosa dos ventos do local, facilitando uma análise rápida das direções predominantes.

2.3 DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE *WEIBULL*

Esta característica é indispensável para que as propriedades estatísticas do recurso eólico sejam identificadas de forma rigorosa. Além disso, é fundamental para a análise e otimização do funcionamento de turbinas eólicas, uma vez que influencia diretamente a produção de energia e a eficiência operacional das turbinas. Para isso, existem diferentes modelos estatísticos para representar a distribuição da velocidade do vento. Não havendo nenhum modelo que consiga replicar perfeitamente o que acontece na realidade, há diversos estudos e discussões sobre qual deles mais se aproxima dessa representação.

Deste modo, a distribuição estatística mais usada para realizar a modelagem do desempenho das turbinas e sua otimização de operação é a de *Weibull*. É com base neste modelo que a frequência das velocidades do vento em determinado local ao longo do tempo são modeladas, sendo a sua função densidade de probabilidade (PDF) apresentada pela Fórmula (1):

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (1)$$

Nesta fórmula, que, por outras palavras, representa a probabilidade de que o vento assuma determinado valor, k é o fator de forma e A é o fator de escala. Este modelo é uma distribuição de 2 parâmetros, uma vez que o v é uma variável aleatória e k e A são quem determina como será a postura da função.

Deste modo, o valor de k será o responsável por definir, como indica o nome, a forma da curva, estabelecendo o quão alto estará o vértice da curva de distribuição. Já o fator de escala, ao contrário do de forma, não é adimensional, sendo apresentado em m/s. Esta variável está então relacionada com a velocidade do vento e indica, em média, o quão forte é o fluxo do vento. No que toca à vertente visual, o fator de escala afeta a escala horizontal da distribuição, exemplificando, um maior valor de A desloca a distribuição para a direita, indicando médias de velocidade do vento mais elevadas [16]. A Figura 6 ilustra claramente este conceito.

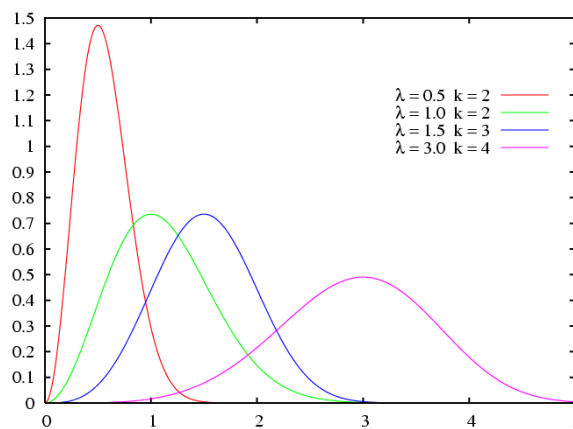


Figura 6 - Exemplos de distribuições de *Weibull*

Com base nisto, é ainda possível calcular a probabilidade de que a velocidade do vento seja menor ou igual a v através da integração da PDF (Função Densidade de Probabilidade) da Distribuição de *Weibull*. Este processo resulta na obtenção da CDF (Função de Distribuição Acumulada), que representa a probabilidade acumulada para a velocidade do vento. Este

passo é importante, pois a Distribuição de *Weibull* pode não representar adequadamente certos regimes de vento [17], [18]. A Fórmula (2) apresenta a equação referida.

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (2)$$

Além disto, a função densidade de probabilidade é ainda importantíssima para efetuar a estimativa da produção de energia anual, informação esta que é utilizada, por exemplo, para conceção de turbinas eólicas e planeamento do local em questão. Para isso, a PDF da Distribuição de *Weibull* é combinada com a curva de potência da turbina $P_w(v)$, resultando na Fórmula (3) [17]:

$$E = \int_{v_{cut-in}}^{v_{cut-out}} P(v)f(v) du \quad (3)$$

2.4 CURVA DE POTÊNCIA E NORMA IEC 61400 - 12 - 1

A curva de potência é, sem dúvida, uma das principais características a ter em conta numa turbina eólica. Representa a relação entre a potência elétrica disponível e a velocidade do vento que incide na máquina, sendo essencial para que o seu desempenho possa ser analisado de uma forma cuidada e detalhada.

Tudo começa nos fabricantes, uma vez que são eles que, para cada modelo, disponibilizam uma curva teórica obtida em laboratório. Com esta ferramenta, é possível avaliar o desempenho do aerogerador com base nos valores de produção que a máquina está garantida a fornecer [19].

Aliado ao conceito de curva de potência, há outro que não é possível esquecer: o da norma IEC 61400 - 12 - 1. Esta é a norma responsável por especificar os procedimentos para medir as características de desempenho da potência de uma turbina. Faz parte de um conjunto de normas preparadas pela Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC - *International Electrotechnical Commission*) e pode ainda ser utilizada quer para avaliar o desempenho

de determinadas turbinas em locais específicos, quer para ajudar a comparar o desempenho de diferentes modelos ou configurações de turbinas.

A curva de potência, que permite a previsão da energia eólica sem os pormenores técnicos dos componentes de geração da turbina, é então derivada de uma base de dados, construída após a medições simultâneas da velocidade do vento e da potência de saída da turbina. É importante que o tempo de ensaio naquele determinado local seja suficientemente extenso [20].

Seguidamente, é então calculada a potência anual de energia, tendo em conta uma grandeza chamada disponibilidade. A disponibilidade de uma turbina eólica representa a proporção de tempo durante o qual a turbina está operacional e capaz de gerar energia elétrica em relação ao tempo total considerado. Dessa forma, é assumida uma disponibilidade de 100%, assumindo que a turbina está operacional 100% do tempo, aplicando a curva de potência medida às distribuições de frequência da velocidade do vento. De maneira a organizar e analisar de forma mais simples o grande número de dados que são recolhidos, estes são agrupados em intervalos de 10 minutos, conhecidos com *bins*, sendo então este fenómeno conhecido por *binning* [21], [22].

Todas estas técnicas amplamente reconhecidas e aplicadas a um nível global, contudo, e tal como ocorre na maioria dos ramos tecnológicos, ainda existem aspetos passíveis de melhoria. No processo de criação da curva de potência de um aerogerador não é diferente. É bem sabido que a turbulência é um fator que afeta, e de diversas formas, praticamente todos os campos de estudo relativos à energia eólica, sendo, inclusive, um dos elementos mais analisados aquando da escolha do local para instalação das turbinas. No entanto, a curva reflete o comportamento da turbina sob a influência da turbulência local. Mesmo que os dados do local em questão sejam bastante confiáveis, a curva de potência contém o efeito oculto da turbulência do local atual, levando a que a aplicação cega a outros sítios não seja muito correta. Além disso, a norma desconsidera as rápidas flutuações do vento através do cálculo da média de 10 minutos, resultando na obtenção do comportamento da turbina independente dessas flutuações [21], [23].

Por estas razões, a modelação da curva de potência de uma turbina eólica tornou-se um passo fundamental para a obtenção de resultados mais realistas e ajustados à operação no terreno.

2.5 MODELAÇÃO DA CURVA DE POTÊNCIA

A curva de potência resultante dos ensaios feitos apresenta notáveis discrepâncias quando comparada com a obtida pelos fabricantes, principalmente quando se trata de velocidades do vento elevadas. Isto acontece porque a curva não é adaptada às condições específicas do local nem tem em conta o eventual desgaste da turbina. O vento não é algo estável, tem variações e um comportamento dinâmico e este método não é eficaz nestas condições. Deste modo, é necessário a modelar a curva de potência da turbina eólica [24].

A modelação da WTCP tem várias vantagens e razões que justificam a sua aplicação, uma vez que permite a avaliação e previsão da energia eólica, a escolha das turbinas eólicas a instalar, a monitorização e resolução de problemas, e ainda o controlo preditivo e optimização do desempenho da turbina eólica. De facto, criar uma curva de potência com base nos dados medidos num determinado local, utilizando melhores técnicas de modelação, leva à ultrapassagem dos problemas associados à curva fornecida pelo fabricante [25].

2.5.1 AVALIAÇÃO E PREVISÃO DA ENERGIA EÓLICA

A avaliação e previsão da energia eólica são processos que permitem maximizar a eficiência e a fiabilidade na geração de energia, tendo a curva de potência um papel crucial na função que desempenha. Através dela, medições de velocidade do vento conseguem dar lugar a estimativas de produção de energia, informações estas utilizadas durante todo o ciclo de vida do parque eólico para suportar a tomada de decisões. Esta análise do recurso eólico implica o estudo detalhado das condições meteorológicas do local, sendo depois utilizada

para calcular a densidade de potência de vento e estimar a energia eólica disponível. A precisão desta etapa é fundamental, pois pode levar a consequências indesejadas, por exemplo, em caso de sobrestimação do recurso, poder levar a problemas de fiabilidade no fornecimento de energia e, em caso de subestimação, poder levar à instalação de um sistema de energia eólica com capacidade menor à necessária, desperdiçando-se parte do potencial do local [26].

Também de elevada importância, a previsão da produção de energia eólica tem particular relevo para operadores de turbinas que atuam em mercados de eletricidade, onde se exige precisão para garantir que a energia negociada seja entregue nas quantidades corretas. Além disso, o crescente interesse em prever as condições meteorológicas locais, tanto para o próprio dia como para os seguintes, acompanha o aumento do peso da energia eólica na matriz energética global. Os dados que permitem este conhecimento devem então ser dados reais e coletados no local, por meio de sistemas de supervisão e aquisição de dados (SCADA) [27].

Contudo, e mesmo quando os dados são medidos no local, a curva de potência pode desviar-se quando se encontram velocidades do vento reduzidas, podendo mesmo ocorrer saídas de potência negativas. Nestes casos, a turbina está a consumir energia em vez de a produzir, e, portanto, requer-se que a curva de potência seja modelada com o mínimo de erros possível.

2.5.2 ESCOLHA DAS TURBINAS

Uma das tarefas mais importantes no planeamento e desenvolvimento de parques eólicos é a escolha criteriosa das turbinas eólicas a instalar, sendo que a curva de potência desempenha um papel essencial neste processo. É necessário que os aerogeradores estejam completamente alinhados com as características do local em questão, e a modelação da curva de potência da turbina eólica permite escolher os que oferecem uma maior eficiência e um desempenho otimizado, resultando num projeto muito mais viável economicamente.

Para auxiliar na escolha, está presente o fator de capacidade (*CF – Capacity Factor*). Representado, como se pode ver abaixo, pela razão entre a potência média realmente gerada pela turbina e a sua potência nominal, este índice é um indicador-chave da eficiência das turbinas. O *CF* contribui para estimar a produção média de energia necessária de uma turbina eólica, sendo útil para o dimensionamento e otimização de custos dos projetos, para a escolha adequada das turbinas para o parque em questão e para a classificação dos locais com potencial eólico [27]. A Fórmula (4) mostra como se procede ao cálculo do coeficiente de potência:

$$CF = \frac{E_{real}}{P_{nom} * t} \quad (4)$$

2.5.3 MONITORIZAÇÃO E RESOLUÇÃO DE PROBLEMAS

As curvas de potência são também utilizadas na monitorização do desempenho das turbinas eólicas. Para isso, procede-se à comparação da curva real da turbina com uma curva de referência que, na maioria dos casos, é fornecida pelo fabricante do aerogerador. Partir desta curva, é possível analisar desvios na curva real, que poderão indicar falhas ou quebras no desempenho do aerogerador. Como estas anomalias podem acontecer por variadas razões, é necessário realizar uma análise frequente e rigorosa, pois ferramentas que caracterizam e quantificam estes desvios e podem auxiliar na identificação precoce de anomalias. Quanto mais rapidamente estas ocorrências forem detetadas, mais rápida será a resposta, com a realização oportuna de reparos e manutenções que podem melhorar o desempenho das máquinas.

Para rentabilizar estas tarefas e reduzir custos de manutenção, torna-se vantajoso realizar a monitorização com base nas condições de operação, em vez de apenas no tempo de funcionamento. A monitorização por meio da modelagem da curva de potência via cópulas é uma abordagem estatística avançada que, aliada à extração de modelos baseada em dados, pode ser utilizada para prever falhas específicas com até 60 minutos de antecedência à sua ocorrência [28], [29].

3. PRODUÇÃO EÓLICA BASEADA EM DADOS METEOROLÓGICOS: METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO

3.1 FONTES DE DADOS

As alterações climáticas têm sido tema de conversa constante nos últimos anos e, para maior preocupação, a frequência de fenómenos meteorológicos severos tem vindo a aumentar, o que impacta fortemente a vida dos cidadãos. Isto, além das consequências facilmente identificáveis, leva a uma diminuição da previsibilidade do tempo, tornando

imperativo que os dados recolhidos para combater estas situações sejam cada vez mais precisos e atempados [30].

Como é perceptível e natural acontecer em todas as áreas, há diferentes formas de realizar determinadas tarefas. O mesmo acontece na obtenção dos dados meteorológicos. Estes são os dados que permitem analisar o comportamento do vento, determinando a viabilidade e potencial de um local para a produção de energia eólica. Quanto à localização em análise, as fontes de dados podem-se encontrar instaladas e a realizar as medições diretamente na área em questão, através de estações meteorológicas, ou então, numa escala maior, como grandes bases de dados de reanálise global. De qualquer das formas, estas avaliações devem ser o mais precisas possível, sendo a sua fiabilidade proporcional à qualidade e precisão dos dados meteorológicos obtidos ao longo do tempo.

Desta forma, é possível identificar as seguintes principais fontes de dados:

- Satélites e modelos de reanálise;
- Estações atmosféricas;
- SODARs, LIDARs e sondas atmosféricas.

3.1.1 SATÉLITES E MODELOS DE REANÁLISE

Satélites e modelos de reanálise são fontes fundamentais para estudos meteorológicos, especialmente no setor da energia eólica. Embora distintos, ambos partilham semelhanças, como a ampla cobertura geográfica, permitindo analisar vastas áreas da superfície terrestre e não apenas zonas locais.

Analisando individualmente cada um dos métodos, os satélites têm vantagens inegáveis, sendo que destacam pela capacidade de recolher grandes quantidades de dados meteorológicos, monitorizando variáveis como a velocidade e direção do vento. Além disso, dependendo do tipo, geostacionário ou de órbita polar, podem manter uma posição fixa sobre a Terra ou orbitar em altitudes mais baixas, assegurando cobertura global e registos em tempo real [31]. No entanto, a sua resolução espacial é limitada e, pela

distância a que operam, têm dificuldade em medir com precisão a velocidade do vento a baixas altitudes, sobretudo em terrenos montanhosos ou complexos [32].

Para colmatar algumas das lacunas apresentadas pelos satélites, começaram a ser utilizados os chamados modelos de reanálise de dados, que cobrem também períodos de várias décadas oferecem boa resolução e extensão espacial. Estes modelos utilizam dados de várias fontes, como satélites, estações meteorológicas e balões meteorológicos, que são combinados com simulações numéricas. Os dados recolhidos são assimilados em modelos de previsão meteorológica, criando uma representação fisicamente mais completa e consistente das condições atmosféricas [33].

Entre os modelos mais utilizados, destacam-se o COSMO-REA6, de âmbito regional, e os globais MERRA-2 e ERA5. O primeiro foca-se na Europa Central, enquanto os outros dois cobrem longos períodos – desde 1980 e 1940, respetivamente. O ERA5 é amplamente usado em projetos europeus e asiáticos, sendo considerado mais robusto em termos de resolução e fiabilidade. Já o MERRA-2, com maior utilização nos EUA, apresenta algumas limitações, como menor resolução e dificuldades durante o período noturno [33], [34].

A Figura 7 apresenta um exemplo de análise realizada com recurso ao modelo ERA5.

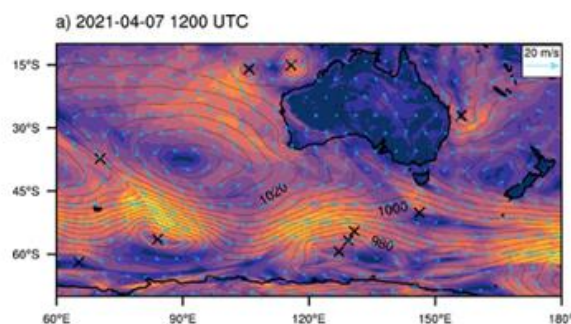


Figura 7 - Velocidade do vento analisada pelo ERA5 em período de tempestade na costa da Tasmânia e Sudeste australiano

3.1.2 ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS

As estações meteorológicas desempenham um papel importantíssimo para avaliar a viabilidade e produção de energia eólica. Elas executam a recolha de dados meteorológicos, dados estes que transmitem informações detalhadas sobre o estado atmosférico, nomeadamente relativas ao comportamento do vento. Podem estar localizadas no terreno ou integradas em torres meteorológicas e estão programadas para fornecer dados contínuos e em tempo real sobre diversas variáveis, como é o caso da velocidade e direção do vento, humidade, temperatura, pressão, precipitação, intensidade da luz, entre outras [35].

Existem diferentes tipos de estações meteorológicas, que variam consoante o objetivo e precisão dos dados pretendidos. De uma forma geral, esta divisão pode ser feita por estações manuais e estações automáticas. Nas primeiras, que, de uma forma natural, há cada vez menos exemplares, os dados são observados, gravados e reportados por técnicos. Já no segundo caso, as *AWS (Automatic Weather Stations)*, as medições são feitas por instrumentos eletrónicos que, através de sensores, convertem a informação em sinais elétricos. Estes sinais são processados e transformados em dados meteorológicos, posteriormente transmitidos para uma base de dados central [30] [36]. Encontra-se na Figura 8 um exemplo de uma estação meteorológica automática.



Figura 8 - Estação meteorológica automática

Quanto à estrutura, a estação recorre a uma torre meteorológica, como se pode ver na figura acima. A altura das torres, normalmente, varia entre 60 a 120m, de modo a captar o comportamento do vento nas proximidades do rotor das turbinas.

Em conformidade com a norma IEC 61400-12-1, é necessário que certos sensores sejam posicionados em diferentes locais. Um bom exemplo é o caso dos anemómetros, sendo comum a utilização de anemómetros de controlo colocados a diferentes alturas, com o objetivo de captar o perfil vertical do vento. Estes instrumentos auxiliares permitem criar uma correlação entre eles, contudo, para evitar introduzir erros enquanto se tenta garantir maior precisão, as medições devem ser feitas com precaução, e os anemómetros devem ser instalados de forma a minimizar distorções do fluxo [37].

Desta forma, o anemómetro principal, o responsável pela criação da curva de potência do aerogerador, deve ser corretamente posicionado, sendo que, como mostra a Figura 9, o anemómetro de controlo deve estar entre 1,5 m e 2,5 m de distância. Já no que toca ao cata-vento, deve ser colocado abaixo do anemómetro principal, a pelo menos 1,5 m, a mesma distância a que devem estar os sensores de temperatura e de pressão [37].

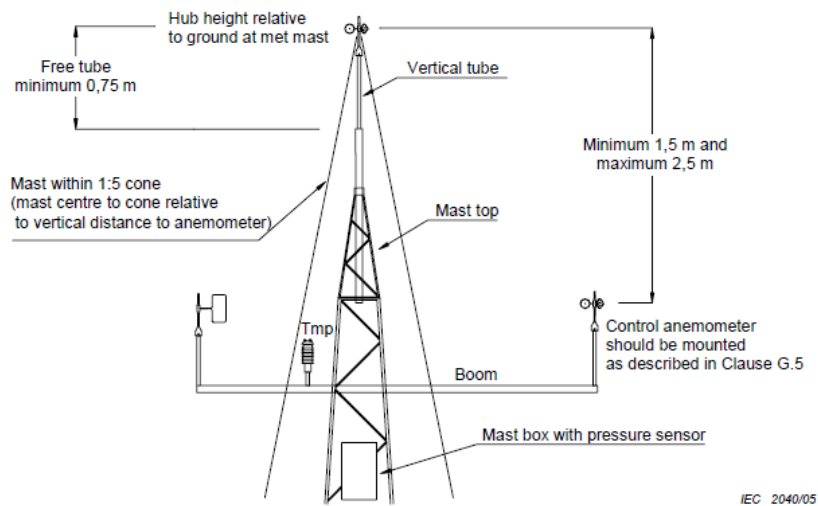


Figura 9 - Posicionamento dos sensores numa torre meteorológica

3.1.3 LIDARS, SODARS E SONDAS ATMOSFÉRICAS

LIDAR e SODAR são dois instrumentos que, em muitas ocasiões, são mencionados de forma próxima. Isto acontece porque ambos os instrumentos apresentam tecnologias de monitorização remota que fornecem medições detalhadas dos perfis verticais do vento. O LIDAR (*Light Detection and Ranging*) recorre a pulsos laser para efetuar medições, no caso, medições como a velocidade e direção do vento ao longo de diferentes altitudes. Para isso, ele toma partido de partículas do ar, poeiras ou gotas de água que refletem os feixes de luz que são emitidos pelo aparelho. Este processo de emissão e receção é contínuo, sendo usado o efeito *Doppler* para calcular a velocidade e direção do movimento das partículas. Este método permite medições em diferentes altitudes com elevada precisão.

O LIDAR aparece em várias situações, sendo uma delas a substituir as torres meteorológicas em certos parques eólicos, onde estas não são um método viável. Desta forma, este aparelho é ainda usado para monitorizar camadas atmosféricas e identificar fenómenos meteorológicos locais. Apresenta alta resolução, tanto vertical como horizontal, podendo medir perfis detalhados de vento até 200 a 300 metros. Além disso, tem ainda a vantagem de ser um instrumento móvel e facilmente instalável, sem os constrangimentos legais, ambientais e de profundidade (no que toca a projetos *offshore*) que estão associados às torres meteorológicas [38].

O SODAR funciona de forma relativamente parecida ao LIDAR, mantendo o princípio da emissão e receção de sinais para análise de variáveis. A alteração presente é que, em vez de serem utilizados feixes de luz, este usa ondas sonoras, em que os pulsos sonoros refletem nas irregularidades causadas pela turbulência atmosférica e camadas de vento em diferentes altitudes. Mais uma vez, através do efeito *Doppler*, que justifica a alteração da frequência o retorno, é calculada a velocidade e direção do vento. Além disso, o SODAR é também um equipamento fácil de instalar e móvel, apresenta boa precisão a baixas altitudes, entre 30 a 200 metros e é mais económico que o LIDAR [39].

Contudo, ambos os instrumentos apresentam limitações que restringem a sua utilização em determinados projetos. O facto de o LIDAR depender de partículas em suspensão para

refletir o laser é uma delas, pois, em áreas com taxas de poluição baixas, a sua precisão pode estar comprometida. Além disso, é um dispositivo relativamente caro e, a par com o SODAR, devido à sua sensibilidade, ambos podem pôr em risco a precisão das medições na presença de condições meteorológicas adversas. Ainda no SODAR, tal como as suas características o apontam, tem um alcance limitado comparado com o LIDAR e é facilmente afetado por ruído, podendo distorcer as medições [38], [39].

A Figura 10 apresenta um exemplo de cada um dos instrumentos, LIDAR e SODAR.



Figura 10 - Exemplo de LIDAR e SODAR, respetivamente

3.1.4 ESCOLHA DA FONTE DE DADOS METEOROLÓGICOS

Perante as diversas possibilidades de recolha de dados meteorológicos, todas apresentam vantagens e limitações, contribuindo, de formas distintas, para a modelação e previsão de recursos meteorológicos.

Para este projeto, optou-se pela utilização de estações meteorológicas, decisão essa justificada por vários fatores. A escolha reflete-se em vários fatores, sendo um deles o respeito pela norma IEC 61400-12-1, que, quando é vista como orientação, dá origem a uma maior fiabilidade de medições e a uma modelação detalhada.

Além disso, é importante que a medição das diferentes variáveis meteorológicas sejam capturadas ao nível da nacela, de modo contínuo e preciso, algo que torres meteorológicas

conseguem garantir de forma robusta. Embora os LIDARs também possam cumprir essa função, como referido anteriormente, apresentam desvantagens associadas a condições climatéricas adversas, além de um custo significativamente mais elevado, o que os torna mais adequados a campanhas temporárias.

No que toca à comparação com os modelos de reanálise, as estações meteorológicas voltam a ser superiores, mesmo com as impressionantes características que estes modelos apresentam. Isto acontece, pois, as torres apresentam-se na escala ideal para este tipo de projetos. Muitos estudos que se baseiam inteiramente em dados de satélite/reanálise podem não ser representativos. Os principais modelos de reanálise, como o ERA5 e o MERRA-2, podem não conseguir capturar de forma precisa as variações locais de vento devido às suas resoluções espaciais de 31 e 50 km, respetivamente. Também no que diz respeito à resolução temporal há restrições, uma vez que a análise da curva de potência de um aerogerador requer períodos de 10 min, sendo que nenhum dos dois o permite (o padrão é de resoluções temporais de 1 hora, havendo certas variáveis do ERA5 em que é possível oferecer dados a cada 30 minutos) [32], [33].

3.2 RECOLHA E PROCESSAMENTO DE DADOS

A recolha de dados meteorológicos encontra-se numa posição de enorme relevância no que toca ao desenvolvimento e gestão de projetos de energia eólica. Independentemente da localização em questão, todo o projeto que tenha como função avaliar o potencial energético e a sua viabilidade necessita que as variáveis atmosféricas captadas apresentem a qualidade exigida. O registo contínuo de dados como a velocidade, direção do vento, temperatura, pressão atmosférica e humidade torna imperativo um sistema de aquisição robusto e com alta resolução espacial e temporal, de maneira que seja possível criar estimativas mais precisas de produção de energia.

Portanto, o objetivo a cumprir é assegurar que as medições realizadas sejam as mais abrangentes e representativas do local, com base num período significativo. Após o processamento deste conjunto de dados, é possível realizar cálculos que permitem retirar

as conclusões pretendidas, como é o caso da curva de potência, que possibilita a relação da velocidade do vento com a produção de energia.

3.2.1 PRINCÍPIOS DE RECOLHA DE DADOS

A recolha de dados baseia-se em certos princípios que garantem a sua qualidade e representatividade. Estes dados são conhecidos por dados brutos uma vez que são obtidos diretamente dos sensores, sem qualquer tipo de tratamento ou processamento. Daí a necessidade de cuidados específicos no momento da sua recolha. Esses princípios estão diretamente relacionados com a continuidade, precisão, frequência e adequação dos dados às condições do local de estudo.

De facto, o estudo de variáveis como as que estão em questão, variáveis intermitentes e naturalmente variáveis, quer-se constante, sem falhas nem períodos em branco, pois facilmente se perdem eventos relevantes. Contudo, apenas a presença de longos períodos medições não seria suficiente para captar informações como as que se necessita. É também preciso que elas sejam executadas a uma frequência suficientemente elevada, que garanta que eventos de curto prazo, como rajadas de vento, sejam registados, de modo que o comportamento do vento seja compreendido em detalhe durante todo o intervalo de tempo. Vendo isto, a coleta de dados tem de ser contínua e com boa frequência - normalmente são períodos de medição de 10 minutos. Por vezes, são também usados intervalos de 1 minuto, mas aumenta bastante o número de dados gerados, dificultando a análise [40].

Outro ponto importante é o sincronismo. Todas as variáveis recolhidas têm de estar sincronizadas, de modo que seja possível analisá-las sem haver discrepâncias ao longo do tempo. Este aspeto é essencial, sob pena de resultar em interpretações erradas e conclusões inconsistentes das condições atmosféricas. A título de exemplo, considere-se que o sensor de pressão de uma estação meteorológica tem apresentado valores constantes ao longo de determinado período. Consultando o sensor de temperatura, pode ser possível verificar que esta baixou dos 0°C antes do problema. Estando os sensores estão

sincronizados no eixo temporal, é legítimo concluir que o sensor de pressão possa ter congelado [41].

Para garantir a sincronização dos sensores, é necessária uma calibração periódica dos equipamentos. Esta calibração tem de ser executada conforme a norma IEC 61400-12-1, para assegurar que os sensores fornecem leituras exatas, minimizando erros que possam afetar a modelação do potencial eólico e a previsão da produção de energia [41].

No entanto, para garantir a qualidade e integridade dos dados meteorológicos, não é suficiente apenas calibrar os sensores regularmente. É essencial aplicar um processo minucioso de verificação e tratamento das medições obtidas. Mesmo após a calibração com base na norma, é necessário monitorizar constantemente os dados, identificando anomalias ou discrepâncias que comprometam a fidelidade das medições. Algo crucial neste processo é a identificação e correção de *outliers* [42].

Outliers são valores fora do padrão, valores que se desviam significativamente do esperado. Estes elementos podem ter diferentes justificações, como falhas temporárias dos equipamentos, erros de transmissão, eventos atmosféricos isolados ou situações a remover do estudo. Para os identificar, utilizam-se técnicas estatísticas, como o cálculo do desvio padrão. Esses valores são então ajustados ou removidos para não comprometerem a representatividade e qualidade do restante conjunto de dados [42]. Esta tarefa pode ser realizada de várias formas, incluindo através de softwares especializados, contudo, convém realçar que, para uma deteção correta e completa dos *outliers*, é necessário que haja conhecimento específico sobre o estudo e sobre esses dados [43].

3.2.2 ORGANIZAÇÃO E ESTRUTURAÇÃO DE DADOS PARA ANÁLISE

Uma vez corrigidas as anomalias provenientes das primeiras medições, os dados voltam a ser tratados. Independentemente da abordagem de tratamento adotada, todos os dados necessitam de ser armazenados numa plataforma adequada, de modo a efetuar os cálculos seguintes. O armazenamento e a organização dos dados são etapas fundamentais, pois

facilitam o acesso a diferentes variáveis e períodos temporais, permitindo uma gestão prática e consistente do conjunto de dados. Uma abordagem comum para organizar os dados de vento em projetos eólicos envolve o uso de bases de dados ou tabelas estruturadas, que oferecem um formato sistemático para o armazenamento das variáveis principais, como velocidade e direção do vento, potência, temperatura, humidade e pressão atmosférica, em colunas distintas.

Neste sentido, há uma característica que é importante e que permite a análise dos dados de uma forma muito mais cómoda e facilitada: o processo de organizar os dados em *bins*. Organizar em *bins*, ou *binning*, consiste em organizar em intervalos. No caso dos dados de vento, a velocidade do vento é dividida em *bins* de amplitude fixa, por exemplo, intervalos de 0.5 m/s. Assim, todas as medições de velocidade que se encontrem entre 0 e 0.5 m/s são colocadas no primeiro *bin*. O mesmo vai acontecendo para todos os outros intervalos até todas as medições estarem alocadas num intervalo. A escolha do tamanho dos bins é crítica, pois tem influência direta na precisão e simplificação. Intervalos muito amplos (*bins* grandes) podem ocultar variações importantes, enquanto intervalos muito estreitos (*bins* pequenos) podem resultar em *bins* com poucos dados, comprometendo a representatividade estatística. A norma IEC 61400-12-1 refere a utilização de intervalos de 0.5 m/s, justificando esse valor com a obtenção de boa resolução e uma amostra significativa por intervalo [44].

A utilização deste método traz vantagens, daí ser utilizado em diversas análises de energia eólica. Inicialmente, porque diminui significativamente o número de dados com que se trabalha. Ao agrupar dados contínuos em intervalos fixos, reduz-se quantidade de informação a ser processada, concentrando-se em faixas representativas em vez de lidar com cada medição individual. De seguida, para cada bin de velocidade do vento, calcula-se uma média das variáveis relevantes, como é o caso da potência média associada àquela faixa de velocidade. Esta média é mais representativa da produção energética associada a um intervalo específico do que uma única medição, proporcionando uma visão geral mais estável e menos suscetível a flutuações momentâneas do vento ou ruído nos dados. Além disso, o *binning* facilita a construção da curva de potência da turbina eólica. Cada bin de velocidade torna-se um ponto na curva de potência, mostrando a produção média de

energia associada a essa faixa de velocidade. Ao suavizar a variabilidade dos dados individuais, a esta metodologia permite criar uma curva de potência mais estável e precisa, refletindo com fidelidade o desempenho médio da turbina sob diferentes condições de vento [44], [45].

3.3 FERRAMENTAS E SOFTWARES UTILIZADOS

O tratamento e análise dos dados meteorológicos é a base de todo o projeto e, dessa forma, devem ser realizados com rigor. Para tal, é necessário que se recorra a ferramentas especializadas que se consigam nivelar com a exigência que tal tarefa requer. Assim, e considerando as particularidades deste estudo, as ferramentas têm de ser capazes de lidar com grandes volumes de informação, aplicar filtros precisos, realizar cálculos detalhados e apresentar resultados de forma organizada.

Desta forma, as ferramentas foram escolhidas com base na versatilidade, para poder executar múltiplas tarefas, desde a filtragem inicial até à análise avançada; compatibilidade com a norma IEC 61400-12-1, conduzindo a análise a um caminho de confiança e conformidade com as diretrizes de um trabalho deste género; e acessibilidade e facilidade de uso, pois softwares intuitivos e amplamente utilizados apresentam mais garantias para apresentar resultados credíveis.

À luz do exposto, foram, então, selecionados o *Windographer* e o Microsoft Excel, dois softwares que desempenharam papéis complementares ao longo do estudo. Enquanto o *Windographer* foi fundamental no que toca ao tratamento inicial dos dados através de filtros, o Excel permitiu cálculos personalizados e análises detalhadas visando a construção da curva de potência da turbina.

O *Windographer* é um software amplamente utilizado e conhecido no setor da energia eólica. É um recurso completo no que toca à análise e tratamento de dados meteorológicos provenientes de estações meteorológicas e outros instrumentos de medição, estando capacitado para suportar elevados volumes de dados. Além disso, possui uma interface

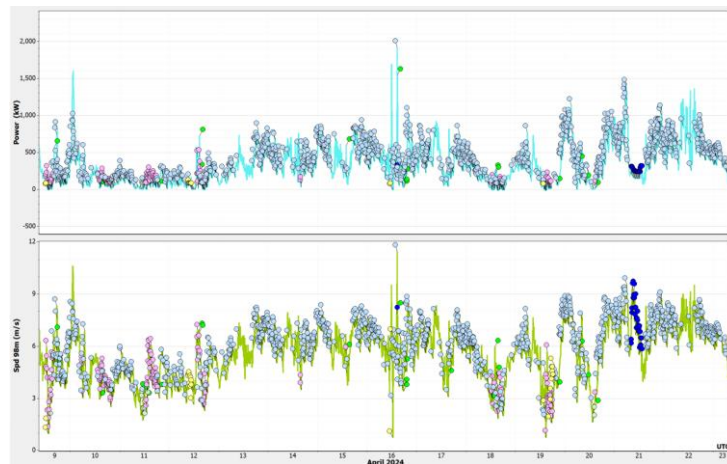


Figura 12 - Flags presentes na filtragem dos dados

Contudo, não só de análises independentes se faz este estudo. De facto, uma das mais importantes análises deste trabalho reside na junção de duas variáveis num só gráfico. Deste modo, e sendo as variáveis referenciadas a potência e a velocidade do vento, surge a análise com base no *Scatter Plot* ou gráfico de dispersão. Este é o gráfico que sustenta toda a análise da curva de potência e abaixo, a Figura 13, ajuda a entender como o software apresenta este conceito.

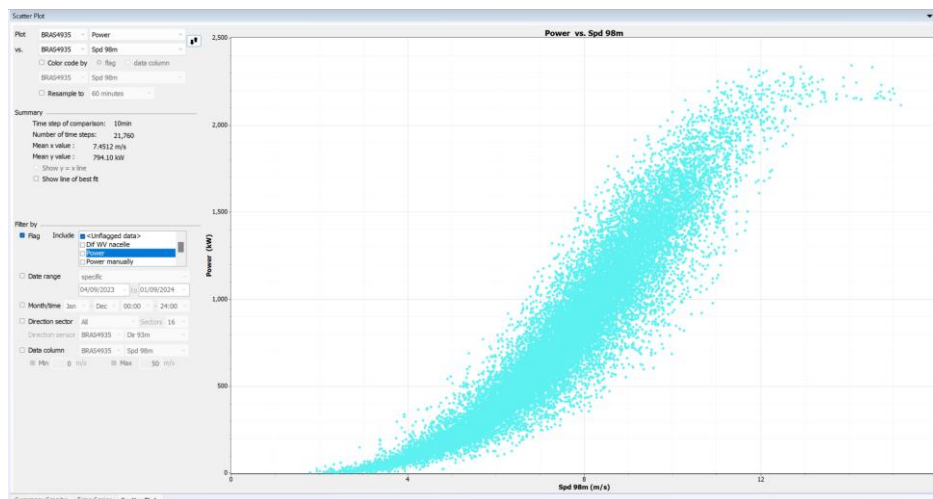


Figura 13 - Scatter Plot do Windographer

Além das ferramentas de visualização e filtragem, este software dispõe ainda de funcionalidades de a análise estatística, calibração de sensores, correções, entre outras capacidades.

Para finalizar, uma vez terminadas as tarefas no *Windographer*, este permite exportar os dados processados em diversos formatos, como Excel, MATLAB e Python, garantindo a flexibilidade necessária para estudos aprofundados.

Com todas estas características, esta é uma ferramenta robusta e versátil, capaz de processar grandes volumes de dados meteorológicos e fornecer uma análise detalhada que suporta todas as necessidades de um projeto deste género.

Quanto ao Microsoft Excel, foi usado em duas fases distintas: antes e depois da análise no *Windographer*. Inicialmente, para além de ser parte integrante na definição dos setores livres e perturbados das turbinas e da torre meteorológica, serviu ainda para consolidar os dados meteorológicos provenientes de fontes diversas e com estruturas distintas.

Após o tratamento inicial no *Windographer*, o Excel volta a ser requisitado com finalidade de realizar todos os cálculos e correções que a criação da curva de potência exige. Com base nos dados extraídos (velocidade do vento, potência, pressão e temperatura), foi calculada a densidade média do ar no local de ensaio, seguindo-se a correção da velocidade do vento. De seguida, os dados foram organizados em *bins* e, para cada intervalo, calcularam-se os valores médios da velocidade, da potência e calculou-se ainda o coeficiente de potência. Finalmente, foi possível gerar a curva de potência e estimar a produção anual de energia (AEP – Annual Energy Production), comparando os resultados com os valores garantidos pelo fabricante, de modo a avaliar o desempenho real das turbinas.

4. CASO DE ESTUDO

4.1 CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL

O local do estudo está localizado em Jandaíra, estado do Rio Grande Norte, no Brasil, a cerca de 30 km a noroeste de João Câmara. O parque em questão é chamado de JAU e a região é reconhecida pelo seu potencial eólico significativo, sendo parte de uma das áreas mais exploradas para geração de energia eólica no Brasil [46].

A paisagem local é composta por áreas florestais intercaladas com pastagens, criando um terreno misto que influencia os padrões de fluxo de vento. A altitude média da região é relativamente baixa, característica comum nas proximidades do litoral brasileiro. A

proximidade com o oceano também desempenha um papel importante na variação sazonal e diária do vento, devido ao efeito das brisas marítimas.

O parque eólico é composto por 42 turbinas, todas as quais apresentam uma altura do eixo do rotor de 98.38 metros e um diâmetro do rotor de 92 metros. Estas turbinas estão divididas por 3 parques mais pequenos que, quando olhados de uma forma conjunta, constituem o parque de JAU, sendo eles Jericó, Aroeira e Umbuzeiros. A Figura 14 mostra uma visualização aérea do parque, sendo possível identificar as diversas turbinas e, representadas pelos *pins* amarelos, estão as torres meteorológicas [46].



Figura 14 - Vista aérea das turbinas e torres meteorológicas de JAU

O presente estudo inclina-se sobre as turbinas 10 e 11 de Jericó (Jer-10 e Jer-11), sendo elas as turbinas selecionadas para medição de desempenho devido à sua localização

representativa do parque eólico, são as mais próximas da TM (torre meteorológica) do mesmo parque.

As coordenadas geográficas dos aerogeradores e da torre meteorológica encontram-se na Tabela 1, em formato UTM (*Universal Transverse Mercator*) para o hemisfério sul, referenciadas ao sistema *datum* WGS84 (*World Geodetic System 1984*), na zona 25. É um sistema muito utilizado devido à sua capacidade de representar coordenadas planas em metros, simplificando cálculos de distâncias e áreas em comparação com sistemas de latitude e longitude. O UTM é um sistema de projeção cartográfica e, a nível de funcionamento, divide a superfície terrestre em 60 zonas longitudinais de 6º cada, o que permite a projeção plana de áreas relativamente pequenas com alta precisão. Ao transformar as coordenadas geográficas (latitude e longitude) da superfície curva da Terra para um sistema plano, facilita em muito o mapeamento e as medições. Já o WGS84, um *datum* geodésico, é um sistema tridimensional e define o modelo do formato da Terra e o ponto zero a partir do qual todas as coordenadas são calculadas. Ou seja, um projeta as coordenadas geográficas num sistema plano e o outro fornece modelo de referência global para descrever a posição dos pontos, respetivamente [46], [47]. Além das coordenadas, a Tabela 1 apresenta ainda a distância relativa em rotores de distância (RD) e a orientação das turbinas à torre meteorológica.

Tabela 1 - Coordenadas geográficas da turbina e da torre meteorológica de referência

Turbina ou TM	Easting [m]	Northing [m]	Altitude [m]	Distância [m]	Distância Relativa à TM [RD]	Direção para a TM [º]
Jer-10	824'948	9'403'135	145	254	2.8	170
Jer-11	824'747	9'402'941	145	252	2.7	103
TM-221	824'993	9'402'885	148	--	--	--

4.2 SETOR DE MEDIÇÃO

Um dos passos fundamentais e que influencia o resultado de todo o estudo é a identificação do setor de medição. É uma etapa imperativa no que toca a garantir fiabilidade e representatividade aos dados obtidos. O seu objetivo incide na identificação de quais os setores que se encontram perturbados e quais os livres, isto é, há que entender quais as faixas de fluxo de vento que podem estar sujeitas a interferências, sejam elas causadas por obstáculos naturais, infraestruturas artificiais ou turbinas adjacentes. São considerados obstáculos todas as turbinas eólicas localizadas na área de teste e, além disso, todos os corpos que possuam uma dimensão e localização que interfiram com a turbina em estudo ou com a estação meteorológica.

As coordenadas geográficas de todas as turbinas do parque encontram-se apresentadas na Tabela A-1, no Anexo A.

Assim, para calcular qual o setor perturbado, foi necessário fazer alguns cálculos prévios, trabalhando com variáveis importantes. Inicialmente, foi necessário ter em conta a distância a que cada turbina se encontra da turbina em estudo, de forma a entender se está localizada perto o suficiente para importunar o bom funcionamento desta. Para isso, usando as coordenadas das turbinas, foi calculada a distância entre si, como se vê através da Fórmula (5):

$$d = \sqrt{(x_2 - x_1)^2 + (y_2 - y_1)^2} \quad (5)$$

De seguida, esta é dividida pelo diâmetro do rotor (D), 92 m neste caso, permitindo apresentá-la em termos de número de diâmetros. Este valor é importante pois, tal como na norma IEC 61400-12-1 Anexo A, apenas são considerados como obstáculos relevantes aqueles localizados a menos de 20 diâmetros de rotor. Obstáculos além dessa distância são considerados não interferentes, uma vez que o vento turbulento já não representa uma ameaça significativa à qualidade das medições.

Nos casos em que os obstáculos estão dentro do limite dos 20 diâmetros, torna-se necessário calcular a faixa angular de vento potencialmente afetada por interferências,

como a turbulência a jusante (ou *wake*) gerada pelas turbinas vizinhas ou por obstruções adicionais (não aplicável ao presente caso). O fenómeno que acabou de ser referenciado chama-se ângulo perturbado e garante que todos os fatores relevantes para o comportamento do vento sejam considerados, incluindo a topografia local e a configuração das turbinas e da torre meteorológica.

A Fórmula (6) explica o cálculo do ângulo perturbado:

$$\theta = 1.3 * \arctan\left(\frac{2.5 * D}{d_0} + 0.15\right) * \frac{180}{\pi} + 10 \quad (6)$$

Na fórmula especificada pela IEC 61400-12-1, D representa o diâmetro do rotor, enquanto d_0 é a distância horizontal entre o obstáculo e o ponto de referência. Este cálculo permite determinar com precisão a largura angular do setor perturbado, considerando tanto o lado ascendente quanto o descendente do obstáculo. Entender bem os ângulos livre e o perturbado é crucial para garantir a qualidade e fiabilidade dos dados obtidos, sendo o perturbado excluído das análises, assegurando que apenas dados livres de interferências sejam utilizados para a construção da curva de potência da turbina eólica.

Sabido isso, seguiu-se perceber qual orientação relativa entre o aerogerador em estudo e os aerogeradores vizinhos. O norte geográfico foi adotado como referência angular, permitindo mapear a posição de cada turbina em relação à turbina em análise. Como exemplo, uma turbina vizinha que se encontre exatamente a este da turbina em estudo terá uma orientação de 90°, uma que se encontre exatamente a oeste terá uma orientação de 270°.

Na Figura 15, retirada do *Google Earth*, é possível identificar a estação meteorológica, as turbinas Jer-10 e Jer-11 e algumas turbinas vizinhas, estando a imagem alinhada tendo em conta o norte geográfico.

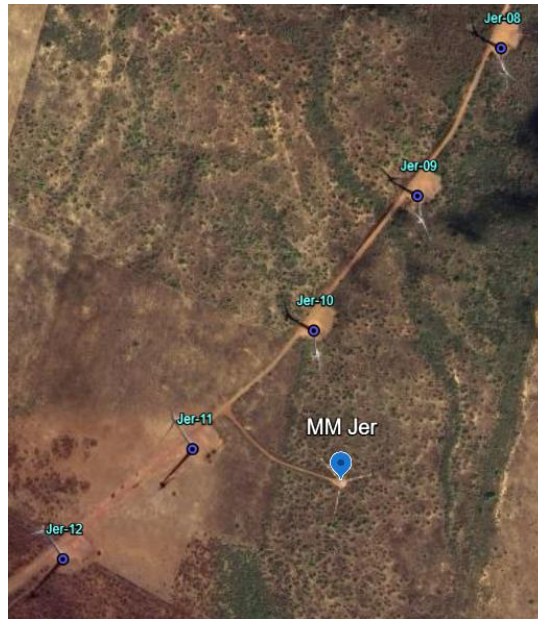


Figura 15 - Estação meteorológica, Jer-10, Jer-11 e algumas turbinas vizinhas mais próximas

Para isso, e no que toca à execução para tornar possível identificar, de seguida, os respetivos setores, a orientação angular (α) foi determinada usando Fórmula (7):

$$\alpha = \left[450 - \arctan\left(\frac{y_0 - y_r}{x_0 - x_r}\right) * \frac{180}{\pi} \right] \text{mod } 360 + \begin{cases} 180, \text{ se } x_r - x_0 < 0 \\ 0, \text{ se } x_r - x_0 > 0 \end{cases} \quad (7)$$

No que se refere às variáveis da equação, as coordenadas (x_0, y_0) representam a posição do obstáculo, isto é, da turbina vizinha que estamos a considerar e as coordenadas (x_r, y_r) correspondem ao ponto de referência, ou seja, neste caso, das turbinas Jer-10 ou Jer-11.

Quanto à interpretação dos termos, primeiro é calculado o ângulo base, que é obtido utilizando a função arco tangente (\arctan) e, em seguida, o valor é convertido de radianos para graus, através da multiplicação por $\frac{180}{\pi}$. Como as medições de ângulos são feitas mediante o norte geográfico e, no sistema cartesiano, os ângulos são medidos no sentido anti-horário, começando do eixo x positivo (0°), é necessário realizar um ajuste. Este ajuste é feito subtraindo-se o ângulo calculado (α) de 450° , garantindo que a medição do ângulo esteja no contexto correto. A função trigonométrica arco tangente apenas retorna um ângulo presente no primeiro e quarto quadrantes $[-90^\circ, 90^\circ]$, sendo necessário ajustar esse valor, garantido, quer o referencial correto, quer que o resultado esteja localizado no intervalo $[0^\circ, 360^\circ]$.

Desta forma, é necessária a aplicação da operação de módulo, assegurando que o resultado não apresenta valores fora do intervalo pretendido. Além disso, para contornar as limitações da função *arctan*, que só fornece resultados no intervalo $[-90^\circ, 90^\circ]$, adiciona-se 180° ao ângulo quando $x_r - x_o > 0$, ajustando-o para o quadrante correto e garantindo que o ângulo seja interpretado corretamente no sistema de coordenadas.

Finalizando, com a determinação da orientação relativa entre os dois corpos relevantes e o cálculo do ângulo de perturbação associado ao obstáculo, estão reunidas todas as condições necessárias para a identificação dos setores de medição. O setor perturbado por cada turbina é definido como a combinação entre a orientação relativa do obstáculo e o valor do ângulo perturbado, distribuído simetricamente: metade para cada lado em relação à direção do obstáculo. Assim, nos casos em que o obstáculo se encontra entre os 2 e os 20 diâmetros de rotor de distância, calcula-se os limites do setor. Obstáculos localizados a menos de 2 diâmetros podem causar distorções excessivas nas medições, enquanto aqueles além de 20 diâmetros têm efeitos insignificantes no fluxo de vento. Para determinar os limites do setor perturbado, o ângulo perturbado é subtraído da orientação relativa do obstáculo para calcular o limite inferior e somado para determinar o limite superior. Uma vez mais, a operação de módulo (*mod 360*) é aplicada a ambos os resultados, garantindo que os ângulos permaneçam no intervalo de valores possíveis, entre 0° e 360° .

Contudo, apenas o cálculo direto dos setores livres e perturbados não chega para alcançar um valor fidedigno. Após a análise detalhada das funções de correção aplicadas aos diferentes setores de direção do vento, constatou-se a necessidade de ajustar o setor livre. Em ambas as turbinas o setor sofreu alterações, sendo elas baseadas na avaliação da consistência entre os setores de medição. O método utilizado denomina-se por *Self-Consistency Parameter* e é uma métrica essencial para garantir a fiabilidade dos dados de velocidade do vento em medições eólicas.

O *Self-Consistency Parameter* é definido como a razão entre a velocidade do vento prevista no local da turbina ($V_{\text{turb_prevista}}$) e a velocidade do vento medida no mesmo local ($V_{\text{turb_medida}}$), para cada intervalo de 10 minutos. A Fórmula (8) é apresentada da seguinte forma:

$$\text{Self Consistency Parameter} = \frac{V_{\text{turb_prevista}}}{V_{\text{turb_medida}}} \quad (8)$$

Este parâmetro avalia a consistência das funções de correção aplicadas aos diferentes setores de direção do vento. Para que um setor seja considerado consistente, precisa-se que os valores se encontrem sempre próximos de 1, sendo que o valor médio do parâmetro deve estar no intervalo recomendado de [0,98; 1,02] podendo usar-se uma margem maior (3% ou 5%), dependendo do caso. Valores fora do intervalo indicam inconsistências nas correções de fluxo aplicadas, podendo ser resultado de perturbações locais ou erros no ajuste das funções de correção.

Assim, após a aplicação deste último filtro, o setor de medição encontra-se finalmente calculado e é com base nele que todas as medições e análises foram realizadas.

4.3 CONSOLIDAÇÃO E TRATAMENTO DE DADOS BRUTOS

Para a realização deste estudo, foram utilizados três conjuntos de dados distintos, cada um contribuindo com informações específicas sobre as condições ambientais, ao desempenho operacional da turbina e ao seu estado de funcionamento. Estes dados foram integrados e organizados de forma a garantir consistência temporal e adequação às análises previstas.

O primeiro conjunto de dados foi obtido da torre meteorológica instalada no local de estudo. Este ficheiro contém registos das condições atmosféricas em intervalos de 10 minutos e apresenta os dados da velocidade e direção do vento, temperatura, humidade e pressão, medidos através de anemómetros, cata-ventos, termo-higrómetros e um barómetro. Além disto, cada variável tem disponível, não só o seu valor médio nos 10 minutos correspondentes, mas também o seu valor máximo, o mínimo e ainda o desvio padrão, permitindo uma descrição completa do comportamento destas variáveis em cada intervalo de tempo.

A Figura 16 apresenta uma amostra do ficheiro que contem todos os dados que a estação meteorológica regista.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1	TOAS															
2	TIMESTAMP	B_94_Avg	B_94_Std	B_94_Max	B_94_Min	T_91_3_Avg	T_91_3_Std	T_91_3_Max	T_91_3_Min	U_91_3_Avg	U_91_3_Std	U_91_3_Max	U_91_3_Min	T_50_2_Avg	T_50_2_Std	T_50_2_Max
3	TS	hPa	hPa	hPa	hPa	C. Deg	C. Deg	C. Deg	C. Deg	%RH	%RH	%RH	%RH	C. Deg	C. Deg	C. Deg
4		Avg	Std	Max	Min	Avg	Std	Max	Min	Avg	Std	Max	Min	Avg	Std	Max
5	03/01/2023 03:40	977	0,057	977	977	23,72	0,012	23,73	23,7	90,8	0,028	90,8	90,7	23,7	0,005	23,73
6	03/01/2023 03:50	977	0,072	977	977	23,68	0,019	23,73	23,66	90,8	0,059	90,9	90,7	23,7	0,006	23,7
7	03/01/2023 04:00	977	0,043	977	977	23,69	0,019	23,73	23,66	90,9	0,06	91	90,8	23,7	0,001	23,7
8	03/01/2023 04:10	977	0,02	977	977	23,67	0,011	23,7	23,66	91	0,044	91,1	90,9	23,7	0,005	23,7
9	03/01/2023 04:20	977	0,013	977	977	23,66	0,002	23,68	23,65	91,1	0,069	91,2	91	23,64	0,029	23,7
10	03/01/2023 04:30	977	0,029	977	977	23,61	0,019	23,66	23,6	91,2	0,075	91,4	91,1	23,56	0,017	23,63
11	03/01/2023 04:40	977	0,083	977	977	23,55	0,028	23,6	23,53	91,4	0,079	91,6	91,2	23,48	0,039	23,56
12	03/01/2023 04:50	977	0,088	977	977	23,53	0,011	23,6	23,53	91,5	0,07	91,7	91,4	23,43	0	23,43
13	03/01/2023 05:00	977	0,027	977	977	23,59	0,014	23,6	23,53	91,6	0,074	91,8	91,4	23,43	0,007	23,43
14	03/01/2023 05:10	977	0,084	977	977	23,6	0,001	23,6	23,58	91,7	0,061	91,8	91,6	23,44	0,021	23,5
15	03/01/2023 05:20	977	0,095	978	977	23,6	0,001	23,61	23,6	91,7	0,071	91,9	91,6	23,44	0,019	23,5
16	03/01/2023 05:30	978	0,065	978	977	23,6	0	23,6	23,6	91,8	0,06	92	91,7	23,43	0,01	23,5
17	03/01/2023 05:40	978	0,06	978	978	23,6	0	23,6	23,6	91,9	0,052	92	91,8	23,47	0,029	23,5
18	03/01/2023 05:50	978	0,09	978	978	23,59	0,011	23,6	23,53	91,9	0,041	92	91,8	23,43	0,007	23,43
19	03/01/2023 06:00	978	0,096	978	978	23,57	0,024	23,6	23,53	92,1	0,063	92,2	91,9	23,43	0,019	23,5
20	03/01/2023 06:10	978	0,088	978	978	23,63	0,029	23,66	23,59	92,1	0,051	92,2	92	23,53	0,039	23,63
21	03/01/2023 06:20	978	0,07	978	978	23,7	0,031	23,73	23,66	92	0,03	92	91,9	23,68	0,052	23,77
22	03/01/2023 06:30	978	0,082	979	978	23,78	0,033	23,87	23,73	91,9	0,05	92	91,8	23,84	0,049	23,97
23	03/01/2023 06:40	979	0,079	979	978	23,94	0,05	24	23,85	91,6	0,167	91,9	91,3	24,05	0,051	24,1
24	03/01/2023 06:50	979	0,091	979	979	24,12	0,087	24,27	24	91,4	0,159	91,7	91	24,31	0,114	24,51
25	03/01/2023 07:00	979	0,091	979	979	24,27	0,001	24,27	24,27	91,1	0,127	91,6	90,9	24,54	0,033	24,64
26	03/01/2023 07:10	979	0,047	979	979	24,3	0,026	24,33	24,27	91	0,134	91,4	90,8	24,64	0,043	24,71
27	03/01/2023 07:20	979	0,089	979	979	24,43	0,05	24,5	24,33	90,9	0,182	91,2	90,4	24,88	0,082	25,01

Figura 16 - Amostra dados recolhidos pela torre meteorológica

O segundo conjunto de dados refere-se às variáveis operacionais da turbina em estudo, também registadas em intervalos de 10 minutos. Estas incluem informações como velocidade de rotação do rotor, potência medida, energia produzida, ângulo das pás (*blade angle*) e a posição da nacelle.

Estes dados complementam as informações fornecidas pela torre meteorológica, permitindo fazer uma análise completa, considerando as condições ambientais e o desempenho técnico e energético da turbina.

A Figura 17 representa um excerto destas medições, neste caso, da turbina 10, e nela, tal como na Figura 16, é possível verificar a frequência dos registos de 10 em 10 minutos.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Plant	Serial no.	Alias	Time	Nacelle position [°]	Power Ø [kW]	Power max. [kW]	Power min. [kW]	Wind Ø [m/s]	Wind max. [m/s]	Wind min. [m/s]	Rotation speed Ø [1/min]	Rotation speed max. [1/min]
2	11	921171		04/09/2023 15:00	141	-4	0	-8	5,9	13,5	0,6	0,19	0,42
3	11	921171		04/09/2023 15:10	137	155	2,164	-16	7,6	13,5	2,4	2,69	17,63
4	11	921171		04/09/2023 15:20	126	1,661	2,29	844	10,2	13,5	7,4	17,06	18,95
5	11	921171		04/09/2023 15:30	124	1,619	2,387	830	9,9	13,3	5,8	16,82	18,56
6	11	921171		04/09/2023 15:40	120	1,6	1,98	777	10	13,3	6	17,02	19,23
7	11	921171		04/09/2023 15:50	124	1,768	2,409	821	10,5	14	6,8	17,19	18,96
8	11	921171		04/09/2023 16:00	119	1,634	2,383	567	10	13	6,5	16,83	18,6
9	11	921171		04/09/2023 16:10	124	1,943	2,387	1,025	10,6	13,3	7,5	17,09	18,61
10	11	921171		04/09/2023 16:20	127	1,558	2,371	763	9,7	12,8	7	16,58	18,24
11	11	921171		04/09/2023 16:30	126	1,271	1,892	495	9	11,4	5,6	16,04	16,89
12	11	921171		04/09/2023 16:40	128	1,296	1,91	480	9,1	11,5	6,7	16,15	16,9
13	11	921171		04/09/2023 16:50	127	1,319	1,929	755	9,2	11,8	6,5	16,29	16,91
14	11	921171		04/09/2023 17:00	123	1,367	1,944	623	9,1	11,5	5,9	16,3	16,95
15	11	921171		04/09/2023 17:10	119	1,289	1,906	848	8,9	11,4	6,3	16,31	16,89
16	11	921171		04/09/2023 17:20	125	1,105	1,932	400	8,6	11,7	6,1	15,7	16,91
17	11	921171		04/09/2023 17:30	123	922	1,565	503	8,2	10,4	5,9	15,3	16,68
18	11	921171		04/09/2023 17:40	118	848	1,556	446	7,8	10,9	5,7	15,08	16,69
19	11	921171		04/09/2023 17:50	119	754	1,298	430	7,6	9,7	5,7	14,59	16,54
20	11	921171		04/09/2023 18:00	117	910	1,433	393	8	10,3	4,9	15,28	16,64
21	11	921171		04/09/2023 18:10	116	994	1,59	523	8	10,5	5,6	15,62	16,69
22	11	921171		04/09/2023 18:20	117	1,018	1,749	564	8,1	10,7	5,5	15,63	16,78
23	11	921171		04/09/2023 18:30	115	839	1,386	431	7,8	10,4	5	14,99	16,61
24	11	921171		04/09/2023 18:40	114	743	1,397	325	7,3	10	5,2	14,39	16,62
25	11	921171		04/09/2023 18:50	114	465	745	315	6,5	8,3	5,2	12,69	14,69
26	11	921171		04/09/2023 19:00	114	644	1,028	403	7,3	9,1	5,7	13,96	16,06
27	11	921171		04/09/2023 19:10	115	777	1,574	498	7,6	10	5,9	14,71	16,69
28	11	921171		04/09/2023 19:20	115	560	847	319	6,9	8,5	5,4	13,38	15,18
29	11	921171		04/09/2023 19:30	116	548	1,02	285	6,8	8,9	5,1	13,24	16,05
30	11	921171		04/09/2023 19:40	116	494	839	240	6,6	8,5	4,8	12,87	15,23

Figura 17 - Amostra dos dados operacionais da turbina

O terceiro conjunto de dados consiste num ficheiro criado pelo *data logger* da turbina, que apresenta registados os eventos e alarmes associados ao seu funcionamento. Este ficheiro, denominado por *Status* da turbina, inclui informações detalhadas sobre o estado operacional da turbina, como períodos de funcionamento normal e alertas ou falhas específicas e, a cada evento, estava associado o seu horário de início e duração. Ao contrário dos outros dois conjuntos de dados, os registos do *logger* não estavam organizados em intervalos fixos de tempo, sendo registados de acordo com o momento exato em que cada evento ocorreu. Essa falta de uniformidade temporal representou um desafio técnico, pois foi necessário adaptar estes dados para que pudessem ser integrados com os restantes.

A Figura 18 apresenta uma amostra do *Status* da turbina. De maior relevância, possível observar a data de início de cada registo, que não segue qualquer padrão (coluna E), o motivo da sua existência (coluna H) e a contabilização do tempo de cada evento (coluna J).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Plant	Serial no.	Alias	Date	Time	Main status	Additional status	Status Text	T	Time diff.	Error	Wind sp. [m/s]
2	11	921171		9/4/2023	8:05:20 AM	1		3 Turbine stopped : SCADA (ENERCON)	1	00:18:48	FALSE	11,8
3	11	921171		9/4/2023	8:24:08 AM	60		13 Mains failure : Undervoltage L3	3	00:00:29	FALSE	3,4
4	11	921171		9/4/2023	8:24:37 AM	240		1 Event management : switched off	5	00:06:24	FALSE	0
5	11	921171		9/4/2023	8:31:01 AM	240		0 Event management : switched on	5	00:04:15	FALSE	0
6	11	921171		9/4/2023	8:35:16 AM	240	246	Event management : Timeout receivebuffer	5	06:23:09	TRUE	0
7	11	921171		9/4/2023	2:58:25 PM	222		1 Turbine reset : Power failure	6	00:00:01	FALSE	2,4
8	11	921171		9/4/2023	2:58:26 PM	1		3 Turbine stopped : SCADA (ENERCON)	1	00:00:02	FALSE	2,6
9	11	921171		9/4/2023	2:58:28 PM	220		33 Processor reset : Power Control	6	00:00:06	FALSE	2,7
10	11	921171		9/4/2023	2:58:34 PM	1		3 Turbine stopped : SCADA (ENERCON)	1	00:06:15	FALSE	2,7
11	11	921171		9/4/2023	3:04:49 PM	0		2 Turbine operational	1	00:02:29	FALSE	10,3
12	11	921171		9/4/2023	3:07:18 PM	0		1 Turbine starting	1	00:01:22	FALSE	10,7
13	11	921171		9/4/2023	3:08:40 PM	0		0 Turbine in operation	1	104:26:22	FALSE	10,5
14	11	921171		9/8/2023	11:35:02 PM	1	19	Turbine stopped : Power setpoint too low	1	00:00:25	FALSE	9,8
15	11	921171		9/8/2023	11:35:27 PM	0	2	Turbine operational	1	00:02:17	FALSE	10,6
16	11	921171		9/8/2023	11:37:44 PM	0	1	Turbine starting	1	00:00:45	FALSE	9,4
17	11	921171		9/8/2023	11:38:29 PM	0	5	Calibration of load control	1	00:00:28	FALSE	9,1
18	11	921171		9/8/2023	11:38:57 PM	0	1	Turbine starting	1	00:00:31	FALSE	9,8
19	11	921171		9/8/2023	11:39:28 PM	9	19	Generator heating : Power setpoint too low	1	01:55:58	FALSE	10,3
20	11	921171		9/8/2023	1:35:26 AM	0	2	Turbine operational	1	00:02:22	FALSE	7,7
21	11	921171		9/9/2023	1:37:48 AM	0	1	Turbine starting	1	00:01:23	FALSE	8,7
22	11	921171		9/9/2023	1:39:11 AM	0	0	Turbine in operation	1	09:55:52	FALSE	8
23	11	921171		9/9/2023	11:35:03 AM	1	19	Turbine stopped : Power setpoint too low	1	00:00:30	FALSE	9,3
24	11	921171		9/9/2023	11:35:33 AM	0	2	Turbine operational	1	00:00:01	FALSE	11,3
25	11	921171		9/9/2023	11:35:34 AM	0	3	Start lead-up	1	00:00:18	FALSE	11,1
26	11	921171		9/9/2023	11:35:52 AM	0	2	Turbine operational	1	00:01:58	FALSE	10
27	11	921171		9/9/2023	11:37:50 AM	0	1	Turbine starting	1	00:01:04	FALSE	11,6
28	11	921171		9/9/2023	11:38:54 AM	9	19	Generator heating : Power setpoint too low	1	00:10:40	FALSE	9,9
29	11	921171		9/9/2023	11:49:34 AM	0	2	Turbine operational	1	00:02:22	FALSE	12,1
30	11	921171		9/9/2023	11:51:56 AM	0	1	Turbine starting	1	00:01:14	FALSE	11,4

Figura 18 - Amostra dos registos do *Status* da turbina

Para alinhar os dados provenientes do *data logger* com os outros dois conjuntos de medições, foi desenvolvido um código em *Python* que ajustou os eventos ao formato das medições realizadas em intervalos de 10 minutos. Este processo envolveu a identificação dos períodos em que a turbina estava em funcionamento normal ou em estado de alerta, sincronizando-os com as medições da torre meteorológica e das variáveis operacionais da turbina. Esta tarefa foi essencial, pois sem esse ajuste, não seria possível integrar os dados no Windographer. Para isso, todos os eventos tiveram de ser representados em conformidade com os registos de 10 minutos, o que exigiu alguns arredondamentos temporais. O código *Python* utilizado pode ser consultado no Anexo B.

Apesar da abundância de dados disponíveis, os períodos em que a turbina não estava a operar em condições ideais não são muito elevados. No entanto, são períodos que não se identificam no presente estudo e têm de ser removidos, sendo eles justificados por ações de manutenção, falhas ou mesmo o arranque da turbina.

Contudo, a estrutura do ficheiro não era compatível com o formato requerido pelo Windographer, uma vez que apresentava eventos registados de forma pontual e não em sequência regular. Ao contrário dos outros dois conjuntos, cuja frequência de registo era

regular, neste caso a frequência era imprevisível, dependendo apenas do momento em que o evento ocorre. Esta característica dificultava a sua integração com os restantes conjuntos de dados, tornando necessário um processo de adaptação que garantisse a sincronização dos eventos com os registos de 10 minutos, minimizando ao máximo quaisquer alterações que pudessem comprometer a credibilidade do estado real da turbina.

Para atingir este objetivo, foi implementado um método de ajuste temporal. Os eventos foram arredondados para o múltiplo de 10 minutos mais próximo. Assim, valores inferiores a 5 minutos dentro de cada intervalo foram arredondados por defeito (exemplo: 08h05 → 08h00, 08h14 → 08h10), enquanto os valores iguais ou superiores a 5 minutos foram arredondados por excesso (exemplo: 08h06 → 08h10, 08h18 → 08h20). Como consequência deste ajuste, surgiram alguns casos em que mais do que um evento ficou associado ao mesmo instante. Para evitar duplicações e garantir que os eventos de maior impacto fossem representados, aplicou-se uma regra onde, para cada instante, apenas o evento de maior duração era mantido. Importa referir que estas ocorrências representam uma fração reduzida do total de dados, uma vez que a turbina se encontrava, na maioria do tempo, em funcionamento normal, sem necessidade de ajustes.

Desta forma, este processo revelou-se apropriado para garantir que os eventos pudessem ser interpretados dentro do formato exigido pelo *Windographer*, sem comprometer a precisão da análise.

Após este alinhamento, os três conjuntos de dados foram consolidados num único ficheiro Excel, no formato CSV (*Comma-Separated Values*), garantindo a organização e uniformidade necessária para as análises subsequentes. Este passo foi importante, pois permitiu reunir, num único ficheiro, informações ambientais, operacionais e de estado da turbina. Estando todos estes dados sincronizados, estavam garantidas as condições necessárias à passagem para a análise no *Windographer*.

4.4 PRÉ-PROCESSAMENTO E QUALIDADE DOS DADOS METEOROLÓGICOS

A análise aos dados meteorológicos, nesta fase, incidiu uma particular atenção no facto de ser crucial garantir que a curva de potência da turbina fosse construída com base em condições normais de operação. O objetivo foi eliminar ao máximo medições influenciadas por fatores externos, erros instrumentais ou eventos atípicos. Quaisquer valores que fossem provocados por este tipo de acontecimentos, não representariam o comportamento natural da turbina, logo teriam de ser excluídos da amostra em estudo.

Para garantir esse equilíbrio, foi realizado um processo de filtragem de dados no *Windographer*, no qual foram aplicadas *flags* para remover medições que pudessem comprometer a representatividade da análise. Existem diferentes formas aplicar as *flags* no *software*, mas em todas elas houve o cuidado de não filtrar dados em excesso, o que poderia resultar numa curva de potência irrealisticamente otimista, nem filtrar de forma insuficiente, o que poderia incluir medições anómalas e distorcer os resultados.

As *flags* são marcadores que permitem identificar e classificar conjuntos de dados específicos, permitindo distinguir medições que atendem a determinados critérios de qualidade ou condições pré-definidas. A sua aplicação facilita não só a separação entre dados válidos e inválidos, mas também a diferenciação entre múltiplas categorias de *flags*, conforme a finalidade da análise. Ao ser atribuída uma *flag*, é necessário definir a variável a ser filtrada e, se for pretendido (como neste caso), os pontos das outras variáveis localizados no mesmo instante serão também selecionados. Importa ainda referir que as *flags* podem ser aplicadas manual ou automaticamente, sendo possível definir regras de filtragem. Além disso, os dados sinalizados podem ou não ser removidos, contudo, no presente estudo, todas as *flags* foram utilizadas com objetivo de remover os respetivos dados que identificam. Como se pode observar na Figura 19, no separador *Define Flags* estão representadas todas as *flags* utilizadas.

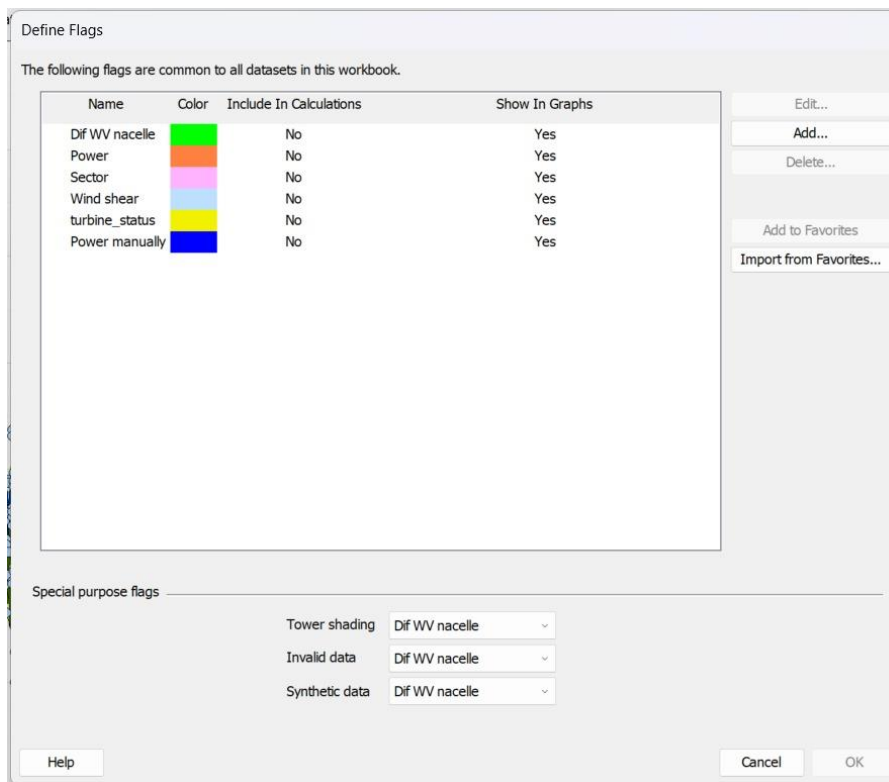


Figura 19 - *Flags* utilizadas

Dos 6 filtros acima enumerados, 5 deles são aplicados utilizando regras de filtragem. A opção usada é a *Flag by rule*, que permite criar filtros com base em equações matemáticas, como se pode ver abaixo na Figura 20:

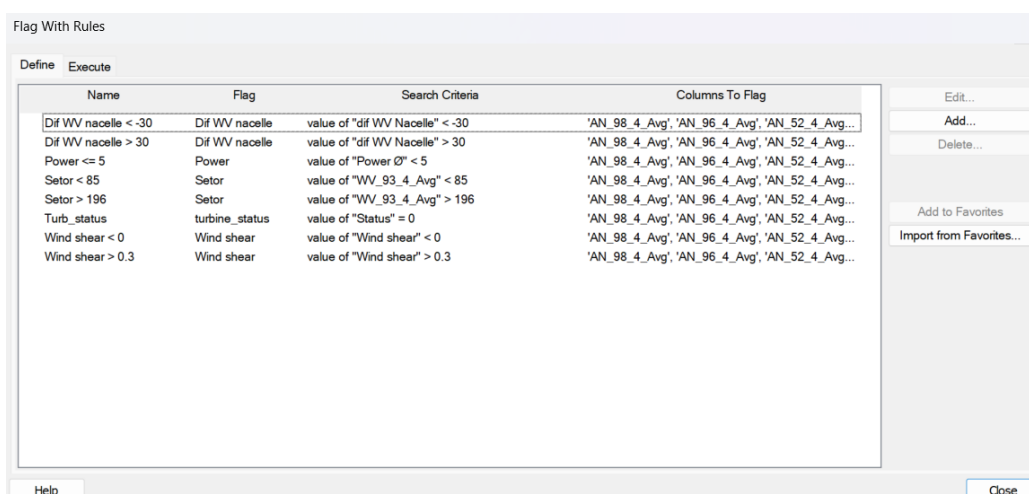


Figura 20 - Regras das *flags*

Portanto, as *flags* utilizadas são as seguintes:

- Setor;
- *Wind shear*;
- *Status*;
- *Power*;
- Dif WV Nacelle;
- *Power manually*.

A flag responsável pelo setor de medição filtra os valores de direção do vento, garantindo que seja apenas considerado o intervalo correspondente a valores de vento não perturbado, excluindo valores fora do intervalo de medição calculado.

Já a segunda preocupa-se quanto aos valores de *wind shear*, um parâmetro que afeta diretamente o desempenho de uma turbina eólica e a estimativa de produção de energia. Tem de ser tido em conta e analisado com precaução, sendo que se refere à variação da velocidade do vento em função da altura. Como, neste caso, o importante é o bom funcionamento do aerogerador, a atenção está centrada nas variações da velocidade do vento à medida que se aproxima da nacelle. Desta forma, como a velocidade do vento aumenta com a altura, isso provoca um desequilíbrio dinâmico na turbina, uma vez que a parte superior das pás recebe vento mais forte do que a inferior. A soma de todas estas forças desiguais e assimétricas resulta em oscilações e vibrações na estrutura, além de cargas variáveis ao longo de cada rotação da máquina, podendo levar a desgastes desiguais das pás e componentes. Assim sendo, é perceptível a atenção a ter de modo a evitar turbulências deste género na turbina [48], [49].

Não obstante estes factos, o *wind shear* pode também levar a uma maior dificuldade na previsão e controlo da produção energética. A Fórmula (9) seguinte apresenta potência que é extraída pelo rotor:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \quad (9)$$

Sendo ρ é densidade do ar, A a área abrangida pelas pás e C_p o coeficiente de potência da turbina, verifica-se que a potência do vento é proporcional ao cubo da velocidade do vento (V^3), ou seja, mesmo pequenas variações de velocidade, provocadas pelo *wind shear*, podem resultar em flutuações significativas na potência gerada.

Por todos estes motivos, foi necessário definir um limite de estabilidade para esta variável, garantindo que se alcançasse um valor justo e que este assegurasse que os dados utilizados para a construção da curva de potência refletissem condições representativas do desempenho da turbina sob operação normal. Dito isto definiu-se o valor máximo de 0,3, uma escolha amplamente adotada em estudos desta natureza.

A definição deste limite foi também cuidadosamente ponderada para assegurar que se adequava com o estudo: um valor demasiado baixo resultaria na eliminação excessiva de dados potencialmente válidos, por outro lado, um valor demasiado elevado permitiria a inclusão de períodos de variados períodos nos quais a turbina está sujeita a uma turbulência acrescida. Portanto, a escolha do intervalo $[0; 0,3]$ representa uma opção conservadora e adequada. Este intervalo evita assim condições de turbulência, que resultariam em medições instáveis, e garante que a curva de potência seja construída com base em medições mais fiáveis.

Seguidamente, no que toca à *flag* do *status* da turbina, a sua aplicação está em concordância e dá seguimento ao tratamento de dados previamente realizado. Para este parâmetro, atribuiu-se o valor 1 quando a turbina se encontra no seu funcionamento normal e 0 em todos os outros casos, quer sejam relacionados com manutenções, falhas operacionais ou outros eventos. Assim, o filtro foi então configurado para eliminar todos os valores iguais a 0.

A próxima variável a ser filtrada foi a potência. Pela análise dos dados de potência observou-se que, independentemente da variação da velocidade do vento, existiam registos de potência nula ou muito baixa, o que não corresponde ao esperado em condições normais. Por este motivo, foram eliminados os valores onde a potência gerada fosse inferior a 5 kW, assegurando que apenas registos em que a turbina estivesse efetivamente a produzir energia fossem analisados.

As causas deste fenómeno são variadas. Para além da possibilidade de a velocidade do vento estar abaixo da velocidade de cut-in, a turbina poderia encontrar-se em standby ou sujeita a limitações externas, que é um dos grandes focos de atenção no que toca a estas análises e que será reforçado mais à frente.

A penúltima variável que foi alvo de correções resulta de uma combinação entre dois sensores. De forma a entender se a direção do vento estaria a ser bem analisada e em concordância entre a turbina e a estação meteorológica, foi criada, no *Windographer*, uma nova variável com o nome *Dif WV Nacelle*, que é o resultado da diferença entre o cata-vento da estação e a posição da nacelle. É natural que existam ligeiros desalinhamentos, uma vez que o cata-vento regista a direção do vento em tempo real e a nacelle demora algum tempo a ajustar a sua posição. Assim, foram eliminados os períodos em que o desalinhamento excedia 30°. Este valor engloba os pequenos atrasos normais do sistema de yaw, mas ainda permite identificar desalinhamentos relevantes. Valores superiores podem indicar falhas nos sensores, resposta inadequada da turbina às mudanças do vento ou variações bruscas na direção do vento que comprometam a qualidade dos dados.

Para finalizar a análise as *flags*, o último e mais trabalhoso filtro foi o *Power Manually*. Esta *flag* foi aplicada com o objetivo de remover registos onde a potência da turbina apresentava comportamentos inconsistentes em relação à variação da velocidade do vento. Neste caso, não existia nenhum tipo de regra fixa que pudesse ser aplicada automaticamente para identificar todos os casos anómalos. Assim sendo, foi necessário recorrer a uma análise detalhada e manual, sendo esta a altura ideal para recorrer ao separador *Flag Manually*. Esta ferramenta do *Windographer* permite analisar todas as variáveis presentes e compará-las visualmente, facilitando a perceção das suas interações. Quando se identificam situações anómalas, seleciona-se o período correspondente e associa-se à *flag* apropriada. Como se pode ver na Figura 21, o período selecionado está a preto e, à esquerda dos gráficos (abaixo da caixa com as variáveis), encontra-se a *flag Power Manually* atribuída ao intervalo de tempo. As variáveis representadas nos gráficos abaixo são a potência, no gráfico superior, e a velocidade do vento, no inferior.

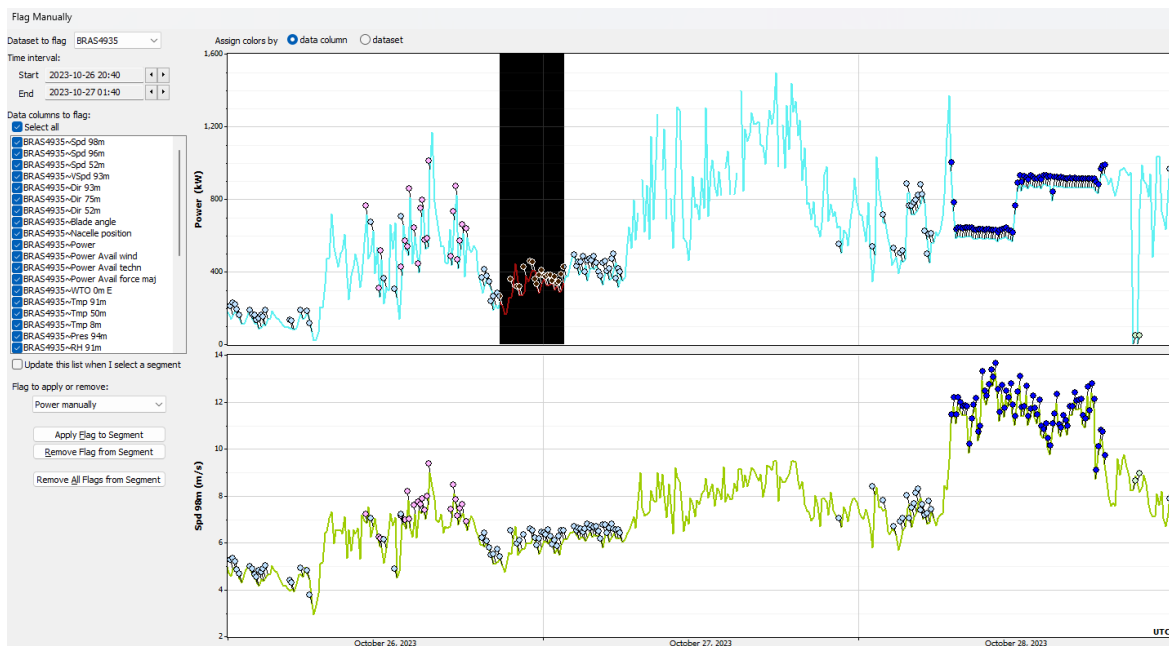


Figura 21 - Separador *Flag Manually*

Foram dois os motivos que levaram à necessidade da remoção de certos períodos:

- Períodos em que a potência permaneceu constante de forma irrealista;
- Períodos em que a potência não refletia as variações na velocidade do vento.

Como é possível verificar em qualquer gráfico com a velocidade do vento, esta é uma variável volátil, variando constantemente e nunca se mantém rigorosamente constante. Em muitos casos, foram identificados períodos em que a potência se mantinha completamente estabilizada, o que é irreal. Este facto pode ser justificado com a presença de limitações externas, isto é, decisões operacionais em que se condiciona o normal funcionamento da turbina de modo a controlar a sua produção de energia. Isto pode acontecer devido a manutenções, quer preventivas quer corretivas, condições atmosféricas adversas ou mesmo restrições operacionais da rede elétrica. Estas restrições podem incluir casos em que a rede elétrica não é capaz absorver toda a energia gerada, o operador da rede define limites máximos de injeção de potência ou pretende-se estabilizar a frequência para evitar sobrecargas.

Além disso, porque nem todos estes casos anómalos são facilmente detetáveis, o segundo conjunto de irregularidades baseia-se na análise de períodos em que a potência não respeita as alternâncias que a velocidade do vento vai sofrendo. Mais uma vez recorrendo

à Fórmula (9), entende-se que a potência é proporcional ao cubo da velocidade do vento logo, vendo isto, a análise realizada focou-se na procura de momentos em que a turbina deveria estar a gerar mais ou menos potência, mas permanecia num valor fixo, ou ainda, em variações significativas da velocidade do vento sem reflexo proporcional na produção de potência. Nestes casos, erros nos respetivos sensores e atrasos nas respostas da turbina em relação às flutuações do vento são as justificações mais recorrentes.

4.5 CORREÇÕES E NORMALIZAÇÕES DOS DADOS

Uma vez concluída a filtragem inicial dos dados meteorológicos e operacionais da turbina, seguiu-se o ajuste desses dados de modo que eles refletissem corretamente as condições reais de operação. Estes ajustes, baseados em correções e normalizações, são fundamentais para o respeito e concordância com os métodos da norma IEC 61400-12-1 e assegura a eliminação de variações indesejadas.

A velocidade do vento é um dos fatores determinantes no que toca à produção de energia eólica, mas o seu impacto na potência gerada pode ser influenciado pela densidade do ar (ρ). A densidade varia consoante a temperatura e pressão atmosférica e é necessário garantir que os dados de velocidade do vento estão ajustados a um valor de referência padronizado.

De acordo com a norma, a velocidade do vento deve ser corrigida para uma densidade de ar de referência, uma vez que a variação da densidade afeta diretamente o desempenho da turbina e a sua curva de potência. Se a densidade do ar for menor do que o esperado, a turbina receberá menos energia do que o previsto para aquela velocidade do vento. Se for maior, a turbina receberá mais energia. Essa diferença pode originar discrepâncias na curva de potência.

Desta forma, os conjuntos de dados devem ser normalizados em relação a duas densidades atmosféricas de referência. Uma é a densidade ao nível do mar, referente à atmosfera padrão ISO (*International Organization for Standardization*) que apresenta o valor de 1,225

kg/m³. Caso a densidade média do ar estiver compreendida entre 1,225 ± 0,05 kg/m³, não é necessária qualquer normalização.

A outra deve ser a média dos dados de densidade do ar medidos no local de ensaio durante os períodos de recolha de dados válidos, arredondada para os 0,05 kg/m³ mais próximos. Neste caso, a normalização pode ser efetuada usando uma densidade do ar determinada a partir da temperatura e pressão do ar medidas. Assim sendo, foi calculada a densidade do ar para cada período de 10 minutos através da Fórmula (10):

$$\rho_{10min} = \frac{B_{10min}}{R_0 * T_{10min}} \quad (10)$$

Onde:

- ρ_{10min} é a densidade do ar média no intervalo de 10 minutos [kg/m³];
- B_{10min} é a pressão atmosférica média no intervalo de 10 minutos [Pa];
- T_{10min} é a temperatura absoluta média do ar (Kelvin) no intervalo de 10 minutos;
- R_0 é a constante dos gases para o ar seco, 287,05 J/(kg·K).

Calculada a densidade para cada período, de seguida é então feita a correção da velocidade do vento, sendo a Fórmula (11) a utilizada:

$$V_n = V_{10min} * \left(\frac{\rho_0}{\rho_{10min}} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (11)$$

Em que:

- V_n é a velocidade do vento normalizada para a densidade de referência [m/s];
- V_{10min} é a velocidade média do vento no intervalo de 10 minutos [m/s];
- ρ_0 é a densidade de referência.

O expoente (1/3) serve para relacionar a potência e a velocidade do vento, tal como na Equação (9).

4.6 ESTRUTURAÇÃO DOS DADOS EM BINS, CONSTRUÇÃO DA CURVA DE POTÊNCIA E ENERGIA PRODUZIDA

Após serem terminadas as correções na velocidade do vento, deu-se início à fase em que os dados meteorológicos são organizados em *bins*. Como descrito na Secção 3.2.2, este processo consiste em agrupar os dados da velocidade do vento em intervalos, facilitando a análise estatística e permitindo uma melhor representação da curva de potência da turbina. Nesta fase, tal como recomendado pela norma IEC 61400-12-1, o tamanho escolhido para os intervalos foi de 0.5 m/s que, como foi abordado anteriormente, é o tamanho ideal, uma vez que intervalos menores resultariam numa maior dispersão e instabilidade; e intervalos maiores iriam mascarar as variações relevantes na CP.

Inicialmente, foi calculada a quantidade de medições existentes em cada bin. Esta contagem permitiu verificar a representatividade estatística de cada intervalo e assegurar que todos eles cumpriam o número mínimo exigido de três valores por bin, conforme estipulado pela norma. Este requisito está presente com o objetivo de garantir robustez estatística e reduzir a incerteza associada à medição.

Seguidamente, foi calculada a média das velocidades de cada bin e, da mesma forma, a respetiva potência gerada. Deste modo, cada bin passou a representar um ponto médio da curva de potência, facilitando a análise da relação entre a velocidade do vento e a energia produzida.

Após a definição dos *bins* e dos respetivos valores médios, foi possível construir o gráfico da curva de potência, permitindo a visualização do comportamento da turbina e da qualidade dos dados meteorológicos. Contudo, esta etapa, só por si, não é suficiente para interpretar com precisão a performance do aerogerador. Após isto, é necessário fazer a análise da energia produzida e, para se entender realmente o funcionamento da máquina, precisa de se comparar os valores que foram obtidos com os garantidos pelo fabricante.

É neste ponto que se recorreu à Distribuição de *Weibull*. Para calcular a energia produzida ao longo de um ano, foi necessário determinar a frequência esperada de ocorrência do

vento em cada bin de velocidade, um processo essencial para refletir as condições reais do local de estudo.

A Distribuição de *Weibull* fornece uma representação estatística da variabilidade do vento ao longo do tempo e é amplamente utilizada no setor eólico. O seu principal objetivo nesta etapa é estimar, com elevada precisão, o tempo anual em que o vento se mantém em cada intervalo de velocidade (*bin*). A Fórmula (12), para obter o número de horas esperadas em cada *bin* v ao longo de um ano, é a seguinte:

$$N_{horas} = f(v) * 8760 \quad (12)$$

Sendo $f(v)$ a função densidade de probabilidade da Distribuição de *Weibull*, que determina a probabilidade de ocorrência da velocidade v , e 8760 é o número total de horas em um ano (365 * 24 horas).

Como já foi visto anteriormente, $f(v)$ calcula-se através da Fórmula (1) e, como a Distribuição de *Weibull* é assimétrica, a equação do número de horas é ajustada de forma a evitar a inflação dos valores. Para isso, é realizada a divisão por 2, corrigindo a assimetria. Abaixo encontra-se a sua versão final, a Fórmula (13):

$$N_{horas} = \frac{f(v) * 8760}{2} \quad (13)$$

Após se obter o número de horas anuais esperadas para cada bin, foi calculada a energia anual produzida pela turbina em cada intervalo, como se pode ver na Fórmula (14).

$$AEP = N_{horas} * P_{medida} \quad (14)$$

A energia total produzida ao longo do ano corresponde à soma das energias obtidas em cada *bin*. Este procedimento ilustra bem a importância da aplicação da Distribuição de *Weibull*, uma vez que, sem esta, a análise dependeria apenas de médias simples, desconsiderando a variabilidade temporal do vento, o que levaria a erros significativos nas previsões de produção energética.

Para a aplicação da Distribuição de *Weibull*, foi adotado o valor $k = 2$ como fator de forma, o que corresponde a uma Distribuição de *Rayleigh*. Esta última é um caso específico da Distribuição de *Weibull* e é uma escolha comum em estudos de recurso eólico, especialmente em locais com vento de turbulência moderada, como o da presente análise.

4.6.1 INDICADORES DE DESEMPENHO

Com base nos valores da curva de potência nominal e com a análise da produção anual de energia, abriu-se portas à reflexão acerca dos indicadores de desempenho, que possibilitam uma avaliação detalhada da eficiência operacional da turbina eólica.

O primeiro parâmetro a ser abordado é o $V_{85\%} * 1.5$. É uma métrica utilizada para a análise do desempenho energético da turbina e está diretamente relacionado com a velocidade do vento à qual a turbina gera 85% da potência nominal e serve para definir o intervalo operacional da turbina no contexto da norma IEC 61400-12-1.

Dissecando este indicador, o $V_{85\%}$ representa a velocidade em que a turbina atinge 85% da potência máxima. Já o fator 1.5 surge como o valor empiricamente escolhido para representar a extensão do regime operacional significativo da turbina, garantindo que a análise não se limita a um único ponto da curva, mas a um intervalo mais amplo onde a turbina opera de forma eficiente. Assim, ocorre um trabalho conjunto entre os dois fatores, que permite que a extrapolação de potência não seja subestimada, cobrindo uma gama representativa da curva de potência.

Além deste, existem ainda outros indicadores que são importantes para avaliar as campanhas:

- AEP medida/AEP nominal – Avalia o grau de correspondência entre a produção real da turbina e os valores esperados pelo fabricante, funcionando como medidor de desempenho. A Fórmula (15) representa este indicador:

$$\frac{AEP\ medida}{AEP\ nominal} * 100 \quad (15)$$

- AEP medida/AEP extrapolada – este critério mede o quão completa a campanha de medições é, ou seja, avalia se os dados medidos são suficientes para estimar corretamente a produção anual de energia da turbina. É um indicador obrigatório segundo as orientações da IEC 61400-12-1 e é representado pela Fórmula (16):

$$\frac{AEP\ medida}{AEP\ extrapolada} * 100 \quad (16)$$

A extrapolação é um processo estatístico que consiste em estimar valores fora do intervalo dos dados medidos, com base na tendência observada nos próprios dados disponíveis. Neste caso, existem determinadas velocidades de vento que já não permitem realizar medições ou que foram insuficientes para realizar o estudo. A solução nestas faixas de vento, que são as velocidades mais altas e ocorrem com menor frequência, é estimar qual seria o comportamento da turbina nessas condições, em vez de essas zonas serem ignoradas.

4.7 VALIDAÇÃO DA CAMPANHA

Para que uma campanha de medições de desempenho de uma turbina eólica seja considerada válida, é necessário que os dados recolhidos respeitem certas condições que a norma IEC 61400-12-1 estabelece. Estes critérios garantem que a curva de potência medida e a produção anual de energia são representativas do verdadeiro comportamento da turbina. Nesse sentido, os critérios principais são os seguintes:

- Cobertura adequada do intervalo de velocidades do vento;
- Número mínimo de dados medidos e distribuição adequada.

4.7.1 CRITÉRIO 1

A primeira condição existe de forma a garantir que a curva de potência seja representativa, isto é, os dados devem cobrir um intervalo de velocidades do vento suficientemente amplo. Para isso, a norma sugere dois métodos alternativos. Um dos métodos baseia-se através do parâmetro acima mencionado $V_{85\%} * 1.5$, em que curva deve incluir medições desde 1 m/s abaixo da velocidade de cut-in até a este valor. Assim, inicialmente, necessita-se encontrar o valor de 85% da potência nominal, sendo este igual em ambas as turbinas. A Fórmula (17) mostra este passo:

$$P_{85\%} = 0,85 * 2350 = 1997,5 \text{ kW} \quad (17)$$

De seguida, é analisado o comportamento de cada turbina para identificar qual a velocidade do vento que a turbina atinge esse valor. Como os dados estão organizados em *bins* de 0.5 m/s, a velocidade pode não estar diretamente apresentada na tabela. Para contrariar esta situação, é utilizada uma estratégia denominada por interpolação linear, que permite fazer uma estimativa desse valor. A Fórmula (18) apresenta como é feito este processo:

$$V_{85\%} = V_n + \left(\frac{1997,5 - P_n}{P_{n+1} - P_n} \right) * (V_{n+1} - V_n) \quad (18)$$

Onde:

- V_n é a velocidade média do vento do bin inferior mais próximo;
- V_{n+1} é a velocidade média do vento do bin superior mais próximo;
- P_n é a potência média do bin inferior mais próximo;
- P_{n+1} é a potência média do bin superior mais próximo

Determinado o valor de $V_{85\%}$, resta apenas efetuar a multiplicação pelo fator 1,5. Caso existam medições válidas até a este ponto, a curva de potência é considerada completa, caso contrário a análise procede para o método alternativo da AEP.

Neste método alternativo, recorre-se ao rácio entre a AEP medida e a extrapolada. Se esta divisão resultar em pelo menos 95%, considera-se que os dados obtidos são suficientes para caracterizar a produção anual de energia da turbina, mesmo que nem todas as velocidades tenham sido diretamente medidas. Esta abordagem permite avaliar até que ponto a extrapolação foi necessária para colmatar lacunas nos dados e se essa necessidade compromete ou não a fiabilidade dos resultados. Neste processo, o parâmetro A da Distribuição de *Weibull* representa a velocidade média anual do vento e define a forma como as velocidades do vento se distribuem ao longo do ano e influencia diretamente a estimativa da AEP. Para se entender até que ponto a campanha pode ser considerada válida, testa-se os diferentes valores de A até que o valor da AEP medida deixe de ser 95% da AEP extrapolada. O maior valor de A que cumpre este critério define até que velocidade média anual do vento os dados recolhidos são representativos.

4.7.2 CRITÉRIO 2

Para que a campanha possa ser considerada válida, não basta garantir uma cobertura adequada do intervalo de velocidades do vento. Além disso, a validade do estudo depende ainda da quantidade e da distribuição dos dados recolhidos ao longo do período de medição. Desta forma, a norma exige que a campanha contenha, no mínimo, 1080 registos de 10 minutos, que corresponde a 180 horas de dados válidos; que cada bin contenha, pelo menos, três pontos de medição válidos e que os dados abranjam diferentes períodos do dia. O objetivo destas condições reside na preocupação que a campanha seja o mais robusta possível, não sendo construída com base num número insuficiente de medições nem que os dados disponíveis se incidam apenas em determinadas alturas do dia. Qualquer uma destas situações poderia levar a conclusões imprecisas sobre o desempenho da turbina. Assim, a validação de uma campanha de medições depende do cumprimento simultâneo destes dois critérios. Estando ambos os requisitos satisfeitos, assegura-se que a curva de potência obtida é representativa do desempenho real da turbina, caso contrário, o projeto pode ser considerado incompleto, sendo necessário prolongar o período de medição ou melhorar a qualidade da recolha de dados.

5. RESULTADOS

5.1 AVALIAÇÃO INICIAL DO SETOR DE MEDIÇÃO

Após a descrição detalhada dos métodos de cálculo, os resultados obtidos estão organizados neste capítulo, seguindo a ordem cronológica de realização. Como este estudo se incide em duas turbinas, cada etapa inclui a apresentação dos resultados individuais para ambas. Em todos os casos, a análise inicia-se com a turbina Jer-10, seguida pela turbina Jer-11.

Foram selecionadas 12 turbinas, desde a Jer-06 até à Umb-03. O primeiro passo na análise dos resultados incide sobre a determinação do setor de medição. Nas duas tabelas seguintes, estão apresentadas todas estas as turbinas do parque e a respetiva influência que cada uma tem sobre a turbina em estudo. Esta apresentação facilita a análise e

interpretação dos dados, permitindo uma visão clara e estruturada das variáveis relevantes.

Conforme mencionado anteriormente, a razão entre a distância e o diâmetro do rotor é fundamental para identificar quais turbinas têm relevância no processo de cálculo, já a quarta coluna diz respeito ao cálculo da metade do ângulo perturbado, uma abordagem que simplifica os passos seguintes. Este valor é utilizado para calcular os limites do setor perturbado, obtidos pela soma e subtração do valor da orientação angular. Esses limites definem, respectivamente, o limite inferior e o limite superior do setor perturbado para cada turbina em relação à torre meteorológica.

A Tabela A-2 e a Tabela A-3, localizadas no Anexo A, apresentam os parâmetros geométricos e setoriais das turbinas vizinhas em relação às turbinas em estudo. Estas tabelas permitem perceber bem quais as turbinas vizinhas que impactam o funcionamento quer da Jer-10 quer da Jer-11. Assim sendo, a soma de todos os intervalos de perturbação de cada turbina forma todo o setor angular relativamente a cada uma das delas. Portanto, o setor perturbado das turbinas encontra-se, à partida, entre os seguintes valores:

Tabela 2 - Setor perturbado da ambas as turbinas

Jer-10	Jer-11
$[6^\circ, 72^\circ] \cup [192^\circ, 260^\circ]$	$[12^\circ, 80^\circ] \cup [196^\circ, 264^\circ]$

Visto isto, foi criada uma representação visual (Figura 22) dos setores livres e perturbados de cada turbina, que permite uma melhor compreensão dos mesmos e das diferenças entre as duas máquinas. Como era esperado, diferença entre elas é de alguns graus, mas nada de muito significativo, pois são turbinas consecutivas.

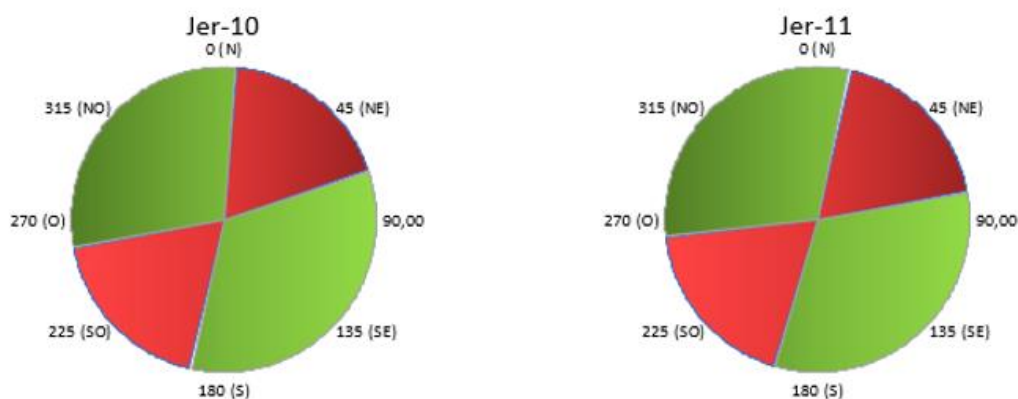


Figura 22 - Setores das turbinas em estudo

Contudo, não foi toda a zona verde que foi considerada para a análise da turbina em estudo. Embora inicialmente se identificassem duas áreas livres de perturbações em cada turbina, apenas a área verde localizada do lado direito dos círculos foi utilizada. Este critério de seleção remonta à fase de construção do parque e aos estudos preliminares, em que foi percebido que o vento sopra, maioritariamente, em volta de sudeste. Em função dessa predominância, a estação meteorológica foi estrategicamente posicionada de forma a estar em contacto direto com o vento antes de atravessar as turbinas, o que faz com que estas não criem qualquer perturbação à estação meteorológica. Por esse motivo, o setor livre localizado a noroeste não é contabilizado para este estudo.

Após esta delimitação, restava apenas aplicar o *Self-Consistency Parameter*, um critério que possibilitou a identificação de inconsistências no setor livre de ambas as turbinas. Com base nesta análise, verificou-se a necessidade de ajustes nos setores, resultando na sua redução. Esta redução é justificada com base no estudo realizado em 2020 por consultores externos, no âmbito de uma análise à curva de potência da turbina. Esse estudo demonstrou, através de metodologia validada, as inconsistências presentes nos setores, levando à sua exclusão para garantir a fiabilidade dos dados utilizados. Embora este resultado tenha sido assumido com base no relatório referido, importa destacar que todos os outros cálculos e análises apresentados neste trabalho foram realizados de forma independente.

Deste modo, as alterações aplicadas nos setores livres das turbinas encontram-se na Tabela 3:

Tabela 3 - Alterações realizadas nos setores livres das turbinas em estudo

	Jer-10	Jer-11
Antes	[72º, 192º]	[80º, 196º]
Depois	[85º, 192º]	[80º, 150º]

A adoção dos novos setores foi fundamentada em resultados previamente documentados e tecnicamente justificados. Esta decisão teve como objetivo garantir a integridade e a consistência das medições utilizadas no presente estudo, assegurando que apenas dados livres de interferências fossem considerados para as análises subsequentes.

5.2 FILTRAGEM E PRÉ-PROCESSAMENTO ATRAVÉS DO WINDOGRAPHER

Após a filtragem feita no *Windographer*, foi alcançada a curva de potência preliminar para cada uma das turbinas em estudo. Esta curva reflete a relação entre a velocidade do vento e a potência gerada, considerando apenas os dados que permaneceram após o processo de filtragem no software. É importante lembrar que, mais tarde, a curva será ainda alvo de correções, ou seja, a obtida nesta fase ainda não está finalizada.

A comparação entre as curvas de potência obtidas permite retirar ilações do desempenho das turbinas, sendo possível encontrar diferenças no desempenho das máquinas e perceber a importância da *flags*.

Deste modo, as Figura 23 Figuras 23 e 24, mostram a curva de potência das turbinas em estudo.

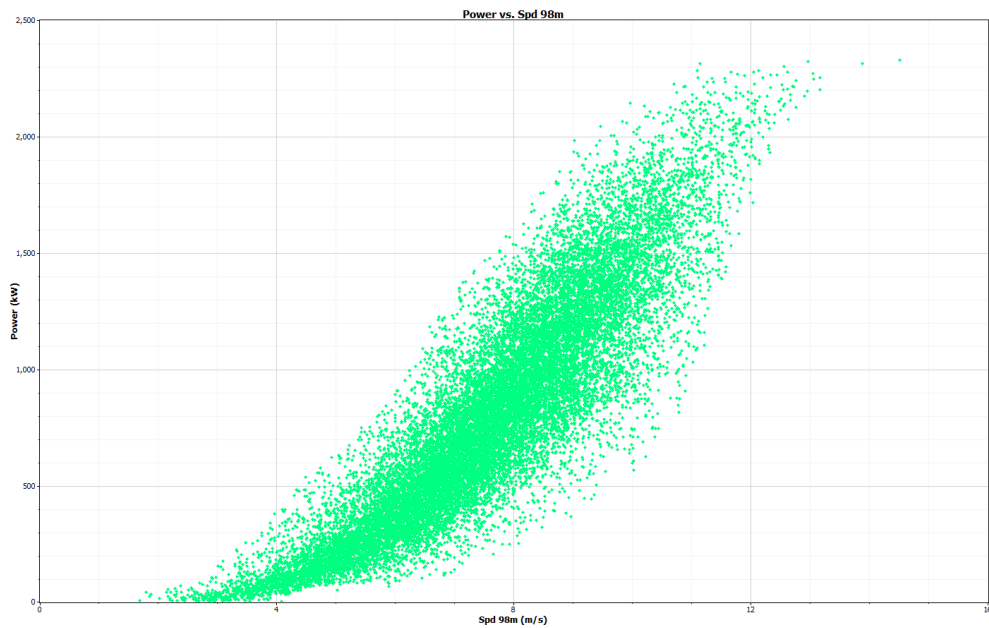


Figura 23 - Curva de potência da turbina Jer-10

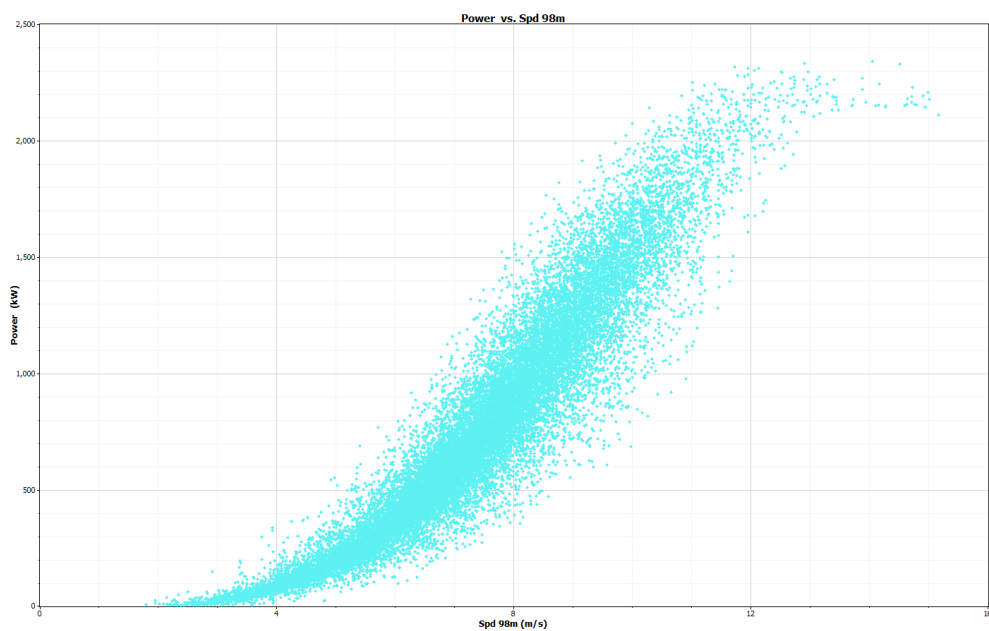


Figura 24 - Curva de potência da turbina Jer-11

Observando estes resultados, notam-se diferenças entre as duas curvas, o que levanta a necessidade de se analisar detalhadamente cada uma delas e os respectivos parâmetros que contribuíram para a sua construção. À chegada desta etapa, ambas as curvas se

apresentavam com enorme quantidade de ruído e de pontos que não representam o bom funcionamento da turbina, como se vê nas Figuras 25 e 26.

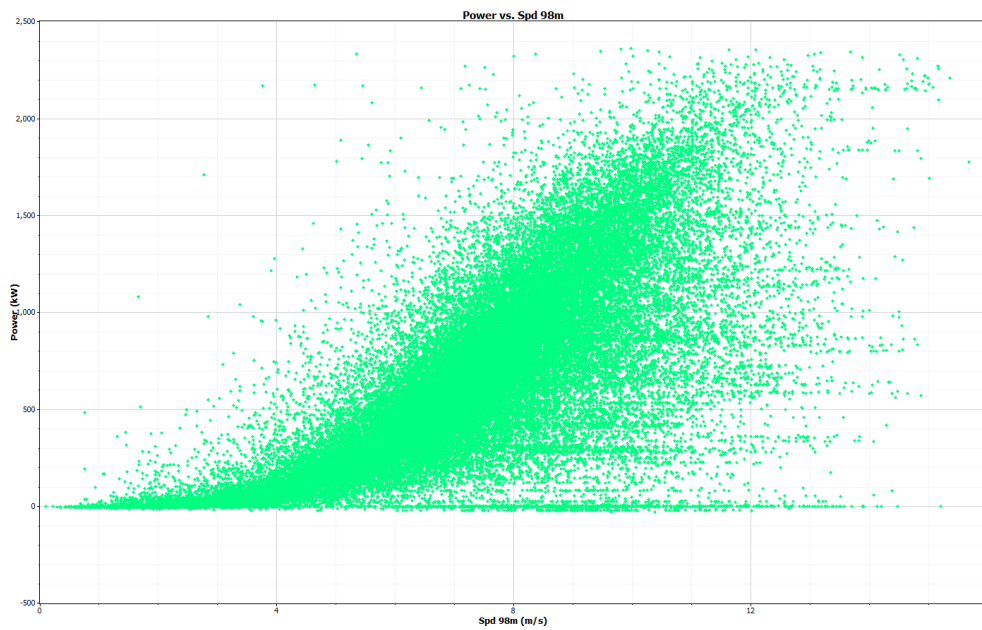


Figura 25 - Curva de potência de Jer-10 antes dos filtros

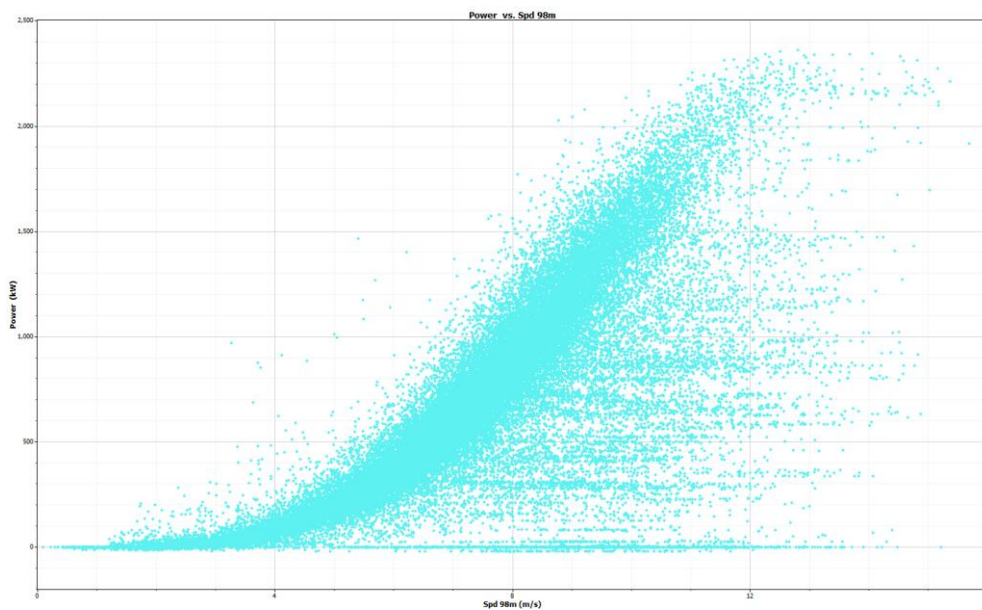


Figura 26 - Curva de potência de Jer-11 antes dos filtros

Como é visível, as diferenças entre as curvas são significativamente relevantes quer mesmo antes da aplicação dos filtros. A turbina 10 tem uma quantidade de pontos a remover bastante mais acentuada do que a Jer-11.

5.2.1 APLICAÇÃO DOS FILTROS E ANÁLISE DAS *FLAGS*

Cada um dos filtros aplicados, independentemente da quantidade de pontos que selecionou, teve um papel fundamental na melhoria da qualidade da análise das turbinas estudadas.

A Tabela 4 resume o número de pontos removidos por cada *flag* em ambas as turbinas.

Tabela 4 - Pontos removidos de cada turbina

Pontos removidos		
Descrição	Jer-10	Jer-11
Sector	2 025	4 214
Wind shear	21 854	19 640
Status	146	1 100
Power	964	218
Dif WV Nacele	451	243
Power manually	8 077	5045
TOTAL	33 517	30 460

Apesar da proximidade geográfica e das condições atmosféricas semelhantes, as turbinas apresentam comportamentos distintos, como demonstrado também pelos gráficos de dispersão da potência em função da velocidade do vento. A análise da Tabela 4 permite identificar alguns desses padrões distintos entre as turbinas e compreender o impacto individual de cada *flag* no refinamento dos dados.

A *flag Sector* atuou com um desvio considerável entre ambas, apresentando 2 025 pontos removidos na Jer-10 e 4 214 pontos na Jer-11. Este resultado foge um pouco das expectativas, tendo em conta a proximidade das turbinas, e pode indicar desalinhamentos

entre a Jer-10 e a torre meteorológica ou registos inválidos frequentes na Jer-11. Na Figura 27, é possível visualizar a representação dos dados após a aplicação deste filtro.

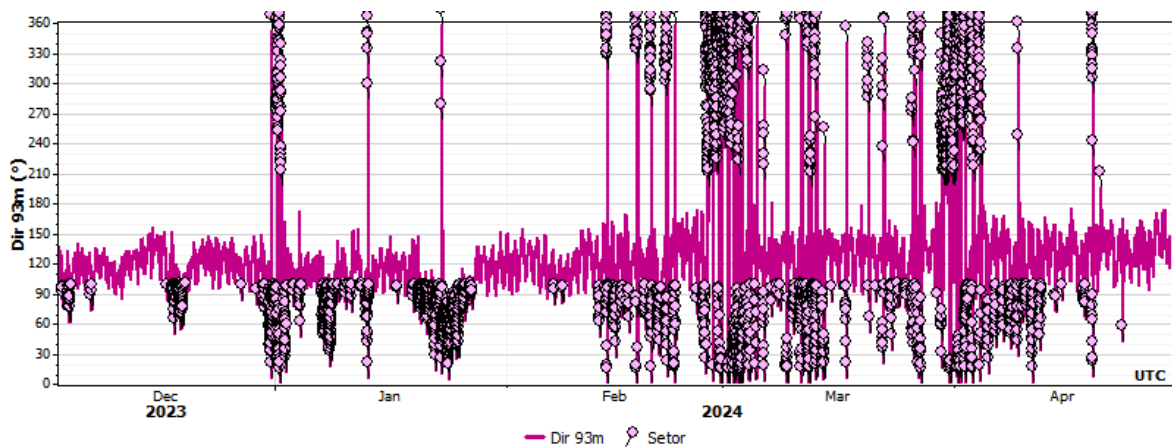


Figura 27 - Flag Sector apresentada no Time Series

Para uma visualização mais clara dos dados afetados, a Figura 28 apresenta os pontos eliminados pela *flag Sector* (a rosa) sobrepostos aos dados totais (a preto), para ambas as turbinas. Desta forma, é possível constatar que a grande maioria dos pontos removidos se encontram principalmente em zonas de baixa potência, incluindo situações em que a turbina registava valores nulos ou inconsistentes, mesmo com velocidades do vento significativas.

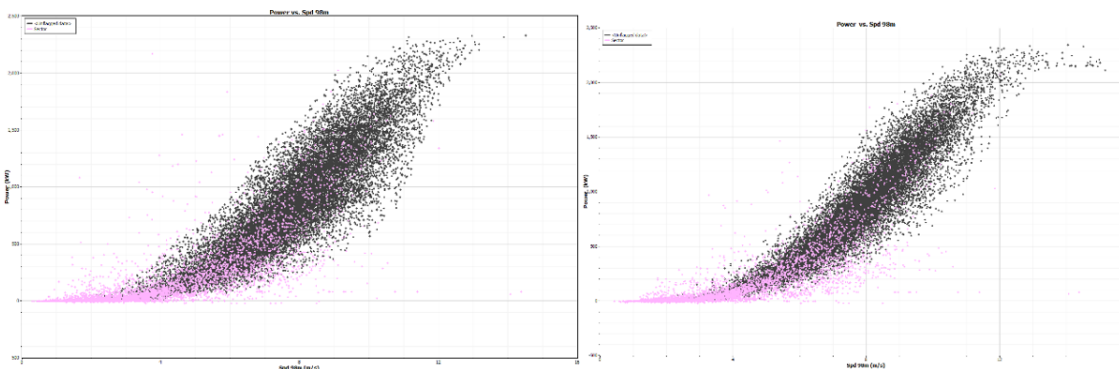


Figura 28 - Pontos removidos pela *flag Sector* (rosa) nas turbinas Jer-10 (esq.) e Jer-11 (dir.).

O *wind shear* destaca-se como o critério de filtragem que, quer na turbina 10 quer na 11, eliminou a maior quantidade de dados. Com 21 854 pontos removidos na Jer-10 e 19 640 na Jer-11, a escolha do intervalo de filtragem e a natureza da variável explicam estes valores. Como já foi visto, o *wind shear* apresenta elevada variabilidade, sobretudo em

momentos de instabilidade atmosférica. Assim, a aplicação do intervalo $[0; 0,3]$ permitiu a remoção de valores que poderiam comprometer a qualidade da análise, garantindo que apenas condições adequadas fossem consideradas na construção da curva de potência.

A Figura 29 apresenta a distribuição dos pontos removidos pela *flag wind shear* em ambas as turbinas, sendo possível observar que, em ambas as turbinas, os pontos eliminados distribuem-se de forma abrangente ao longo de toda a gama de velocidades, refletindo o impacto generalizado que a *flag* tem no conjunto de dados. Na Jer-10 observa-se uma elevada densidade de exclusões na zona intermédia, onde se esperaria uma ascensão progressiva da potência. A presença destes *outliers* nestas zonas pode comprometer a definição clara da curva de potência, tornando o filtro particularmente relevante neste contexto. No caso da Jer-11, embora o número de registos seleccionados tenha sido ligeiramente superior, a sua zona de incidência é bastante mais concentrada, o que sugere mais consistência nos dados.

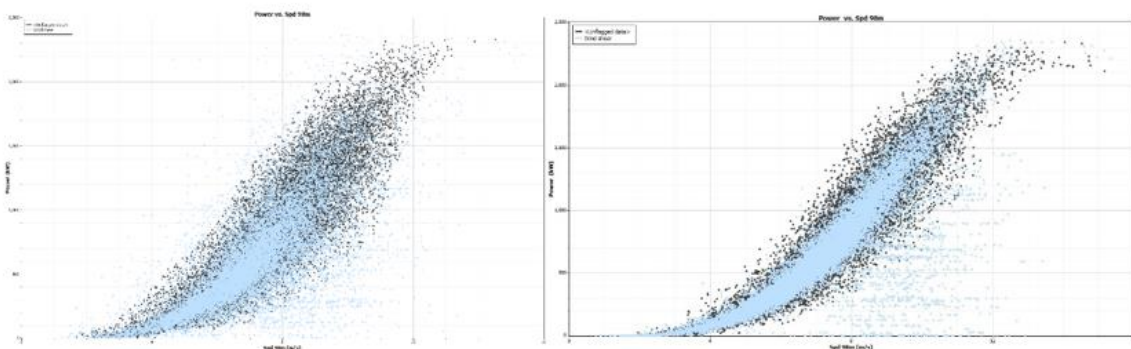


Figura 29 - Pontos removidos pela flag Wind shear (azul) nas turbinas Jer-10 (esq.) e Jer-11 (dir.)

No que toca à *flag Status*, na Jer-10, foram removidos apenas 146 pontos, enquanto na Jer-11, este número foi significativamente maior, com 1 100 pontos eliminados. Os pontos a amarelo na Figura 30 estão principalmente localizados na base da nuvem de pontos, isto é, em zonas de potência muito baixa ou nula, apesar de haver registos com velocidades do vento relativamente elevadas. Este comportamento está alinhado com o propósito do filtro, uma vez que o seu objetivo é identificar momentos em que a turbina se encontrava inativa ou em falha operacional, independentemente das condições atmosféricas.

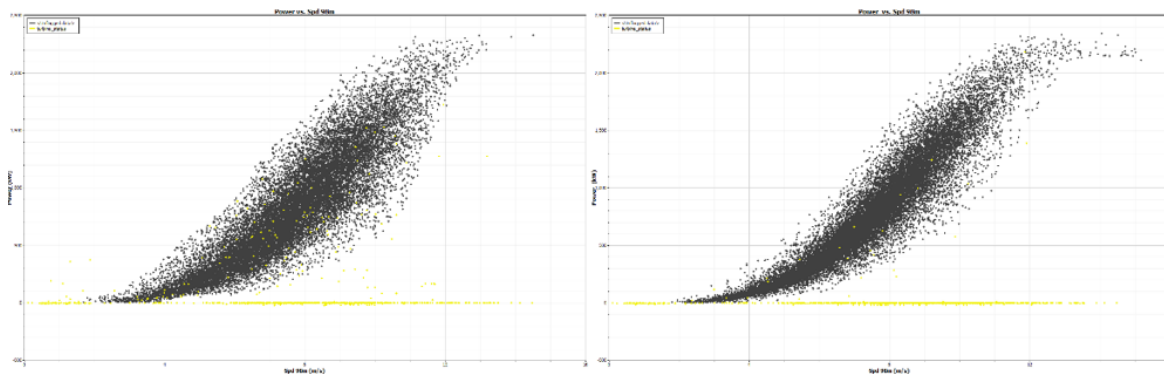


Figura 30 - Pontos removidos pela *flag Status* (amarelo) nas turbinas Jer-10 (esq.) e Jer-11 (dir.)

Esta *flag* está, de certa forma, interligada com os resultados apresentados na *flag Power*, uma vez que ambas atuam, em grande parte, sobre situações de potência reduzida ou nula. Como é possível ver nos gráficos das Figuras 30 e 31, uma grande quantidade dos dados removidos ocorrem com velocidades de vento elevadas, mas produção energética praticamente nula, o que indica ausência de funcionamento. Embora o *Status* possua alcance para encontrar dados anómalos e que se encontrem distribuídos aleatoriamente pela nuvem de pontos, a maioria destes posiciona-se junto ao eixo do X. Ainda assim, é necessário reforçar que, mesmo coabitando zonas semelhantes, aplicação de ambos os filtros é crucial pois eleva a qualidade dos dados e acrescenta precisão e exigência. Além disso, a ordem de aplicação diferente em cada turbina explica os valores em proporções contrárias. Assim sendo, foram removidos 1 182 dados pelo filtro *Power*, 964 da turbina 10 e 218 da turbina 11.

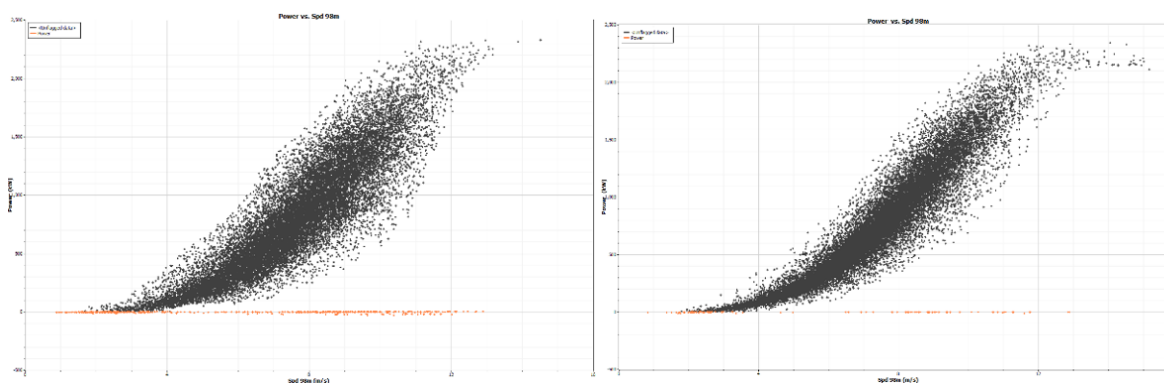


Figura 31 - Pontos removidos pela *flag Power* (laranja) nas turbinas Jer-10 (esq.) e Jer-11 (dir.)

A última *flag* a ser aplicada foi a *Dif WV Nacele*. Este critério, com menor abrangência de dados, resultou em 451 pontos removidos na turbina 10 e 243 na turbina 11. Mesmo apresentando um valor mais reduzido, mantém-se a importância do filtro e, além disso, permite ainda compreender que o local de estudo apresentou condições estáveis na maioria do tempo, não provocando grandes discrepâncias entre a nacele e o anemômetro da estação meteorológica.

Os pontos eliminados, assinalados a verde na Figura 32, observam-se bastante dispersos, especialmente nas velocidades mais baixas, reforçando a ideia de que as discrepâncias entre a velocidade na nacele e na estação meteorológica foram pontuais. A aplicação deste filtro, apesar de subtil, contribui para a remoção de pequenas incongruências que, somadas, poderiam introduzir ruído na análise final. A leve diferença entre as turbinas, com mais pontos removidos na Jer-11, pode estar ligada a particularidades de orientação ou posicionamento, mas não indica nenhuma anomalia significativa.

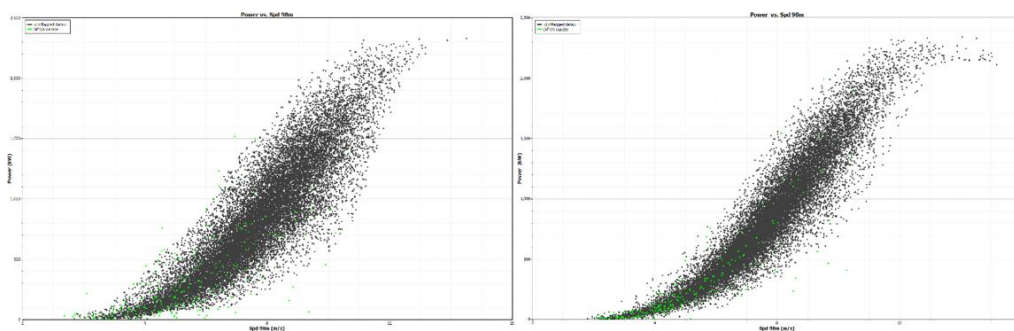


Figura 32 - Pontos removidos pela *flag Dif WV Nacele* (verde) nas turbinas Jer-10 (esq.) e Jer-11 (dir.)

A última *flag* aplicada na filtragem dos dados foi a *Power Manually*, que se destaca como a mais complexa e exigente. Esta *flag* exigiu um tratamento detalhado e personalizado dos dados, indo além das regras automáticas de remoção aplicadas nas *flags* anteriores. O impacto desta *flag* foi significativo, com a remoção de 8 077 pontos na Jer-10 e 5 045 pontos na Jer-11, tornando-se a segunda *flag* com maior número de exclusões, apenas atrás do *wind shear*.

Este filtro foi essencial, não apenas pela quantidade de dados removidos, mas também pela sua qualidade. Como se pode ver na Figura 33, a potência (a azul) estabiliza por volta dos

500 kW durante cerca de 13 horas, o que representa uma paragem forçada da turbina. Momentos antes e após esta limitação, a potência acompanhava as flutuações do vento. Como é perceptível, situações deste género são de evitar e, por isso, removidas da análise.

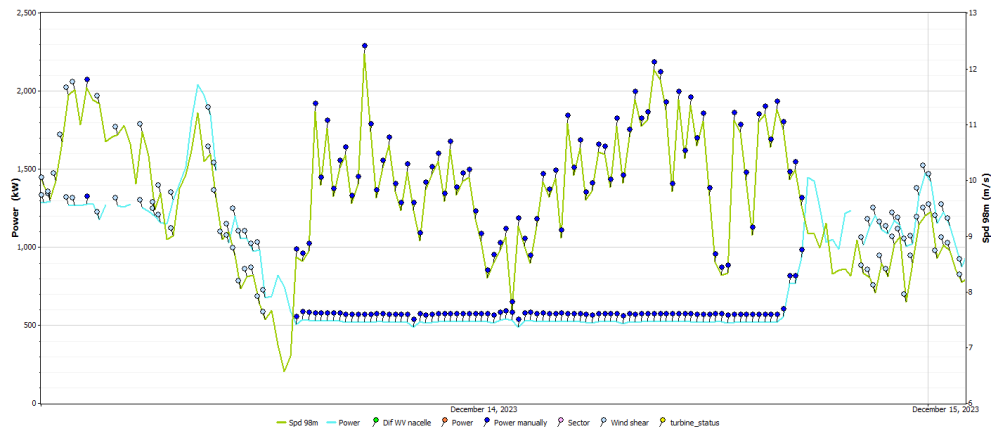


Figura 33 - Gráfico da potência estabilizada

A análise do *Scatter Plott* tem ainda mais impacto do que nas filtragens anteriores. A Figura 34 permite reforçar a relevância da *flag*, uma vez que os dados eliminados (a azul) evidenciam padrões de comportamento atípico. Neste caso, em ambas as turbinas os pontos removidos encontram-se em zonas com velocidades de vento relativamente elevadas, mas com potências anormalmente baixas e constantes, o que denuncia episódios de subprodução prolongada. Tal fenómeno prejudica gravemente a definição da curva de potência e, no caso da Jer-10, a situação é ainda mais grave que na Jer-11. A Jer-11, embora também apresente dados problemáticos, revela menor concentração de situações críticas, o que encaixa a perceção geral de que a Jer-10 enfrentou mais desafios operacionais.

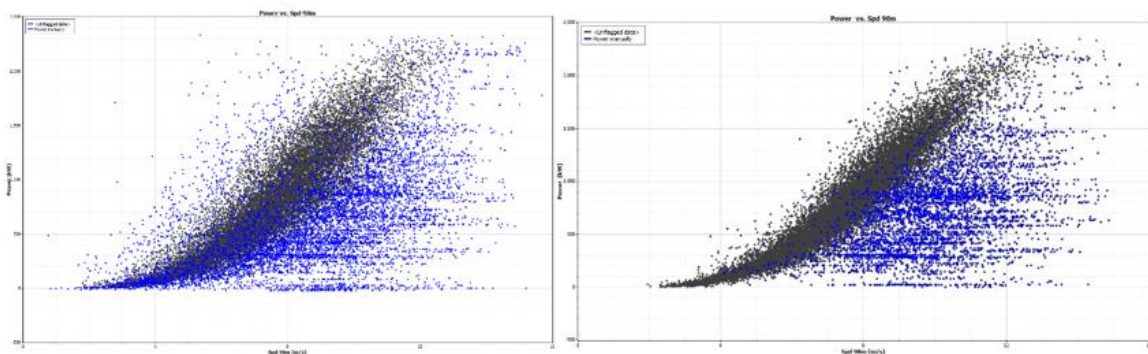


Figura 34 - Pontos removidos pela flag Power Manually (azul) nas turbinas Jer-10 (esq.) e Jer-11 (dir.)

5.2.2 ANÁLISE DA DISTRIBUIÇÃO TEMPORAL DOS DADOS REMOVIDOS

Para aprofundar a análise dos dados filtrados pela *flag Power Manually*, foi realizada uma avaliação da distribuição horária dos eventos identificados, permitindo compreender se existe algum padrão temporal associado aos momentos em que a potência da turbina apresentou anomalias. Esta abordagem possibilita uma visão mais detalhada dos períodos críticos em que a turbina foi sujeita a limitações operacionais ou falhas na resposta da potência em relação ao vento, facilitando a identificação de possíveis causas subjacentes.

Embora o critério da *flag Power Manually* tenha sido aplicado a um conjunto de dados mais abrangente, para esta análise apenas foram utilizados eventos cuja duração foi superior a 60 minutos. Esta decisão foi tomada de modo a obter-se padrões mais robustos e representativos, garantindo que as tendências identificadas são, de facto, relevantes e não fruto de eventos esporádicos.

Desta forma, foram também analisadas as horas iniciais dos eventos selecionados, com objetivo de concluir se existe alguma relação entre a altura do dia e os problemas encontrados. Posto isto, na turbina 10, foram estudados 89 intervalos, sendo estes do mais variado tamanho, desde um mínimo de 60 minutos até um máximo de 3290 minutos. Na turbina 11, foram 90 os intervalos selecionados, sendo o tamanho máximo idêntico, pois trata-se de um problema partilhado por ambas as turbinas.

O resultado desta análise justificou a sua realização, uma vez que as falhas das turbinas não se manifestaram de forma aleatória ao longo do dia, mas sim com uma clara concentração no início da manhã. As Figuras 35 e 36 apresentam a distribuição horária dos eventos analisados, indicando as horas de início de todos os eventos selecionados e a respetiva percentagem de ocorrências registadas em cada período para a turbina 10 e 11, respetivamente.

Quanto à primeira turbina, observa-se que a grande maioria dos registos ocorreram entre as 06h00 e as 08h00, com um pico às 07h00, altura em que 35 alarmes foram registados, representando cerca de 40% do total. Às 06h registaram-se 15 eventos (17%), enquanto às 08h00, ocorreram 13 eventos (15%).

Embora ainda tenham acontecido algumas interrupções ao longo do dia, a sua frequência foi significativamente menor, reforçando a ideia que o início da manhã representa o momento crítico para o funcionamento da turbina.

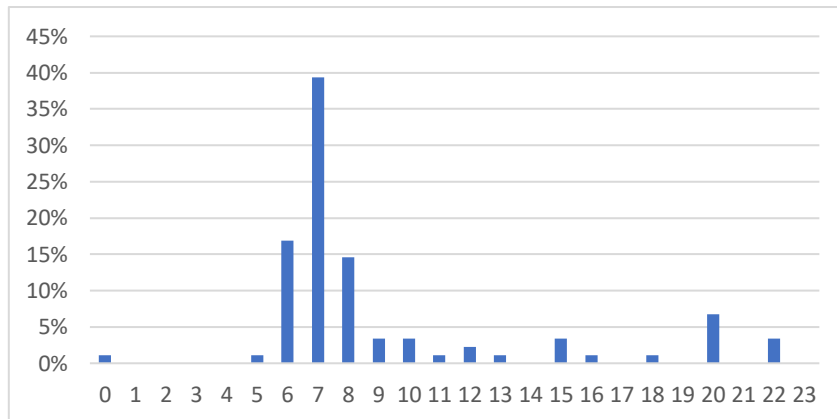


Figura 35 – Hora de início das falhas – Jer-10

A análise à turbina 11, apresenta um comportamento semelhante ao observado na Jer-10. A maioria das falhas ocorreu entre as 06h00 e as 09h00, sendo que os períodos mais afetados foram as 07h00 e as 08h00, com 26 e 27 ocorrências, respetivamente (cerca de 30% em cada hora). Quanto aos outros dois períodos, às 06h00 observaram-se 11 anomalias (12%) e às 09h00, 6 anomalias (7%). Importante ainda destacar que, neste caso, verificou-se um ligeiro aumento de falhas entre as 20h00 e as 22h00, embora bastante inferior ao registado no início do dia.

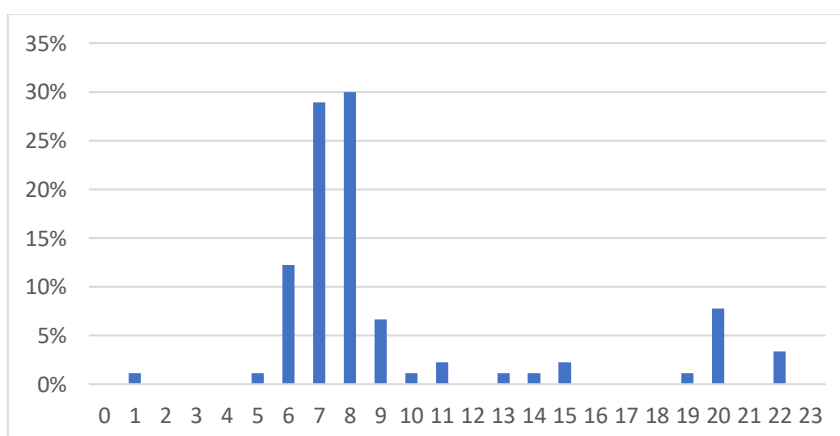


Figura 36 - Hora de início das falhas – Jer-11

Este padrão de falhas identificadas no início da manhã pode ter diversas justificações, sendo elas quer de carácter natural, quer operacional. Com o nascer do dia e com o aparecimento gradual da radiação solar, ocorrem alterações na temperatura e na densidade do ar, que afetam diretamente a velocidade do vento e, conseqüentemente a sua conversão em energia elétrica. Estas mudanças podem provocar instabilidades atmosféricas, como inversões térmicas e aumento da turbulência, resultando em condições menos favoráveis ao funcionamento contínuo e estável da turbina.

Além disso, é comum que as turbinas realizem o seu arranque automático neste período, o que pode gerar variações bruscas no sistema elétrico e exigir ajustes operacionais, potenciando a ocorrência de eventos. Acresce ainda o facto de que muitas operações de manutenção e inspeção são aplicadas nas primeiras horas do dia, o que poderá justificar parte das ocorrências. Assim, todos estes fatores contribuem para uma maior incidência de falhas e interrupções precisamente nesse intervalo horário, justificando os resultados obtidos.

5.3 AJUSTE FINAL DO SETOR DE MEDIÇÃO DA JER-10

Concluída a aplicação de filtros no *Windographer*, foi feita uma análise global da qualidade dos dados e do comportamento preliminar das turbinas. Neste ponto, e devido a vários indicadores já descobertos, verificou-se que a Jer-11 apresentava dados muito mais consistentes do que a Jer-10. Esta última dispunha de uma curva excessivamente dispersa, com elevada variabilidade para valores idênticos de velocidade média do vento, como se pode ver através das Figuras 23 e 24.

Deste modo, optou-se por rever o setor de medição aplicado à Jer-10, revisão essa que teve como objetivo excluir setores que, embora considerados inicialmente válidos, demonstraram um comportamento menos representativo na prática. Uma vez que esta revisão foi realizada após a aplicação de todos os outros filtros no *Windographer*, a alteração do setor nada os afetou, permanecendo os seus efeitos inalterados. Assim, as

alterações visíveis no gráfico da curva de potência, terão inteiramente que ver com o encurtamento do setor de medição.

Com esta revisão em mente, foi então definido um novo setor de medição para a Jer-10, mais restrito e cuidadosamente selecionado com base na análise das direções de vento associadas a maior dispersão de dados. Desta forma, o novo setor de medição ficou compreendido entre os 110° e os 145°, substituindo o intervalo inicial que era dos 85° aos 192°. Esta nova delimitação abrange as direções predominantes de vento que demonstraram comportamento mais estável e consistente durante a campanha de medições.

A Figura 37 apresenta uma comparação direta entre os dados da curva de potência da turbina 10, considerando o setor de medição inicial (85° a 192°) e o setor ajustado (110° a 145°). No gráfico, observa-se de forma clara o impacto da redefinição do setor na dispersão dos dados, apresentando, de forma mais nítida e concentrada, a tendência principal da curva.

Esta representação visual reforça a validade da decisão de rever o setor de medição, demonstrando uma melhoria evidente na qualidade e na fiabilidade dos dados utilizados nas etapas seguintes da análise.

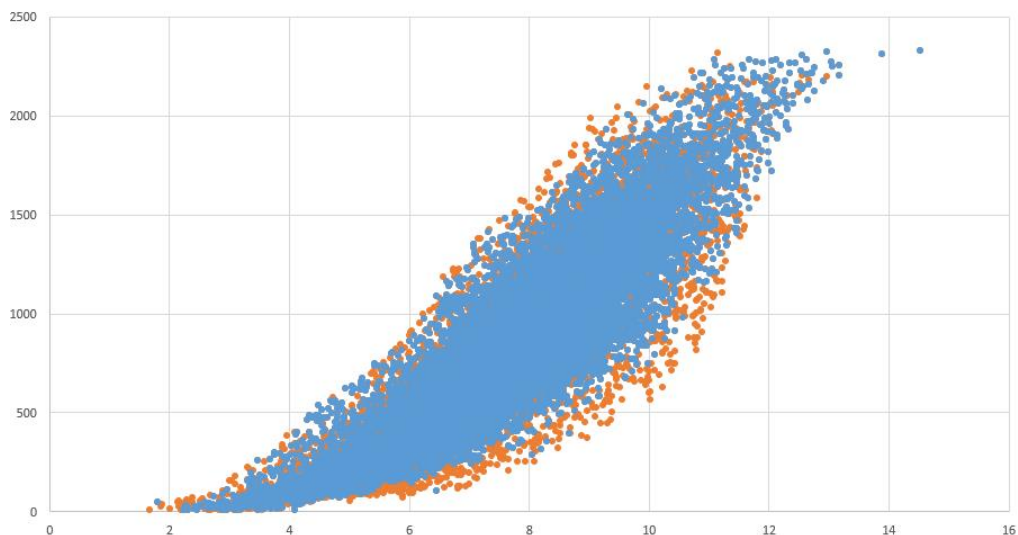


Figura 37 - Comparação entre Setor Antigo e Novo na Jer-10

Para que esta mudança fosse possível, o número de registo de dados teve de sofrer alterações. Assim, no setor inicial, o eram considerados um total de 20 534 pontos de medição válidos, enquanto que, após a adoção do novo setor, o número de registos passou para 13 008. Esta diferença corresponde à remoção de 7 526 pontos, o que representa cerca de 36,65% do conjunto inicial.

Importa referir que este encurtamento não prejudicou a integridade da análise, uma vez que o novo conjunto manteve uma amostra estatisticamente robusta, suficiente para cumprir os critérios da norma IEC 61400-12-1. Além disso, como consequência, tendo em conta a grande diferença entre as duas turbinas antes do ajuste, esta ação permitiu uma aproximação das curvas de potência, como se pode observar na Figura 38.

Ainda assim, mesmo com a melhoria observada, a Jer-10 continua a revelar uma dispersão considerável. A curva de potência ficou mais definida, com uma subida progressiva e mais coerente tendo em conta a velocidade do vento, contudo, ainda é possível visualizar zonas com alguma variabilidade, principalmente na zona intermédia da curva.

Em resumo, apesar dos ajustamentos aplicados à Jer-10, a Jer-11 continua a destacar-se por uma melhor definição da curva de potência e menor dispersão dos dados, denotando uma superior consistência operacional ao longo da campanha de medições. Esta comparação não só confirma as conclusões anteriormente obtidas na análise individual de cada turbina, como reforça a perceção de que a Jer-11 apresenta um desempenho mais robusto e fiável no contexto do parque em estudo.

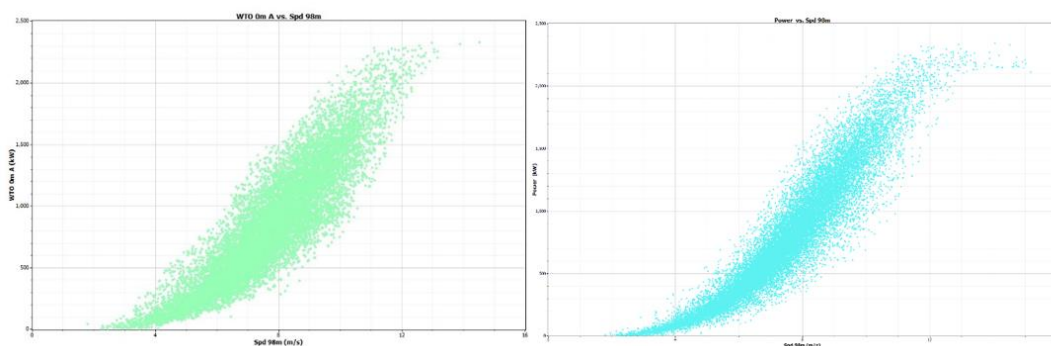


Figura 38 - Curvas de potência finais de ambas as turbinas

Com esta etapa, concluiu-se a fase de análise e tratamento de dados utilizando o *Windographer*. Este software revelou-se uma ferramenta essencial, não só pela sua capacidade de processar grandes volumes de dados, mas também pela sua eficiência na identificação e remoção de inconsistências. No total, foram filtrados mais de 41 mil pontos na turbina 10 e mais de 30 mil na turbina 11, o que equivale a mais de 492 dias filtrados, cerca de 284 na Jer-10 e 208 na Jer-11.

Além de uma filtragem criteriosa, esta ferramenta tornou ainda possível a compreensão do funcionamento das turbinas em estudo, levando à identificação de padrões e tendências que, de outra forma, seriam difíceis de detetar.

5.4 CORREÇÕES, BINNING E CONSTRUÇÃO DA CURVA DE POTÊNCIA

Terminada toda a análise no *Windographer*, foram então exportados os dados que se consideraram isentos de anomalias, de modo a dar início ao processamento final no Excel. Como foi apresentado anteriormente, as quatro variáveis a utilizar são velocidade do vento, potência, pressão e temperatura. As Tabelas 5 e 6 representam uma amostra dos dados das variáveis em questão de cada turbina.

Tabela 5 - Amostra das variáveis da Jer-10 exportadas do Windographer

Velocidade do vento [m/s]	Potência [kW]	Pressão [kPa]	Temperatura [°C]
10,32	1597	978	29,27
9,8	1602	978	29,14
10,46	1688	978	29,05
10,99	1776	978	28,88
10,47	1664	978	28,7

10,93	1657	978	28,62
9,35	1141	979	28,5
8,41	1055	979	28,37
8,83	1242	979	28,11
9,73	977	979	27,83
9,29	1154	979	27,63
9,24	1280	979	27,44

Tabela continua até à linha 13 008

Tabela 6 – Amostra das variáveis da Jer-11 exportadas do *Windographer*

Velocidade do vento [m/s]	Potência [kW]	Pressão [kPa]	Temperatura [°C]
10,32	1661	978	29,27
9,8	1619	978	29,14
10,99	1768	978	28,88
10,47	1634	978	28,7
10,93	1943	978	28,62
9,35	1558	979	28,5
8,41	1271	979	28,37
8,83	1296	979	28,11
9,73	1319	979	27,83

9,29	1367	979	27,63
9,24	1289	979	27,44
8,92	1105	979	27,24

Tabela continua até à linha 21 762

Este processo inicial de análise permitiu ter uma boa perceção dos dados exportados e, como se pode ver através da comparação entre as duas tabelas, apesar da proximidade geográfica das turbinas e das condições ambientais serem praticamente coincidentes, as turbinas apresentaram respostas diferentes, o que visível através da variável de potência.

De seguida, foi calculada a densidade média de cada *timestamp*, isto é, a densidade do ar correspondente a cada intervalo de 10 minutos, e procedeu-se à correção da velocidade do vento usando a Fórmula (11). Para complementar esta etapa, determinou-se também o coeficiente de potência para cada registo, permitindo avaliar a eficiência de conversão em cada ponto analisado. Estes resultados encontram-se apresentados nas tabelas abaixo.

Tabela 7 - Amostra da correção na velocidade pela densidade e determinação do coeficiente de potência para a Jer-10

Velocidade do vento [m/s]	P_{10min} [kg/m³]	$V_n (\rho=1.15)$ [m/s]	Coeficiente de potência
10,32	1,126603	10,24953152	0,388024805
9,8	1,127087	9,734477297	0,454350721
10,46	1,127423	10,39109588	0,393599923
10,99	1,128057	10,91965254	0,356847882
10,47	1,12873	10,40504851	0,386444929
10,93	1,129029	10,86315464	0,338159227

9,35	1,130633	9,297216288	0,371444097
8,41	1,131121	8,363724544	0,471758697
8,83	1,132097	8,783939039	0,479424557
9,73	1,13315	9,682244849	0,281600226
9,29	1,133904	9,246452913	0,38189761
9,24	1,13462	9,198624594	0,430237145

Tabela continua até à linha 13 008

Tabela 8 - Amostra da correção na velocidade pela densidade e determinação do coeficiente de potência para a Jer-11

Velocidade do vento [m/s]	P_{10min} [kg/m³]	$V_n (\rho=1.15)$ [m/s]	Coeficiente de potência
10,32	1,126603	10,24953152	0,403574954
9,8	1,127087	9,734477297	0,45917217
10,99	1,128057	10,91965254	0,355240459
10,47	1,12873	10,40504851	0,379477773
10,93	1,129029	10,86315464	0,396525876
9,35	1,130633	9,297216288	0,507195357
8,41	1,131121	8,363724544	0,56834626
8,83	1,132097	8,783939039	0,500269103
9,73	1,13315	9,682244849	0,380174717

9,29	1,133904	9,246452913	0,452386511
9,24	1,13462	9,198624594	0,43326225
8,92	1,135376	8,882027855	0,412565117

Tabela continua até à linha 21 762

Ao longo do ano a densidade foi sofrendo alterações, apresentando uma diferença de cerca de 6,4%, devido à sua oscilação entre, aproximadamente, 1,101 e 1,171 kg/m³. Este valor é significativo devido ao impacto que a densidade provoca. Como a energia do vento é diretamente proporcional à densidade e ao cubo da velocidade, mesmo pequenas alterações resultam em desvios relevantes na avaliação do desempenho da turbina.

Dando seguimento ao tratamento dos dados, procedeu-se à organização dos registos em *bins* de 0,5 m/s, conforme recomendado pela norma IEC 61400-12-1. As Tabelas 9 e 10 apresentam a distribuição dos dados organizados nesses *bins*, incluindo, para cada um deles, o número de registos válidos (intervalos de 10 minutos), a velocidade média do vento corrigida para uma densidade de 1,15 kg/m³, a potência média gerada e o coeficiente de potência médio (C_p).

Relativamente à turbina 10, nos primeiros quatro *bins* os registos eram praticamente nulos, começando a aumentar entre os 3 e 4 m/s, coincidindo com os valores típicos da velocidade de *cut-in*. De seguida, observa-se uma boa densidade de pontos entre os 5 e os 9 m/s, com vários *bins* a ultrapassarem os 1100 registos, o que garante representatividade estatística nessa zona. Quanto ao coeficiente de potência, verifica-se uma evolução consistente à medida que a velocidade do vento aumenta, atingindo os seus valores mais altos entre os *bins* 8 e 13 (velocidades entre 4,5 e 6,5 m/s). Nesta zona, o coeficiente de potência ultrapassa 0,50, chegando a um máximo de 0,5501 no bin correspondente aos 4,75 m/s.

Desta forma, a turbina Jer-10 apresentou um desempenho que, à primeira vista, se destaca por um coeficiente de potência máximo elevado, indicando uma boa conversão da energia

do vento. Contudo, aprofundando a análise ao comportamento global da máquina, surgem vários fatores que atenuam essa boa impressão inicial. Apesar da clara melhoria após o ajustamento do setor de medição, o gráfico entre a potência medida e a velocidade do vento, Figura 38, ainda apresenta uma nuvem de pontos algo dispersa. Essa dispersão representa uma maior variabilidade vertical, isto é, vários valores de potência para uma mesma velocidade do vento, o que dificulta a definição clara da curva de potência; diversos pontos de potência reduzida aquando de uma velocidade do vento significativa, sugerindo episódios de subprodução, falhas ou funcionamento intermitente; e escassez de pontos na zona de potência nominal, uma vez que a turbina não atinge os 2 350 kW, ficando frequentemente abaixo dos 2 200 kW mesmo para velocidades superiores a 13 m/s.

A ausência de valores nesta zona de elevada potência, juntando ao ruído existente nos dados intermédios, pode ter diferentes fatores como justificação, sendo mais um exemplo de possíveis limitações externas ou pode ainda identificar problemas na medição ou no registo de dados.

Tabela 9 - Organização em bins e respetivos valores em cada um deles da Jer-10

Intervalos		Bins	Nº pontos	WS ($\rho = 1.15$)	Potência	Coefficiente de potência
m/s			-	m/s	W	-
0,25	0,75	1	0	-	-	-
0,75	1,25	2	0	-	-	-
1,25	1,75	3	0	-	-	-
1,75	2,25	4	2	2,002702679	26,5	0,86310386
2,25	2,75	5	17	2,545001356	27,52941	0,43691756
2,75	3,25	6	39	3,033295939	40,82051	0,38264913
3,25	3,75	7	113	3,512345922	84,92035	0,51272745
3,75	4,25	8	199	4,018323442	125,4774	0,50593813
4,25	4,75	9	335	4,523323581	194,606	0,55011034
4,75	5,25	10	483	5,01749695	253,1242	0,52425065
5,25	5,75	11	655	5,514795924	322,6519	0,5032833
5,75	6,25	12	841	6,008204353	422,4697	0,50959843
6,25	6,75	13	1094	6,50108601	535,2751	0,50966634
6,75	7,25	14	1347	6,99773727	650,4128	0,49657263
7,25	7,75	15	1525	7,500466051	780,0275	0,48362841
7,75	8,25	16	1446	7,994121452	911,6902	0,46687613
8,25	8,75	17	1338	8,495328806	1048,006	0,44718765

8,75	9,25	18	1160	8,988866461	1155,553	0,41623814
9,25	9,75	19	908	9,496245949	1303,685	0,39827535
9,75	10,25	20	644	9,984550527	1404,562	0,36916627
10,25	10,75	21	424	10,47578104	1575,226	0,35846798
10,75	11,25	22	221	10,98588241	1728,276	0,3410161
11,25	11,75	23	119	11,4595305	1849,118	0,32146277
11,75	12,25	24	68	11,95627667	2030,309	0,31077126
12,25	12,75	25	21	12,50103265	2160,286	0,28929448
12,75	13,25	26	7	12,99127506	2230,429	0,26613354
13,25	13,75	27	0	-	-	-
13,75	14,25	28	1	13,88205466	2315	0,22638954
14,25	14,75	29	1	14,52657464	2331	0,19893868
14,75	15,25	30	0	-	-	-

A turbina 11 apresentou um comportamento bastante coerente durante todo o período de medição, destacando-se pela regularidade dos valores registados e pela forma bem definida da sua curva de potência.

À imagem da turbina anterior, os primeiros três *bins* foram também excluídos, por falta de registos. De seguida, a Jer-11 apresentou uma elevada densidade de registos válidos ao longo dos intervalos entre os 5 e os 10 m/s (*bins* 10 a 20), o que assegura uma base estatística sólida para a análise, ultrapassando várias vezes os 1500 registos.

Quanto ao coeficiente de potência, este revelou uma conversão eficiente da energia do vento. Mesmo não tendo atingindo o valor de 0,5, os valores obtidos mantêm-se altos tendo em conta os intervalos típicos de turbinas comerciais. Além disso, observa-se uma distribuição suave do C_p , sem oscilações abruptas, refletindo estabilidade no desempenho aerodinâmico.

Para justificar esta posição, está presente o gráfico entre a potência e a velocidade do vento, representado na Figura 24, que mostra uma nuvem de pontos bastante compacta, com pouca dispersão vertical e bem alinhada com o perfil teórico da curva de potência. A zona de rampa (entre o cut-in e a potência nominal) apresenta uma ascensão suave, e o patamar de potência nominal está claramente definido, com os valores a estabilizarem-se por volta dos 2 200 kW, próximo do limite teórico de 2 350 kW.

Tabela 10 - Organização em *bins* e respectivos valores em cada um deles da Jer-11

Intervalos		Bins	Nº pontos	WS ($\rho = 1.15$)	Potência W	Coefficiente de potência
m/s			-	m/s	W	-
0,25	0,75	1	0	-	-	-
0,75	1,25	2	0	-	-	-
1,25	1,75	3	0	-	-	-
1,75	2,25	4	11	2,074323454	14,72727	0,4316776
2,25	2,75	5	61	2,536015015	16,7377	0,26847699
2,75	3,25	6	147	3,024566799	30,80952	0,29131447
3,25	3,75	7	312	3,505720543	58,41667	0,35470843
3,75	4,25	8	510	4,011933591	99,68431	0,4038613
4,25	4,75	9	722	4,515791889	150,2853	0,42695433
4,75	5,25	10	975	5,017695089	215,9005	0,44710291
5,25	5,75	11	1245	5,510895537	292,0514	0,45651955
5,75	6,25	12	1582	6,006486298	390,177	0,47104978
6,25	6,75	13	1969	6,507141761	497,0985	0,47199597
6,75	7,25	14	2262	6,99659431	624,6729	0,47715467
7,25	7,75	15	2356	7,498271761	767,0102	0,47597509
7,75	8,25	16	2223	7,994348056	908,0351	0,46496482
8,25	8,75	17	1959	8,490924364	1066,498	0,45578668
8,75	9,25	18	1575	8,989314351	1216,498	0,43812543
9,25	9,75	19	1162	9,491280862	1351,574	0,41355376
9,75	10,25	20	769	9,979643818	1510,221	0,39752278
10,25	10,75	21	494	10,47320238	1652,289	0,37628271
10,75	11,25	22	274	10,98650837	1788,858	0,35290949
11,25	11,75	23	140	11,47420962	1927,286	0,33376776
11,75	12,25	24	80	11,98935964	2048,125	0,3109103
12,25	12,75	25	34	12,5026151	2131,118	0,28528009
12,75	13,25	26	19	12,98210013	2193,579	0,26229199
13,25	13,75	27	12	13,47875775	2180,667	0,23297338
13,75	14,25	28	7	14,01277818	2223,571	0,21141946
14,25	14,75	29	9	14,56657927	2190,667	0,18542581
14,75	15,25	30	7	14,93574176	2165,714	0,17005421

Assim sendo, organizados os dados em *bins* e feitas todas as devidas correções, foi possível então apresentar as curvas de potência de cada uma das turbinas. Esta estruturação dos dados permitiu obter uma representação clara e fundamentada do desempenho de cada aerogerador, criando uma base sólida para as etapas seguintes da análise. Com os dados consolidados e as curvas definidas, tornou-se possível avançar para a avaliação da produção anual de energia e para a validação da campanha de medições.

5.5 ANÁLISE DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA E VALIDAÇÃO DA CAMPANHA

Como analisado na Secção 4.7, para a campanha ser considerada válida, existem dois critérios a respeitar: um focado na cobertura adequada do intervalo de velocidades do vento e outro focado em garantir um número mínimo de dados medidos e uma distribuição adequada. Contudo, ao contrário do primeiro critério da norma IEC 61400-12-1, que exige uma análise objetiva da cobertura da gama de velocidades do vento e, por isso, implica a apresentação direta de resultados, o segundo critério foi um requisito transversal que acompanhou toda a construção e tratamento da base de dados. Assim, desde a fase de filtragem, foram eliminados *bins* que não cumpriam o requisito mínimo de três pontos por intervalo, assegurando robustez estatística na formação da curva de potência; o número total de dados ultrapassou largamente os 1080 registos de 10 minutos exigidos pela norma; a recolha foi realizada em diversos períodos do dia, garantindo a representatividade das condições atmosféricas ao longo de um ciclo diário. Deste modo, o segundo critério foi devidamente respeitado de forma contínua ao longo do projeto, contribuindo para a fiabilidade global da campanha de medições.

Relembrando, o primeiro critério apresenta duas formas diferentes de ser aprovado. Quanto à primeira alternativa, esta incidia na verificação da cobertura dos dados por todo o intervalo de velocidades, através do critério $V_{85\%} * 1,5$.

Através da visualização dos valores de potência nas Tabelas 9 e 10, entendeu-se que era necessário, em ambas as turbinas, recorrer à interpolação linear definida na Fórmula (18), uma vez que o valor de 1997,5 kW (85% da potência nominal da máquina) não se encontrava diretamente representado em nenhum dos *bins* de velocidade. Assim, este valor encontrava-se entre dois *bins*, no caso, entre os 11,5 m/s e os 12 m/s, quer na Jer-10, quer na Jer-11.

A Tabela 11 apresenta o valor da potência média de cada uma das velocidades:

Tabela 11 - Valores de potência média dos *bins* determinados

	Jer-10	Jer-11
11,5 m/s	1849,12 kW	1928,38 kW
12 m/s	2030,31 kW	2048,13 kW

Adquiridas as potências médias de cada *bin* para cada turbina, tornou-se possível realizar a interpolação linear e respetivo cálculo do $V_{85\%} * 1,5$, como mostra a Tabela 12.

Tabela 12 – Cálculos do primeiro critério para cada uma das turbinas

Jer-10	Jer-11
$11,5 + \left(\frac{1997,5 - 1849,12}{2030,31 - 1849,12} \right) * 0,5$ $= 11,91 \text{ m/s}$	$11,5 + \left(\frac{1997,5 - 1928,38}{2048,13 - 1928,38} \right) * 0,5$ $= 11,79 \text{ m/s}$
$V_{85\%} * 1,5 = 11,91 * 1,5 =$ $= 17,86 \text{ m/s}$	$V_{85\%} * 1,5 = 11,79 * 1,5 =$ $= 17,68 \text{ m/s}$

Assim sendo, de forma que o critério da norma fosse cumprido, cada uma das turbinas iria ter de apresentar medições válidas até alcançar este respetivo valor, ou seja, os dados de ambas as turbinas teriam de ser válidos até ao *bin* dos 18 m/s, uma vez que é o *bin* superior mais próximo. Como tal não acontece, a norma IEC 61400-12-1 oferece a alternativa da AEP.

A estimativa da produção anual de energia é uma das etapas mais importantes da análise, uma vez que, além de quantificar o desempenho energético das turbinas, permite ainda verificar a validade da campanha de medição. Deste modo, o cálculo realizou-se através da Distribuição de *Rayleigh*, com as médias anuais da velocidade do vento a aumentar gradualmente desde os 4 aos 11 m/s, com um incremento de 0,2 m/s.

As Tabelas 13 e 14 apresentam até que velocidade o estudo se mantém representativo, para cada uma das turbinas.

Tabela 13 - AEP da Jer-10

A	AEP Medida	AEP Extrapolada	AEP Garantida	AEP/AEP Extrapolada	AEP/AEP Garantida	Status
m/s	MWh	MWh	MWh			
4	1406,131	1406,271	1253,578	0,999900402	1,121693801	Completo
4,2	1607,256	1607,679	1469,423	0,999737256	1,093801326	Completo
4,4	1820,729	1821,828	1704,151	0,999396642	1,068408342	Completo
4,6	2045,308	2047,839	1956,881	0,998764028	1,045187529	Completo
4,8	2279,436	2284,698	2226,398	0,997697166	1,023822294	Completo
5	2521,255	2531,287	2511,195	0,996036429	1,004006058	Completo
5,2	2768,639	2786,421	2809,51	0,993618363	0,985452502	Completo
5,4	3019,269	3048,875	3119,377	0,990289632	0,967907817	Completo
5,6	3270,716	3317,429	3438,661	0,985919002	0,951159813	Completo
5,8	3520,535	3590,895	3765,109	0,980405927	0,935041888	Completo
6	3766,352	3868,14	4096,389	0,97368529	0,919432025	Completo
6,2	4005,946	4148,108	4430,141	0,965728553	0,904248073	Completo
6,4	4237,311	4429,822	4764,017	0,956542008	0,889440875	Completo
6,6	4458,696	4712,397	5095,73	0,946162995	0,874986656	Incompleto
6,8	4668,632	4995,033	5423,094	0,934654914	0,860879705	Incompleto
7	4865,941	5277,011	5744,059	0,92210173	0,847125972	Incompleto
7,2	5049,734	5557,693	6056,74	0,908602511	0,833737895	Incompleto
7,4	5219,39	5836,505	6359,445	0,89426635	0,820730474	Incompleto
7,6	5374,542	6112,936	6650,685	0,879207896	0,808118503	Incompleto
7,8	5515,044	6386,527	6929,19	0,863543571	0,795914766	Incompleto
8	5640,947	6656,861	7193,902	0,8473885	0,784128997	Incompleto
8,2	5752,466	6923,557	7443,981	0,830854116	0,77276741	Incompleto
8,4	5849,953	7186,266	7678,791	0,814046351	0,761832617	Incompleto
8,6	5933,872	7444,658	7897,888	0,797064352	0,751323813	Incompleto
8,8	6004,769	7698,426	8101,01	0,779999627	0,741237116	Incompleto
9	6063,259	7947,275	8288,055	0,762935543	0,731565982	Incompleto
9,2	6109,997	8190,925	8459,065	0,745947108	0,72230165	Incompleto
9,4	6145,667	8429,103	8614,211	0,729100978	0,713433578	Incompleto
9,6	6170,971	8661,551	8753,773	0,712455634	0,704949842	Incompleto
9,8	6186,608	8888,016	8878,121	0,696061694	0,69683751	Incompleto
10	6193,274	9108,261	8987,705	0,679962315	0,689082947	Incompleto
10,2	6191,65	9322,055	9083,033	0,664193671	0,681672094	Incompleto
10,4	6182,397	9529,185	9164,664	0,648785465	0,67459069	Incompleto
10,6	6166,151	9729,45	9233,191	0,633761471	0,667824456	Incompleto
10,8	6143,52	9922,666	9289,233	0,619140085	0,661359248	Incompleto
11	6115,085	10108,67	9333,426	0,604934869	0,655181167	Incompleto

Como apresentado na Secção 4.6 deste relatório, ambos os indicadores, tanto a relação AEP/AEP Extrapolada, como a relação AEP/AEP Garantida, assumem um papel relevante na avaliação da campanha de medições e do desempenho da turbina. Analisando os resultados obtidos pela turbina 10, e começando pelo primeiro indicador, conclui-se que a campanha cumpre os critérios de validade até determinado ponto. Como foi referido anteriormente, a norma exige que a razão entre a AEP medida e a extrapolada se mantenha superior a 95%, o que deixa de se verificar a partir de $A = 6,6$ m/s. Assim, considera-se que a campanha se encontra completa até aos 6,4 m/s, sendo a partir desse valor classificada como "Incompleta".

No segundo caso, verificou-se que, para valores mais baixos da velocidade média anual de vento, a turbina chegou mesmo a superar as expectativas, atingindo rácios superiores a 1 até aos 5 m/s. Contudo, importa salientar que estes cenários de vento reduzido são pouco representativos para projetos eólicos de carácter comercial. Desta forma, à medida que os valores de vento vão aumentando, a performance da Jer-10 vai-se distanciando cada vez mais dos valores garantidos pelo fabricante, baixando até dos 75% a partir dos 8,6 m/s.

Tabela 14 - AEP da Jer-11

A	AEP Medida	AEP Extrapolada	AEP Garantida	AEP/AEP Extrapolada	AEP/AEP Garantida	Status
m/s	MWh	MWh	MWh			
4	1244,569	1244,578	1253,578	0,999992843	0,992812689	Completo
4,2	1444,515	1444,549	1469,423	0,999976026	0,98304923	Completo
4,4	1659,596	1659,708	1704,151	0,999932336	0,973854958	Completo
4,6	1888,932	1889,246	1956,881	0,999834167	0,965277046	Completo
4,8	2131,432	2132,202	2226,398	0,999638556	0,95734521	Completo
5	2385,786	2387,491	2511,195	0,99928588	0,950060356	Completo
5,2	2650,476	2653,923	2809,51	0,998701124	0,943394204	Completo
5,4	2923,777	2930,23	3119,377	0,997797607	0,937295162	Completo
5,6	3203,79	3215,099	3438,661	0,996482483	0,931696774	Completo
5,8	3488,472	3507,19	3765,109	0,994663007	0,926526205	Completo
6	3775,688	3805,169	4096,389	0,992252591	0,921711314	Completo
6,2	4063,262	4107,724	4430,141	0,989175903	0,917185713	Completo
6,4	4349,032	4413,591	4764,017	0,985372584	0,912891794	Completo
6,6	4630,908	4721,565	5095,73	0,980799446	0,908782035	Completo
6,8	4906,919	5030,512	5423,094	0,975431275	0,904819021	Completo
7	5175,251	5339,381	5744,059	0,969260454	0,900974634	Completo
7,2	5434,281	5647,205	6056,74	0,962295727	0,897228778	Completo

7,4	5682,596	5953,103	6359,445	0,954560374	0,89356793	Completo
7,6	5919,002	6256,277	6650,685	0,94609007	0,889983713	Incompleto
7,8	6142,53	6556,013	6929,19	0,936930618	0,886471592	Incompleto
8	6352,43	6851,672	7193,902	0,927135712	0,883029769	Incompleto
8,2	6548,16	7142,682	7443,981	0,916764823	0,879658272	Incompleto
8,4	6729,372	7428,536	7678,791	0,905881266	0,876358253	Incompleto
8,6	6895,895	7708,782	7897,888	0,894550493	0,873131449	Incompleto
8,8	7047,715	7983,017	8101,01	0,882838601	0,869979797	Incompleto
9	7184,957	8250,88	8288,055	0,870811072	0,866905163	Incompleto
9,2	7307,864	8512,049	8459,065	0,858531728	0,863909174	Incompleto
9,4	7416,776	8766,234	8614,211	0,846061887	0,860993107	Incompleto
9,6	7512,119	9013,176	8753,773	0,833459698	0,85815784	Incompleto
9,8	7594,379	9252,64	8878,121	0,820779657	0,855403836	Incompleto
10	7664,096	9484,419	8987,705	0,808072253	0,852731152	Incompleto
10,2	7721,845	9708,326	9083,033	0,795383758	0,850139466	Incompleto
10,4	7768,227	9924,198	9164,664	0,782756124	0,847628111	Incompleto
10,6	7803,857	10131,89	9233,191	0,770226974	0,845196115	Incompleto
10,8	7829,358	10331,29	9289,233	0,757829673	0,842842246	Incompleto
11	7845,351	10522,29	9333,426	0,745593467	0,840565049	Incompleto

Na turbina 11 os resultados foram mais favoráveis, observando-se que o critério é cumprido até $A = 7,4$ m/s. A partir desse valor de velocidade, o rácio baixa de 0,95 e passa a ser classificado como “Incompleto”. Este desempenho reforça a ideia já identificada de que a Jer-11 teve um comportamento operacional mais estável e completo ao longo da campanha do que a Jer-10.

Relativamente à comparação com os parâmetros ideais, a Jer-11 apresenta um comportamento relativamente estável ao longo da gama de valores analisadas. Perante ventos mais fracos, a turbina conseguiu apresentar rácios próximos de 1, e embora à medida que a intensidade do vento aumentava o rendimento fosse diminuindo, essa redução verificou-se de forma gradual e previsível. Esta tendência de afastamento progressivo dos valores teóricos indica uma certa coerência entre o comportamento da turbina, as condições reais do local e as características do equipamento. Assim, em toda a gama de valores, se verificou uma redução progressiva e controlada do rácio, em contraste evidente com o comportamento da Jer-10.

Assim sendo, comparando os resultados obtidos nas duas turbinas, conclui-se que a Jer-11 apresenta claramente um desempenho global superior ao da Jer-10. Ao contrário desta

última, a turbina 11 evitou quedas abruptas de desempenho e assegurou uma produção de energia mais consistente. Esta diferença é crucial na avaliação da viabilidade e fiabilidade do projeto, sendo a Jer-11, neste contexto, a turbina que apresenta maior adequação ao perfil de vento do local. Não obstante tudo isto, há que salientar que nenhuma das turbinas apresentou um comportamento digno do que as esperaria.

5.6 INTERPRETAÇÃO GLOBAL DOS RESULTADOS OBTIDOS

Com todos os dados tratados, filtrados, corrigidos e organizados, é indispensável a realização de uma análise global que reflita sobre os resultados obtidos. Desta forma, esta secção possui um papel importante no que toca à consolidação do conhecimento produzido, permitindo compreender não apenas o desempenho individual de cada turbina, mas também o impacto das metodologias aplicadas.

As conclusões obtidas são várias e em diferentes campos, contudo, uma das primeiras e mais facilmente reconhecidas reside na diferença qualitativa dos dados entre as duas turbinas. Ao longo de todas as etapas, a Jer-11 mostrou sempre uma consistência bastante acima da apresentada pela Jer-10, quer ao nível da dispersão dos dados, da coerência da curva de potência, quer ainda na menor necessidade de intervenções manuais. De facto, a turbina 10 foi, durante todo o projeto, mais problemática obrigando inclusive a um reajuste do setor de medição após a análise preliminar. Esta alteração conferiu à curva de potência uma maior aproximação à forma esperada e a uma melhor representação de dados.

Relativamente à aplicação dos filtros, ficou evidente que, embora todos os critérios tenham contribuído para uma melhoria na qualidade dos dados, alguns tiveram um impacto particularmente relevante. Deste modo, o filtro *Wind shear* tem, sem dúvida, um impacto crucial quer no resultado quer na etapa de garantir uma fiável representação dos perfis verticais de vento. Importa referir que esta *flag* representa mais de metade dos dados removidos em cada turbina, o que explica bem a sua importância. Para além deste, outro filtro que, em caso de ausência, comprometeria totalmente o projeto, é o Power Manually. Este filtro, por não ser automático, foi capaz de selecionar um significativo conjunto de

dados que passaria despercebido, como paragens forçadas. Estas paragens, por diversas vezes, eram bastante prolongadas, e foi possível perceber que grande parte delas ocorrem mediante um certo padrão, o que poderá indicar necessidade de manutenção preditiva ou ajustes na operação do parque.

No que toca às curvas potência finais, estas vieram comprovar o que foi também verificado durante todo o trabalho quanto às diferenças entre os dois equipamentos. Enquanto a Jer-11 apresenta uma curva de potência suave, com uma transição bem definida até à zona de potência nominal, a Jer-10 manteve-se com algum ruído e dados dispersos, mesmo após o ajustamento do setor.

Desta forma, mediante os critérios definidos na norma IEC 61400-21-1, observou-se que nenhuma das turbinas conseguiu atingir valores satisfatórios no que toca à validação da campanha. De facto, é difícil considerar aceitável, num contexto de elevada exigência, que as turbinas em estudo apenas cumpram os requisitos até cerca de metade dos valores pretendidos, 6,4 m/s no caso da Jer-11 e 7,4 m/s no caso da Jer-11.

Assim sendo, este trabalho permitiu demonstrar a importância de uma abordagem metódica, alinhada com os critérios da norma, na análise do desempenho de turbinas eólicas, onde a curva de potência tem um papel principal e destacado como ferramenta de diagnóstico e otimização. Apesar das limitações encontradas, bem representadas no resultado final, este estudo proporcionou uma visão abrangente sobre o comportamento real das máquinas, sublinhou a importância de um tratamento de dados cuidadoso e abre caminho para melhorias futuras na operação do parque, assim como para estudos mais aprofundados

6. CONCLUSÕES

Chegado ao final deste trabalho, é possível reunir um conjunto de conclusões que refletem os objetivos propostos, as etapas desenvolvidas e os resultados alcançados. Ao longo do relatório, foram sendo justificadas as decisões metodológicas adotadas e analisadas as implicações práticas das diferentes abordagens. Nesta secção final, apresenta-se uma análise conclusiva do trabalho realizado, destacando os principais contributos e aprendizagens obtidas. De seguida, são ainda discutidas possíveis perspetivas futuras que poderão complementar ou expandir o estudo desenvolvido.

6.1 ANÁLISES CONCLUSIVAS

O presente trabalho teve como principal objetivo a otimização do funcionamento das turbinas eólicas, tendo um foco especial em realizar a reanálise da curva de potência e em garantir qualidade nos dados meteorológicos utilizados, sempre segundo as recomendações da norma IEC 61400-12-1.

Desta forma, e seguindo uma análise cronológica, um dos primeiros passos consistiu na caracterização do vento, tendo sido abordados conceitos fundamentais como a formação do vento, a Distribuição de *Weibull*, o comportamento do vento ao longo do tempo e perante as turbinas eólicas. Compreender bem estas temáticas revelou-se essencial para a correta interpretação dos dados, bem como para identificar as limitações e particularidades do local de estudo, permitindo, mais tarde, realizar a avaliação do desempenho das turbinas.

Outro dos processos mais importantes do projeto foi a reanálise da curva de potência. Esta etapa revelou-se bastante exigente e implicou uma filtragem criteriosa dos dados brutos. Através do *Windographer* e do auxílio de seis especializados filtros, foi possível garantir a eliminação de dados anómalos, ruído e valores não representativos, resultando numa base de dados mais limpa e coerente com o desempenho real dos aerogeradores. Estas seis *flags* tiveram, como esperado, diferentes impactos no conjunto de dados, havendo uma atenção especial para o *Wind Shear* e para o *Power Manually*. Assim, a primeira *flag*, embora não imposto diretamente pela norma, revelou discrepâncias importantes e contribuiu significativamente para a coerência dos resultados. Isto evidenciou que a incorporação criteriosa de filtros adicionais pode ser benéfica, desde que tecnicamente justificada. A segunda *flag* demonstrou a importância de uma inspeção visual e análise crítica dos dados, permitindo a remoção de situações ambíguas não detetadas automaticamente. A sua aplicação reforçou a importância de uma análise visual e crítica dos dados, sobretudo quando se pretende um modelo fiável.

A metodologia aplicada permitiu ainda validar a orientação correta do setor de medição da turbina 10, que mostrou uma melhoria significativa, e, após isso, realizar as correções e

reestruturações dos dados. Esta tarefa foi crucial para conferir exigência e fiabilidade ao conjunto de dados e permitiu, com a reestruturação em *bins*, finalmente construir a curva de potência de ambas as turbinas, devidamente validadas e completas até aos 6,4 m/s para a Jer-10 e até aos 7,4 m/s para a Jer-11. Contudo, para valores superiores aos indicados, a qualidade dos dados não se verificou suficiente para validação robusta.

Assim sendo, os resultados obtidos permitiram alcançar os objetivos propostos, sendo que foi possível entender o comportamento real das turbinas em operação, obteve-se robustez na construção da curva de potência e evoluiu-se bastante a qualidade dos dados. No entanto, o processo evidenciou também uma elevada dependência a qualidade dos dados brutos e da contextualização local, o que implica que as soluções devem ser sempre adaptadas à realidade de cada parque eólico.

6.2 PERSPETIVAS FUTURAS

A realização deste trabalho evidenciou não só a complexidade envolvida na avaliação rigorosa do desempenho de turbinas eólicas, como também o vasto potencial de desenvolvimento e aprofundamento da metodologia aplicada. Desta forma, há diversas perspetivas que podem ser feitas de maneira a reforçar e complementar os resultados obtidos.

Uma das principais vetentes que pode ser evoluída é a automatização dos processos de filtragem, principalmente no que toca à *flag Power Manually*, que foi realizada de forma manual e visual. A implementação de algoritmos de deteção automática de padrões anómalos, eventualmente com recurso a técnicas de machine learning ou inteligência artificial, poderá não só agilizar o processo como garantir maior uniformidade nos critérios de exclusão de dados.

Numa perspetiva de continuidade do trabalho realizado, seria possível utilizar os dados obtidos em ambas as turbinas e, através de funções de transferência, prever o comportamento das restantes turbinas do parque. A criação de uma função que relacione

as velocidades eólicas medidas e a potência produzida numa turbina com as condições e a produção das restantes permitiria estender a análise a todo o parque com uma menor necessidade de instrumentação adicional. Para além disso, esta abordagem abriria caminho à deteção precoce de anomalias e à aplicação de estratégias de manutenção preditiva, promovendo uma operação mais inteligente e eficiente do parque eólico. Esta análise comparativa poderia revelar tendências e comportamentos comuns ou específicos, trazendo uma perspetiva mais global sobre a otimização de desempenho.

Qualquer projeto, por mais recente que seja, pode rapidamente ficar desatualizado tendo em conta a evolução constante da tecnologia. Desta forma, é necessário apresentar-se sempre uma mentalidade de desenvolvimento, procurando sempre melhorias e possíveis atualizações. Neste caso, estas perspetivas reforçam o caráter dinâmico do setor eólico e a necessidade de uma abordagem crítica, atualizada e tecnicamente sólida, como a que se procurou seguir neste trabalho.

REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS

- [1] «How a Wind Turbine Works - Text Version», Energy.gov. Acedido: 5 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/wind/how-wind-turbine-works-text-version>
- [2] «Wind Turbine Components». Acedido: 5 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <http://ele.aut.ac.ir/~wind/en/tour/wtrb/comp/index.htm>
- [3] A. Distillate, «The Single Wind Turbine: From the Blades to the Grid», p. 3.
- [4] A. Bensalah, G. Barakat, e Y. Amara, «Electrical Generators for Large Wind Turbine: Trends and Challenges», *Energies*, vol. 15, n.º 18, p. 6700, set. 2022, doi: 10.3390/en15186700.
- [5] «Wind Turbine Control Methods». Acedido: 9 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.ni.com/en/solutions/energy/wind-turbine-control-methods.html>

- [6] G. S. Sudharsan, J. Vishnupriyan, e K. V. Anand, «Active flow control in Horizontal Axis Wind Turbine using PI-R controllers», em *2020 6th International Conference on Advanced Computing and Communication Systems (ICACCS)*, Coimbatore, India: IEEE, mar. 2020, pp. 1010–1013. doi: 10.1109/ICACCS48705.2020.9074461.
- [7] A. Distillate, «The Single Wind Turbine: From the Wind to the Blades», n.º 5, p. 7.
- [8] P. Alegre, «ANÁLISE DA INTEGRAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS AO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA».
- [9] D. Song, Q. Chang, S. Zheng, S. Yang, J. Yang, e Y. H. Joo, «Adaptive Model Predictive Control for Yaw System of Variable-speed Wind Turbines», *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 9, n.º 1, pp. 219–224, jan. 2021, doi: 10.35833/MPCE.2019.000467.
- [10] D. Astolfi, F. Castellani, e F. Natili, «Wind Turbine Yaw Control Optimization and Its Impact on Performance», *Machines*, vol. 7, n.º 2, p. 41, jun. 2019, doi: 10.3390/machines7020041.
- [11] «Hadley Cells». Acedido: 2 de novembro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://groups.seas.harvard.edu/climate/eli/research/equable/hadley.html>
- [12] R. F. CRESPO CASA NOVA, «Análise da potência observada num parque eólico nacional».
- [13] «CMMAP». Acedido: 15 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://hogback.atmos.colostate.edu/cmmmap/learn/climate/circ7.html>
- [14] M. E. Carpenter, «Different Types Of Anemometers», Sciencing. Acedido: 15 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.sciencing.com/different-types-anemometers-8526081/>
- [15] C. Jung e D. Schindler, «Wind speed distribution selection – A review of recent development and progress», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 114, p. 109290, out. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.109290.
- [16] Y. M. Gómez, D. I. Gallardo, C. Marchant, L. Sánchez, e M. Bourguignon, «An In-Depth Review of the Weibull Model with a Focus on Various Parameterizations», *Mathematics*, vol. 12, n.º 1, p. 56, dez. 2023, doi: 10.3390/math12010056.
- [17] J. Wang, J. Hu, e K. Ma, «Wind speed probability distribution estimation and wind energy assessment», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 60, pp. 881–899, jul. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.01.057.
- [18] P. Wais, «Two and three-parameter Weibull distribution in available wind power analysis», *Renew. Energy*, vol. 103, pp. 15–29, abr. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.10.041.

- [19] Seara.com, «Abordagens à verificação da curva de potência de um aerogerador», INEGI. Acedido: 3 de novembro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.inegi.pt/pt/noticias/abordagens-a-verificacao-da-curva-de-potencia-de-um-aerogerador/>
- [20] H. Li, «Wind turbine power curve drawing based on method of grid», em *2016 Chinese Control and Decision Conference (CCDC)*, Yinchuan, China: IEEE, mai. 2016, pp. 3896–3899. doi: 10.1109/CCDC.2016.7531665.
- [21] H. Li, «Wind turbine power curve drawing based on method of grid», em *2016 Chinese Control and Decision Conference (CCDC)*, Yinchuan, China: IEEE, mai. 2016, pp. 3896–3899. doi: 10.1109/CCDC.2016.7531665.
- [22] S. Pfaffel, S. Faulstich, e K. Rohrig, «Performance and Reliability of Wind Turbines: A Review», *Energies*, vol. 10, n.º 11, p. 1904, nov. 2017, doi: 10.3390/en10111904.
- [23] X. Zheng, Y. Yao, Z. Hu, Z. Yu, e S. Hu, «Influence of Turbulence Intensity on the Aerodynamic Performance of Wind Turbines Based on the Fluid-Structure Coupling Method», *Appl. Sci.*, vol. 13, n.º 1, p. 250, dez. 2022, doi: 10.3390/app13010250.
- [24] J. Whale, M. P. McHenry, e A. Malla, «Scheduling and conducting power performance testing of a small wind turbine», *Renew. Energy*, vol. 55, pp. 55–61, jul. 2013, doi: 10.1016/j.renene.2012.11.032.
- [25] M. Lydia, S. S. Kumar, A. I. Selvakumar, e G. E. Prem Kumar, «A comprehensive review on wind turbine power curve modeling techniques», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 452–460, fev. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.10.030.
- [26] M. Schlechtingen, I. F. Santos, e S. Achiche, «Using Data-Mining Approaches for Wind Turbine Power Curve Monitoring: A Comparative Study», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, n.º 3, pp. 671–679, jul. 2013, doi: 10.1109/TSTE.2013.2241797.
- [27] V. Sohoni, S. C. Gupta, e R. K. Nema, «A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems», *J. Energy*, vol. 2016, pp. 1–18, 2016, doi: 10.1155/2016/8519785.
- [28] A. Kusiak, H. Zheng, e Z. Song, «Models for monitoring wind farm power», *Renew. Energy*, vol. 34, n.º 3, pp. 583–590, mar. 2009, doi: 10.1016/j.renene.2008.05.032.
- [29] A. Kusiak e W. Li, «The prediction and diagnosis of wind turbine faults», *Renew. Energy*, vol. 36, n.º 1, pp. 16–23, jan. 2011, doi: 10.1016/j.renene.2010.05.014.
- [30] T. Shaw, «Automatic Weather Station», em *2024 6th International Conference on Energy, Power and Environment (ICEPE)*, Shillong, India: IEEE, jun. 2024, pp. 1–5. doi: 10.1109/ICEPE63236.2024.10668900.
- [31] N. R. Nadi, F. Bingol, e M. Badger, «Offshore Wind Energy Estimation in the Bay of Bengal with Satellite Wind Measurement», em *2019 1st International Conference on*

- Advances in Science, Engineering and Robotics Technology (ICASERT)*, Dhaka, Bangladesh: IEEE, mai. 2019, pp. 1–8. doi: 10.1109/ICASERT.2019.8934915.
- [32] A. Piasecki, J. Jurasz, e A. Kies, «Measurements and reanalysis data on wind speed and solar irradiation from energy generation perspectives at several locations in Poland», *SN Appl. Sci.*, vol. 1, n.º 8, p. 865, ago. 2019, doi: 10.1007/s42452-019-0897-2.
- [33] S. Brune, J. D. Keller, e S. Wahl, «Evaluation of wind speed estimates in reanalyses for wind energy applications», *Adv. Sci. Res.*, vol. 18, pp. 115–126, jul. 2021, doi: 10.5194/asr-18-115-2021.
- [34] B. Jourdier, «Evaluation of ERA5, MERRA-2, COSMO-REA6, NEWA and AROME to simulate wind power production over France», *Adv. Sci. Res.*, vol. 17, pp. 63–77, jun. 2020, doi: 10.5194/asr-17-63-2020.
- [35] K. Dejmal, F. Hudec, P. Kolar, e J. Novotny, «Evaluation of measurement quality of selected elements on the meteorological stations Meteos6 and Davis Vantage Pro 2 in the military quarters area of Černá Pole», em *2017 International Conference on Military Technologies (ICMT)*, Brno, Czech Republic: IEEE, mai. 2017, pp. 318–324. doi: 10.1109/MILTECHS.2017.7988777.
- [36] M. Nsabagwa, M. Byamukama, J. S. Otim, e R. Okou, «Network densification strategies for Automatic Weather Stations: Challenges and opportunities for Uganda», em *2016 IST-Africa Week Conference*, Durban, South Africa: IEEE, mai. 2016, pp. 1–8. doi: 10.1109/ISTAFRICA.2016.7530633.
- [37] B. Jourdier, «Evaluation of ERA5, MERRA-2, COSMO-REA6, NEWA and AROME to simulate wind power production over France», *Adv. Sci. Res.*, vol. 17, pp. 63–77, jun. 2020, doi: 10.5194/asr-17-63-2020.
- [38] M. A. Gutierrez, J. Tiana-Alsina, O. Bischoff, J. Cateura, e F. Rocardenbosch, «Performance evaluation of a floating Doppler wind lidar buoy in mediterranean near-shore conditions», em *2015 IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium (IGARSS)*, Milan, Italy: IEEE, jul. 2015, pp. 2147–2150. doi: 10.1109/IGARSS.2015.7326228.
- [39] D. Dubov, B. Aprahamian, e M. Aprahamian, «Comparison between conventional wind measurement systems and SODAR systems for remote sensing including examination of real wind data», em *2017 15th International Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA)*, Sofia, Bulgaria: IEEE, jun. 2017, pp. 106–109. doi: 10.1109/ELMA.2017.7955411.
- [40] V. Prema, M. S. Bhaskar, D. Almakhles, N. Gowtham, e K. U. Rao, «Critical Review of Data, Models and Performance Metrics for Wind and Solar Power Forecast», *IEEE Access*, vol. 10, pp. 667–688, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3137419.

- [41] H. Wei Tong, Y. X. Zhang, e L. G. Fan, «Meteorological Data Acquisition System Based on Wind Power Prediction Methods and Research». [Online]. Disponível em: <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.512-515.732>
- [42] L. Ma, X. Gu, e B. Wang, «Correction of Outliers in Temperature Time Series Based on Sliding Window Prediction in Meteorological Sensor Network», *Information*, vol. 8, n.º 2, p. 60, mai. 2017, doi: 10.3390/info8020060.
- [43] Department of Computer Science and Engineering, Graphic Era (Deemed to be University), Dehradun, India., M. Mahajan, S. Kumar, Department of Computer Science and Engineering, Graphic Era (Deemed to be University), Dehradun, India., B. Pant, e Department of Computer Science and Engineering, Graphic Era (Deemed to be University), Dehradun, India., «Outlier Detection in Climatology Time Series with Sliding Window Prediction», *Int. J. Innov. Technol. Explor. Eng.*, vol. 8, n.º 10, pp. 966–970, ago. 2019, doi: 10.35940/ijitee.J9123.0881019.
- [44] M. A. Gutierrez, J. Tiana-Alsina, O. Bischoff, J. Cateura, e F. Rocadenbosch, «Performance evaluation of a floating Doppler wind lidar buoy in mediterranean near-shore conditions», em *2015 IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium (IGARSS)*, Milan, Italy: IEEE, jul. 2015, pp. 2147–2150. doi: 10.1109/IGARSS.2015.7326228.
- [45] D. Dubov, B. Aprahamian, e M. Aprahamian, «Comparison between conventional wind measurement systems and SODAR systems for remote sensing including examination of real wind data», em *2017 15th International Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA)*, Sofia, Bulgaria: IEEE, jun. 2017, pp. 106–109. doi: 10.1109/ELMA.2017.7955411.
- [46] V. Prema, M. S. Bhaskar, D. Almakhles, N. Gowtham, e K. U. Rao, «Critical Review of Data, Models and Performance Metrics for Wind and Solar Power Forecast», *IEEE Access*, vol. 10, pp. 667–688, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3137419.
- [47] W. Tong Hu, Y. X. Zhang, e L. G. Fan, «Meteorological Data Acquisition System Based on Wind Power Prediction Methods and Research». maio de 2012. [Online]. Disponível em: <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.512-515.732>
- [48] A. Honrubia, A. Viguera-Rodríguez, E. G. Lazaro, e D. Rodríguez-Sánchez, «The influence of wind shear in wind turbine power estimation».
- [49] M. Sanchez Gomez e J. K. Lundquist, «The effect of wind direction shear on turbine performance in a wind farm in central Iowa», *Wind Energy Sci.*, vol. 5, n.º 1, pp. 125–139, jan. 2020, doi: 10.5194/wes-5-125-2020.

ANEXOS

ANEXO A – TABELAS COMPLEMENTARES

Tabela A-1 - Coordenadas geográficas de todas as turbinas de JAU

Turbinas a medir a curva	Jer-10	824 948	9 403 135
	Jer-11	824 747	9 402 941
Restantes turbinas de JAU	Aro-01	820766.40	9409984.00
	Aro-02	820597.10	9409760.00
	Aro-03	820412.60	9409549.00
	Aro-04	820262.00	9409318.00
	Aro-05	820082.00	9409093.00
	Aro-06	819815.00	9408523.00
	Aro-07	823750.00	9408186.00
	Aro-08	823654.50	9407925.00
	Aro-09	823532.00	9407673.00

	Aro-10	823409.50	9407420.00
	Aro-11	823252.90	9407188.00
	Aro-12	823104.70	9406950.00
	Aro-13	822960.00	9406710.00
	Aro-14	822846.40	9406454.00
	Jer-01	822768.60	9406138.00
	Jer-02	822679.70	9405825.00
	Jer-03	822478.90	9405569.00
	Jer-04	825617.00	9405117.00
	Jer-05	825568.65	9404732.70
	Jer-06	825534.02	9404454.86
	Jer-07	825498.20	9404177.00
	Jer-08	825260.60	9403599.00
	Jer-09	825120.80	9403356.00
	Jer-12	824531.70	9402761.00
	Jer-13	824316.90	9402581.00
	Jer-14	824122.10	9402379.00
	Umb-01	823920.40	9402185.00
	Umb-02	823693.50	9402020.00
	Umb-03	823491.80	9401826.00
	Umb-04	823304.20	9401617.00
	Umb-05	823155.90	9401380.00
	Umb-06	823024.70	9401132.00
	Umb-07	822920.10	9400872.00
	Umb-08	822771.90	9400634.00
	Umb-09	822623.60	9400396.00
	Umb-10	827284.00	9402477.00
	Umb-11	827199.00	9402212.00
	Umb-12	827114.00	9401948.00
	Umb-13	827030.00	9401686.00
	Umb-14	826944.00	9401420.00

Tabela A-2 - Parâmetros geométricos e setoriais das turbinas vizinhas em relação à turbina Jer-10

Jer-10	Distância [m]	dist/D	Ângulo perturbado/2 [°]	Orientação [°]	Setor perturbado [°]	
Aro-01	8024,73	87,23	11,58	328,59	0,00	0,00
Aro-02	7926,08	86,15	11,60	326,70	0,00	0,00
Aro-03	7855,64	85,39	11,61	324,73	0,00	0,00
Aro-04	7758,22	84,33	11,62	322,84	0,00	0,00
Aro-05	7692,70	83,62	11,63	320,76	0,00	0,00
Aro-06	7441,79	80,89	11,67	316,39	0,00	0,00
Aro-07	5191,17	56,43	12,15	346,65	0,00	0,00
Aro-08	4961,63	53,93	12,22	344,89	0,00	0,00
Aro-09	4753,85	51,67	12,29	342,67	0,00	0,00
Aro-10	4552,89	49,49	12,37	340,25	0,00	0,00
Aro-11	4393,27	47,75	12,44	337,30	0,00	0,00

Aro-12	4237,06	46,06	12,50	334,21	0,00	0,00
Aro-13	4090,67	44,46	12,57	330,92	0,00	0,00
Aro-14	3928,53	42,70	12,66	327,66	0,00	0,00
Jer-01	3710,62	40,33	12,78	324,03	0,00	0,00
Jer-02	3518,83	38,25	12,90	319,86	0,00	0,00
Jer-03	3467,25	37,69	12,93	314,59	0,00	0,00
Jer-04	2091,80	22,74	14,47	18,65	0,00	0,00
Jer-05	1713,95	18,63	15,31	21,22	5,91	36,54
Jer-06	1444,02	15,70	16,17	23,93	7,76	40,10
Jer-07	1178,25	12,81	17,38	27,83	10,45	45,21
Jer-08	559,37	6,08	24,05	33,95	9,91	58,00
Jer-09	280,41	3,05	33,69	37,99	4,30	71,68
Jer-11	279,78	3,04	33,72	226,10	192,38	259,82
Jer-12	559,78	6,08	24,04	228,08	204,04	252,11
Jer-13	839,91	9,13	19,93	228,73	208,80	248,66
Jer-14	1119,81	12,17	17,72	227,54	209,82	245,25
Umb-01	1399,60	15,21	16,34	227,25	210,91	243,59
Umb-02	1678,54	18,25	15,41	228,37	212,96	243,78
Umb-03	1958,21	21,28	14,73	228,05	0,00	0,00
Umb-04	2237,65	24,32	14,22	227,28	0,00	0,00
Umb-05	2508,46	27,27	13,83	225,60	0,00	0,00
Umb-06	2777,02	30,19	13,52	223,84	0,00	0,00
Umb-07	3038,81	33,03	13,27	221,87	0,00	0,00
Umb-08	3315,31	36,04	13,04	221,03	0,00	0,00
Umb-09	3592,48	39,05	12,85	220,32	0,00	0,00
Umb-10	2426,71	26,38	13,94	105,73	0,00	0,00
Umb-11	2432,70	26,44	13,93	112,30	0,00	0,00
Umb-12	2469,75	26,85	13,88	118,73	0,00	0,00
Umb-13	2536,43	27,57	13,80	124,84	0,00	0,00
Umb-14	2631,43	28,60	13,68	130,67	0,00	0,00

Tabela A-3 - Parâmetros geométricos e setoriais das turbinas vizinhas em relação à turbina Jer-11

Jer-11	Distância [m]	dist/D	Ângulo perturbado/2 [°]	Orientação [°]	Setor perturbado [°]	
Aro-01	8089,86	87,93	11,58	330,53	0,00	0,00
Aro-02	7982,30	86,76	11,59	328,68	0,00	0,00
Aro-03	7902,48	85,90	11,60	326,74	0,00	0,00
Aro-04	7796,01	84,74	11,61	324,88	0,00	0,00
Aro-05	7720,47	83,92	11,63	322,83	0,00	0,00
Aro-06	7448,45	80,96	11,66	318,54	0,00	0,00
Aro-07	5338,84	58,03	12,10	349,24	0,00	0,00
Aro-08	5102,25	55,46	12,18	347,64	0,00	0,00
Aro-09	4885,39	53,10	12,25	345,60	0,00	0,00

Aro-10	4674,32	50,81	12,32	343,38	0,00	0,00
Aro-11	4502,02	48,93	12,39	340,62	0,00	0,00
Aro-12	4332,20	47,09	12,46	337,73	0,00	0,00
Aro-13	4171,01	45,34	12,54	334,64	0,00	0,00
Aro-14	3993,99	43,41	12,62	331,59	0,00	0,00
Jer-01	3759,43	40,86	12,75	328,25	0,00	0,00
Jer-02	3548,17	38,57	12,88	324,37	0,00	0,00
Jer-03	3471,14	37,73	12,93	319,21	0,00	0,00
Jer-04	2343,62	25,47	14,06	21,80	0,00	0,00
Jer-05	1971,29	21,43	14,71	24,65	0,00	0,00
Jer-06	1706,39	18,55	15,33	27,48	12,15	42,81
Jer-07	1446,58	15,72	16,16	31,30	15,14	47,46
Jer-08	834,96	9,08	19,98	38,00	18,01	57,98
Jer-09	558,79	6,07	24,06	42,04	17,98	66,10
Jer-10	279,78	3,04	33,72	46,10	12,38	79,82
Jer-12	280,32	3,05	33,69	230,05	196,36	263,74
Jer-13	560,57	6,09	24,02	230,04	206,02	254,06
Jer-14	840,15	9,13	19,93	228,02	208,09	247,94
Umb-01	1119,89	12,17	17,72	227,54	209,82	245,26
Umb-02	1399,02	15,21	16,34	228,83	212,48	245,17
Umb-03	1678,61	18,25	15,41	228,38	212,97	243,79
Umb-04	1957,93	21,28	14,73	227,45	0,00	0,00
Umb-05	2228,69	24,22	14,24	225,54	0,00	0,00
Umb-06	2497,48	27,15	13,85	223,59	0,00	0,00
Umb-07	2759,87	30,00	13,54	221,44	0,00	0,00
Umb-08	3036,72	33,01	13,27	220,56	0,00	0,00
Umb-09	3314,24	36,02	13,04	219,83	0,00	0,00
Umb-10	2579,48	28,04	13,74	100,36	0,00	0,00
Umb-11	2558,46	27,81	13,77	106,56	0,00	0,00
Umb-12	2567,22	27,90	13,76	112,76	0,00	0,00
Umb-13	2605,56	28,32	13,71	118,79	0,00	0,00
Umb-14	2672,45	29,05	13,63	124,69	0,00	0,00

ANEXO B – CÓDIGO *PYTHON*

```
# 1. Importar as bibliotecas necessárias

import pandas as pd

from datetime import timedelta

# 2. Definir os caminhos do ficheiro de entrada e do ficheiro de saída

input_file = r"C:\Users\Utilizador\Desktop\Henrique EDP\Tese\Parte prática\3 -
Agora a sério\Jer-11\Jer 11 - Status\Status_7872_2023-09-01_2024-11-23_1.csv"

output_file = r"C:\Users\Utilizador\Desktop\Henrique EDP\Tese\Parte prática\3 -
Agora a sério\Jer-11\Jer 11 - Status\Status_final.csv"

# 3. Ler o ficheiro CSV original com delimitador ';'

df = pd.read_csv(input_file, delimiter=';')

# 4. Limpar e converter a coluna 'Date'

if 'Date' in df.columns:

    df['Date'] = df['Date'].str.strip()

    df['Date'] = pd.to_datetime(df['Date'], format='%m/%d/%Y',
errors='coerce').dt.strftime('%d/%m/%Y')

else:

    raise ValueError("A coluna 'Date' não foi encontrada no arquivo.")

# 5. Converter a coluna 'Time' de formato AM/PM para 24 horas

if 'Time' in df.columns:

    df['Time'] = pd.to_datetime(df['Time'], format='%I:%M:%S %p',
errors='coerce').dt.strftime('%H:%M:%S')

else:

    raise ValueError("A coluna 'Time' não foi encontrada no arquivo.")

# 6. Criar a coluna 'Date/time' a partir da junção de 'Date' e 'Time'
```

```

df.insert(5, 'Date/time', pd.to_datetime(df['Date'] + ' ' + df['Time'],
format='%d/%m/%Y %H:%M:%S', errors='coerce'))

# 7. Garantir que os valores de tempo não são anteriores ao início da campanha
df['Date/time'] = df['Date/time'].apply(lambda dt: max(dt, pd.Timestamp('2023-09-
04 08:10')))

# 8. Função para ajustar os minutos para múltiplos de 10
def adjust_to_nearest_10(datetime_value):
    if not pd.isnull(datetime_value):
        minutes = datetime_value.minute
        rounded_minutes = (minutes // 10) * 10 + (10 if minutes % 10 >= 5 else 0)
        if rounded_minutes == 60:
            adjusted_time = datetime_value + timedelta(hours=1, minutes=-minutes)
        else:
            adjusted_time = datetime_value.replace(minute=rounded_minutes,
second=0)
        return adjusted_time
    return datetime_value

# 9. Aplicar a função de arredondamento à coluna 'Date/time'
df['Date/time'] = df['Date/time'].apply(adjust_to_nearest_10)

# 10. Converter a coluna 'Time diff.' de hh:mm:ss para minutos
def convert_to_minutes(time_str):
    try:
        if pd.isnull(time_str):
            return 0
        time_str = str(time_str).strip()
        h, m, s = map(int, time_str.split(':'))
        return h * 60 + m + s / 60
    except Exception as e:
        print(f"Erro ao processar '{time_str}': {e}")

```

```

        return 0

df['Duration_minutes'] = df['Time diff.'].apply(convert_to_minutes)

# 11. Expandir eventos com duração superior a 10 minutos
expanded_rows = []
for _, row in df.iterrows():
    start_time = row['Date/time']
    duration = row['Duration_minutes']
    end_time = start_time + timedelta(minutes=duration)

    while start_time < end_time:
        new_row = row.copy()
        new_row['Date/time'] = start_time
        expanded_rows.append(new_row)
        start_time += timedelta(minutes=10)

# 12. Criar novo DataFrame com os registos expandidos
expanded_df = pd.DataFrame(expanded_rows)

# 13. Garantir que o diretório de saída existe (opcional)
import os
os.makedirs(os.path.dirname(output_file), exist_ok=True)

# 14. Guardar o ficheiro final consolidado
expanded_df.to_csv(output_file, sep=';', index=False)

# 15. Mensagem de confirmação
print(f"Ficheiro finalizado salvo em: {output_file}")

```