

**FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO**

# **Monitorização e Análise do Desempenho da Manutenção de Parques Eólicos**

**Francisco Subtil**



Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Cláudio Monteiro

6 Julho, 2020



# Resumo

A presente dissertação foi realizada no âmbito da Tese de Mestrado de Engenharia Eletrotécnica e Computadores sobre a Monitorização e Análise do Desempenho da Manutenção de parques eólicos. Esteve inserida no ambiente empresarial da empresa FINERGE S.A. responsável por vários parques eólicos, com o objetivo de avaliar a manutenção dos seus parques visto esta ser realizada por terceiros.

Foram estudadas as componentes dos parques eólicos e dos seus aerogeradores de forma a conhecer melhor todo o parque, foram analisadas os tipos de falhas que ocorrem mais frequentemente e as componentes do aerogerador mais suscetíveis a avaria. Abordaram-se também os vários tipos de manutenção feita em parque eólicos, as situações em que cada uma é utilizada e as suas vantagens.

Foram utilizados dados relativos ao parque eólico da Benespera mais concretamente dados das produções dos aerogeradores, das condições mecânicas e climatéricas a que estavam a funcionar e dos estados em que se encontravam os aerogeradores relativos a vários anos. Estes dados foram tratados através de uma ferramenta que nos permite determinar quais os valores a que o aerogerador deveria estar a funcionar e verificar se foram falhas ou avarias detetadas e colmatadas pela manutenção. Após obter-se uma base de dados de todos os intervalos de 10 minutos relativo a cada aerogerador procedeu-se à sua análise.

**Palavras-chave:** Energias Renováveis, Energia Eólica, Parques Eólicos, Avarias, Manutenção

# Abstract

This dissertation was carried out within the scope of the Master's Thesis of Electrical and Computer Engineering on the subject of Monitoring and Analysis of the performance of the maintenance of wind farms. It was inserted in the business environment of the company FINERGE S.A. responsible for several wind farms, with the objective of evaluating the maintenance of its parks as it is carried out by third parties.

The components of the wind farms and their turbines were studied in order to get to know the whole park better, the types of failure that occur most frequently and the wind turbine components most susceptible to damage were analyzed. The various types of maintenance carried out in wind farms, the situations in which each one is used and its advantages were also addressed.

Data on the Benespera wind farm related to several years was used, more specifically data on the production of the wind turbines, the mechanical and climatic conditions at which they were operating and the states in which the wind turbines were functioning. This data was treated using a tool that allows us to determine which values the wind turbine should be operating and to check if there were faults or malfunctions detected and covered by maintenance. After obtaining a database of all 10 minute intervals for each wind turbine its analysis was carried out.

**Keywords:** Renewable Energy, Wind Power, Wind Power Plant, Malfunctions, Maintenance

# Agradecimentos

Primeiramente gostaria de deixar o meu agradecimento ao meu orientador Professor Cláudio Monteiro pelo conhecimento transmitido, pelas recomendações dadas e pela disponibilidade que mostrou ao longo da execução deste trabalho.

Agradeço à FINERGE S.A. pela oportunidade da realização da dissertação no seu ambiente empresarial, embora a curta estadia devido à situação atual em que se encontra o mundo senti-me muito bem acolhido por todos os seus membros.

Um agradecimento especial ao Engenheiro Hugo Carvalho responsável pela orientação da dissertação na FINERGE pelo conhecimento transmitido e que sempre se mostrou disponível a tirar qualquer dúvida que surgiu.

Um agradecimento a toda a minha família especialmente pais e avós e irmã que me deram as oportunidades para estar onde estou hoje e se mostravam sempre prontos para ajudar.

Finalmente um agradecimento a todos os meus amigos, tanto aos que entraram comigo como os que fiz que tornaram esta jornada mais fácil.

Francisco Subtil

*“Por vezes sentimos que aquilo que fazemos não é senão uma gota de água no mar. Mas o mar  
seria menor se lhe faltasse uma gota”*

Madre Teresa de Calcutá

# Conteúdo

|          |                                                             |           |
|----------|-------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>Introdução</b>                                           | <b>1</b>  |
| 1.1      | Contextualização e Motivação . . . . .                      | 1         |
| 1.2      | Objetivos . . . . .                                         | 3         |
| 1.3      | Estrutura da dissertação . . . . .                          | 4         |
| 1.4      | Dados Utilizados . . . . .                                  | 4         |
| 1.5      | Dissertação em ambiente empresarial . . . . .               | 5         |
| <b>2</b> | <b>Manutenção de Parques Eólicos</b>                        | <b>7</b>  |
| 2.1      | Equipamentos do Parque Eólico . . . . .                     | 7         |
| 2.1.1    | Aerogerador . . . . .                                       | 8         |
| 2.1.2    | Componentes do aerogerador . . . . .                        | 9         |
| 2.1.3    | Subestação . . . . .                                        | 11        |
| 2.1.4    | Edifício de comando . . . . .                               | 12        |
| 2.2      | Falhas de Equipamentos em Parques Eólicos . . . . .         | 13        |
| 2.3      | Procedimentos de Manutenção em Parques Eólicos . . . . .    | 16        |
| 2.3.1    | Tipos de Manutenção . . . . .                               | 17        |
| 2.3.2    | Manutenção corretiva . . . . .                              | 17        |
| 2.3.3    | Manutenção preventiva . . . . .                             | 18        |
| 2.3.4    | Manutenção preventiva Sistemática . . . . .                 | 18        |
| 2.3.5    | Manutenção preventiva Condicionada . . . . .                | 19        |
| 2.4      | Análise de Desempenho de um Parque Eólico . . . . .         | 21        |
| 2.4.1    | Processo de avaliação de desempenho . . . . .               | 22        |
| 2.4.2    | Fatores que afetam o desempenho . . . . .                   | 23        |
| 2.4.3    | Dados de alta frequência . . . . .                          | 31        |
| 2.4.4    | Curva de potência . . . . .                                 | 32        |
| 2.4.5    | Normas . . . . .                                            | 33        |
| <b>3</b> | <b>Metodologia de avaliação do desempenho da manutenção</b> | <b>35</b> |
| 3.1      | Tratamento de dados . . . . .                               | 36        |
| 3.1.1    | Sincronização de registos de operação . . . . .             | 37        |
| 3.1.2    | Sincronização de registos de manutenção . . . . .           | 39        |
| 3.2      | Metodologia de análise da curva de potência . . . . .       | 39        |
| 3.2.1    | Curva de potência de referência . . . . .                   | 40        |
| 3.2.2    | Estimativa do desvio de desempenho . . . . .                | 43        |
| 3.3      | Estimativa dos índices de indisponibilidade . . . . .       | 45        |
| 3.4      | Indicadores de desempenho de manutenção . . . . .           | 46        |

|          |                                                    |           |
|----------|----------------------------------------------------|-----------|
| <b>4</b> | <b>Validação e teste da ferramenta</b>             | <b>49</b> |
| 4.1      | Análise Aerogerador 1 . . . . .                    | 50        |
| 4.1.1    | Análise dos pontos de operação . . . . .           | 51        |
| 4.1.2    | Análise estatística . . . . .                      | 55        |
| 4.2      | Análise Aerogerador 2 . . . . .                    | 57        |
| 4.2.1    | Análise dos pontos de operação . . . . .           | 57        |
| 4.2.2    | Análise estatística . . . . .                      | 59        |
| 4.3      | Análise Aerogerador 8 . . . . .                    | 61        |
| 4.3.1    | Análise dos pontos de operação . . . . .           | 61        |
| 4.3.2    | Análise estatística . . . . .                      | 64        |
| 4.4      | Dados relativos a todos os aerogeradores . . . . . | 66        |
| <b>5</b> | <b>Conclusões e desenvolvimento futuro</b>         | <b>71</b> |
| <b>A</b> | <b>Apendice</b>                                    | <b>73</b> |
|          | <b>Referências</b>                                 | <b>75</b> |

# Lista de Figuras

|      |                                                                                                 |    |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1.1  | Evolução da Capacidade Eólica em Portugal. Fonte: APREN . . . . .                               | 2  |
| 2.1  | Esquema de um parque eólico. FONTE:[12] . . . . .                                               | 8  |
| 2.2  | Exemplo de curvas de potência e de coeficiente de potência. Fonte: ENERCON .                    | 8  |
| 2.3  | Componentes de um aerogerador. Fonte: ESAB . . . . .                                            | 9  |
| 2.4  | Exemplo de Subestação de parque eólico. Fonte: Portal IG . . . . .                              | 11 |
| 2.5  | Edifício de comando com celas modulares. Fonte: EEP . . . . .                                   | 13 |
| 2.6  | Curva de banheira. Fonte: NG . . . . .                                                          | 14 |
| 2.7  | Falhas num aerogerador e tempo médio de reparação por componente. Fonte: [8]                    | 15 |
| 2.8  | Classificação de manutenção . . . . .                                                           | 17 |
| 2.9  | Manutenção Corretiva vs Manutenção preventiva Fonte: [23] . . . . .                             | 18 |
| 2.10 | Manutenção Corretiva vs Manutenção preventiva Condicionada e Sistemática. Fonte: [23] . . . . . | 19 |
| 2.11 | Otimização da manutenção. Adaptado de: [24] . . . . .                                           | 21 |
| 2.12 | Processo de avaliação de performance. Adaptado de: [19] . . . . .                               | 22 |
| 2.13 | Curva de potência com erros de entrada de dados . . . . .                                       | 23 |
| 2.14 | Curva de potência com formação de gelo no anemómetro . . . . .                                  | 24 |
| 2.15 | Curva de potência com falhas de consistência . . . . .                                          | 24 |
| 2.16 | Curva de potência com desalinhamento das pás . . . . .                                          | 25 |
| 2.17 | Curva de potência com desalinhamento do sistema de yaw . . . . .                                | 25 |
| 2.18 | Curva de potência com alteração de sistemas de controlo . . . . .                               | 26 |
| 2.19 | Curva de potência com falha de sistemas de controlo . . . . .                                   | 26 |
| 2.20 | Curva de potência com formação de gelo nas pás . . . . .                                        | 27 |
| 2.21 | Curva de potência com acumulação de sujidades nas pás . . . . .                                 | 27 |
| 2.22 | Curva de potência para cada densidade do vento . . . . .                                        | 28 |
| 2.23 | Curva de potência com "de-rating" . . . . .                                                     | 28 |
| 2.24 | Curva de potência com turbulência . . . . .                                                     | 29 |
| 2.25 | Curva de potência com de-rating . . . . .                                                       | 30 |
| 2.26 | Curva de potência com influência da rede . . . . .                                              | 30 |
| 2.27 | Curva de potência com redução de ruído . . . . .                                                | 31 |
| 2.28 | Curva de potência com recolha de dados de 10 minutos e 1 segundo . . . . .                      | 31 |
| 2.29 | Curva de potência com recolha de dados de 10 minutos e 2 segundos . . . . .                     | 32 |
| 3.1  | Curva de potência de inicialização . . . . .                                                    | 41 |
| 3.2  | Intervalo de Confiança da curva (V, P, R) . . . . .                                             | 43 |
| 4.1  | Curva de potência e Cp do ENERCON-E82 . . . . .                                                 | 49 |
| 4.2  | Pontos de operação do Aerogerador 1 . . . . .                                                   | 50 |
| 4.3  | Pontos de operação TOSP . . . . .                                                               | 51 |

|      |                                                                |    |
|------|----------------------------------------------------------------|----|
| 4.4  | Pontos de operação para Manutenção Corretiva . . . . .         | 52 |
| 4.5  | Pontos de operação para todos os tipos de Manutenção . . . . . | 53 |
| 4.6  | Pontos de operação para reformas e modificações . . . . .      | 54 |
| 4.7  | Pontos de operação para power limitation . . . . .             | 54 |
| 4.8  | Pontos de operação do Aerogerador 2 . . . . .                  | 57 |
| 4.9  | Pontos de operação para TOSP . . . . .                         | 57 |
| 4.10 | Pontos de operação para todos os tipos de Manutenção . . . . . | 58 |
| 4.11 | Pontos de operação para power limitation . . . . .             | 58 |
| 4.12 | Pontos de operação do Aerogerador 8 . . . . .                  | 61 |
| 4.13 | Pontos de operação para TOSP . . . . .                         | 61 |
| 4.14 | Pontos de operação para todos os tipos de manutenção . . . . . | 62 |
| 4.15 | Pontos de operação para power limitation . . . . .             | 63 |

# Lista de Tabelas

|      |                                                                  |    |
|------|------------------------------------------------------------------|----|
| 2.1  | Vantagens e desvantagens dos tipos de manutenção Fonte:[11] [23] | 20 |
| 3.1  | Exemplo de estados ENERCON                                       | 37 |
| 3.2  | Exemplo de estados para um aerogerador                           | 38 |
| 3.3  | Exemplo de reports diários para um aerogerador                   | 39 |
| 4.1  | Ponto TOSP                                                       | 51 |
| 4.2  | Ponto Corretiva                                                  | 52 |
| 4.3  | Desvios de operação e tempo por estado aerogerador 1             | 55 |
| 4.4  | Disponibilidade aerogerador 1                                    | 56 |
| 4.5  | Indicadores de performance aerogerador 1                         | 56 |
| 4.6  | Desvios de operação e tempo por estado aerogerador 2             | 59 |
| 4.7  | Disponibilidade aerogerador 2                                    | 60 |
| 4.8  | Indicadores de performance aerogerador 2                         | 60 |
| 4.9  | Ponto TOSP                                                       | 62 |
| 4.10 | Ponto de Manutenção                                              | 63 |
| 4.11 | Desvios de operação e tempo por estado aerogerador 8             | 64 |
| 4.12 | Disponibilidade aerogerador 8                                    | 65 |
| 4.13 | Indicadores de performance aerogerador 8                         | 65 |
| 4.14 | Energia total produzida e paragens por aerogerador nos 3 anos    | 66 |
| 4.15 | Indisponibilidade por aerogerador                                | 67 |
| 4.16 | KPI por aerogerador                                              | 68 |
| 4.17 | Média de desvios de operação e horas para todos aerogeradores    | 69 |
| A.1  | Características do ENERCON E-82                                  | 73 |
| A.2  | Parte da tabela de referência (V,P,R,bV,bP,bR)                   | 74 |

# Abreviaturas

|       |                                              |
|-------|----------------------------------------------|
| kWh   | KiloWatt hora                                |
| MW    | MegaWatt                                     |
| m/s   | metros por segundo                           |
| rpm   | Rotações por minuto                          |
| SCADA | Supervisory Control and Data Acquisition     |
| IEC   | International Electrothecnichal Commission   |
| APREN | Associação Portuguesa de Energias Renováveis |
| EEP   | Electrical Engineering Portal                |

# Capítulo 1

## Introdução

No presente capítulo foi feita uma pequena contextualização sobre os assuntos a ser tratados e qual o objetivo que se pretende atingir com este trabalho. Dá-nos também um vislumbre sobre a estrutura da tese, o que foi usado para a desenvolver e o ambiente em que foi realizada.

### 1.1 Contextualização e Motivação

Cada vez mais é imprescindível o investimento na área das energias renováveis, pois vivemos num planeta cujos recursos são finitos. A energia eléctrica é actualmente um bem essencial e indispensável no dia-a-dia do ser humano, tendo que se deixar cada vez mais de lado as fontes de energia fósseis e optar por uma energia mais limpa, a energia de fontes renováveis.

Um dos principais objectivos da União Europeia, até ao ano de 2050, é reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, tendo como objetivo ser o primeiro continente a ser neutro no que toca às alterações climáticas. Para isso foi apresentada uma proposta conhecida como European Green Deal[21] que, embora em um estado inicial, tem como objetivos o mapeamento de políticas estratégicas com o objetivo de reduzir emissões e um grande investimento em investigação e novas tecnologias de ponta na área das energias.

Mais especificamente, podemos conferir que Portugal está a fazer também esforços para o aumento da potência instalada e consequentemente da produção de energia de fontes renováveis como se pode verificar no gráfico 1.1. [2]:

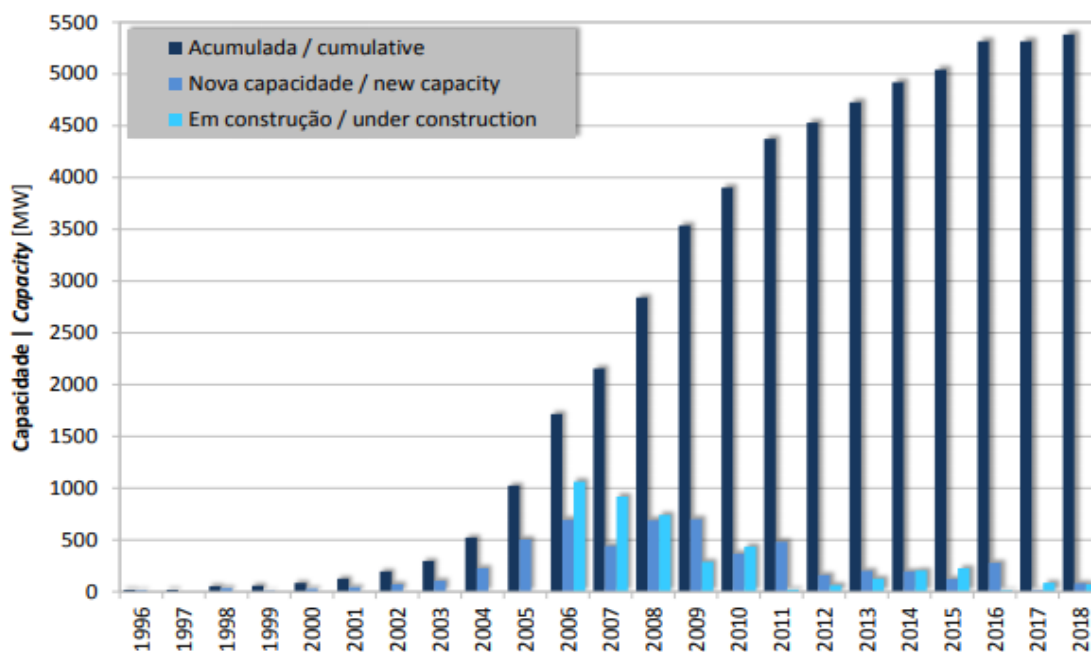


Figura 1.1: Evolução da Capacidade Eólica em Portugal. Fonte: APREN

A componente renovável em Portugal tem tido um grande aumento, mais acentuado na energia eólica, visto que no ano de 2000 tinha apenas uma potência instalada de 83 MW e uma produção de energia de 0,15 TWh, valores que são agora muito diferentes com potência instalada de aproximadamente 5400 MW e uma produção de energia de 13,4 TWh no ano de 2019.

Em Portugal existem aproximadamente 250 parques eólicos e mais de 2600 aerogeradores[2] e cerca de 20% deles estão a chegar ao final do seu tempo de vida útil, sendo o tempo médio de vida de um aerogerador à volta dos 20 anos. Isto leva-nos a que a manutenção destes e até a substituição terá que ser realizada constantemente e brevemente para continuar com os objectivos não só de manter mas como também aumentar a produção de energia de fonte eólica e renovável. Visto o propósito de uma empresa ser ter o máximo lucro possível é também de extrema importância a manutenção e a garantia de continuidade de funcionamento dos aerogeradores de modo a assegurar que estes produzem energia durante o máximo tempo possível de forma a minimizar as perdas relativas às indisponibilidades.

Uma das empresas mais presentes no sector eólico em Portugal é a FINERGE, que opera mais de 45 centrais eólicas no país, compostas por mais de 500 aerogeradores que produzem cerca de 2400 TWh de energia [1]. A FINERGE possui uma vasta quantidade de equipamentos pelos diversos parques, equipamentos estes que precisam de ser monitorizados e mantidos.

A manutenção dos equipamentos é crucial pois permite-nos saber o estado das máquinas, tanto de funcionamento como de longevidade aumentando o tempo de vida e permitindo uma melhor

gestão da indisponibilidade, pois uma taxa de avarias elevada pode por em causa a fiabilidade de todo o sistema.

Os custos de operação e manutenção de um parque eólico têm um peso significativo, entre os 10 e 20% do valor total de energia, valores que só aumentam com o avançar dos anos em que os aerogeradores estão em operação[33]. Pelos altos custos que a manutenção acarreta, tem que ser pensada e gerida de forma a minimizar os tempos das indisponibilidades, minimizando consequentemente as perdas.

Este trabalho é de especial importância para esta empresa pois a manutenção dos seus parques e das suas diferentes tecnologias é realizada por terceiros a partir de diversas equipas, isto porque a subcontratação destas atividades é economicamente mais viável[22]. Fica assim uma tarefa dificultada para a FINERGE ter noção da eficácia da manutenção realizada nos seus parques. Daí se originou a motivação para a presente tese onde foram tratados e analisados dados relativos às intervenções realizadas de forma a monitorizar e analisar a manutenção dos parques.

## 1.2 Objetivos

Os objectivos que se pretendem obter com a realização deste trabalho são os seguintes:

- Identificação de causas de falha ou indisponibilidade em parques eólicos
- Caracterização de procedimentos de manutenção de um parque eólico
- Desenvolvimento e implementação de uma ferramenta para análise da manutenção
- Análise estatística de intervenções de manutenção num parque eólico
- Teste e validação de alguns casos de estudo

Temos assim como objectivo de estudo as causas dos diversos tipos de indisponibilidades que ocorrem em todo um parque eólico, caracterizar estatisticamente as frequências destas indisponibilidades tal como o tempo que cada uma delas ocupa de modo a analisar a manutenção realizada nestes parques.

### 1.3 Estrutura da dissertação

Esta tese foi estruturada em 5 capítulos.

No Capítulo 1 foi feita uma introdução geral ao tema, a motivação para o presente trabalho, os objetivos que se pretende atingir com ele, a sua estrutura, como e onde foi realizada.

No Capítulo 2 é onde se encontra o estado da arte e foi aprofundado o conhecimento sobre parques eólicos. Quais são os constituintes de um parque, o tipo de falhas que podem ocorrer, quais os procedimentos de manutenção que se realizam.

No Capítulo 3 foi feita a análise dos dados obtidos e fornecidos pela empresa e a caracterização do tipo de avarias e foi desenvolvida uma ferramenta com o objetivo de tratar e processar os dados obtidos.

No Capítulo 4 realizou-se a validação e teste do modelo desenvolvido, testando-se a ferramenta para analisar o tipo de intervenções realizadas em cada aerogerador.

No Capítulo 5 foram tiradas conclusões e abordado o que se poderá fazer a seguir e as novas direções que se podem tomar para a continuação deste trabalho.

### 1.4 Dados Utilizados

Para a realização deste trabalho foi necessário obter informação relativamente às condições de funcionamento dos aerogeradores e da sua manutenção. Todos os dados obtidos são referentes ao parque eólico da Benespera.

Para isso foram fornecidos pela FINERGE dados relativos às produções dos aerogeradores e em que condições estavam a produzir como a velocidade do vento, número de rotações e a temperatura.

Foi-nos fornecida uma lista de estados em que cada um deles está atribuído um tipo de avaria ou falha. Temos também o estado em que se encontra um aerogerador para certos instantes.

Temos também dados de quando as equipas de manutenção atuavam, dos estados em que se encontravam os aerogeradores e o tipo de manutenção realizada.

## **1.5 Dissertação em ambiente empresarial**

A realização desta tese foi integrada no ambiente de trabalho e equipas da FINERGE tendo sido uma oportunidade de colaborar na resolução de desafios de inovação da empresa e adquirir experiência em ambiente de trabalho empresarial.

A FINERGE foi criada no ano de 1996 e é actualmente, em Portugal, o segundo maior produtor de energia eléctrica de fontes renováveis, com mais de 45 parques distribuídos por mais de 34 concelhos. A sua estratégia de negócio consiste maioritariamente na construção e aquisição de vários parques eólicos por Portugal, embora estejam a começar a ser feitos investimentos fora do país e em outras áreas das energias renováveis. Uma questão de grande importância para a FINERGE é a sustentabilidade, a produção de energia mais limpa reduzindo emissões de  $CO_2$  de modo a ajudar ao combate às alterações climáticas.



## Capítulo 2

# Manutenção de Parques Eólicos

Segundo a norma Portuguesa NP EN 013306:2007 a definição de manutenção é "Combinação de todas as acções técnicas, administrativas e de gestão, durante o ciclo de vida de um bem, destinadas a mantê-lo ou repô-lo num estado em que ele pode desempenhar a função requerida."

Em qualquer setor industrial, a supervisão e manutenção de equipamentos é essencial para garantir o bom funcionamento de todo o sistema. Saber o estado das máquinas e das suas componentes ajuda-nos a melhorar a qualidade e a eficácia da manutenção como também nos ajuda a prever não só quando voltará a acontecer a avaria como também o tipo de avaria que poderá acontecer no futuro. O mesmo acontece num parque eólico.

Foram, portanto, abordadas neste capítulo todas as componentes integrantes de um parque eólico como as falhas que ocorrem nestes e os tipos de manutenção que são lavadas a cabo.

### 2.1 Equipamentos do Parque Eólico

Um parque eólico não é só constituído por aerogeradores. Dentro deste existe uma subestação e um edifício de comando, interligados com os aerogeradores a partir da rede de cabos de média tensão instalada pelo parque. Cada um destes componentes foi analisado com mais detalhe nas seguintes secções.

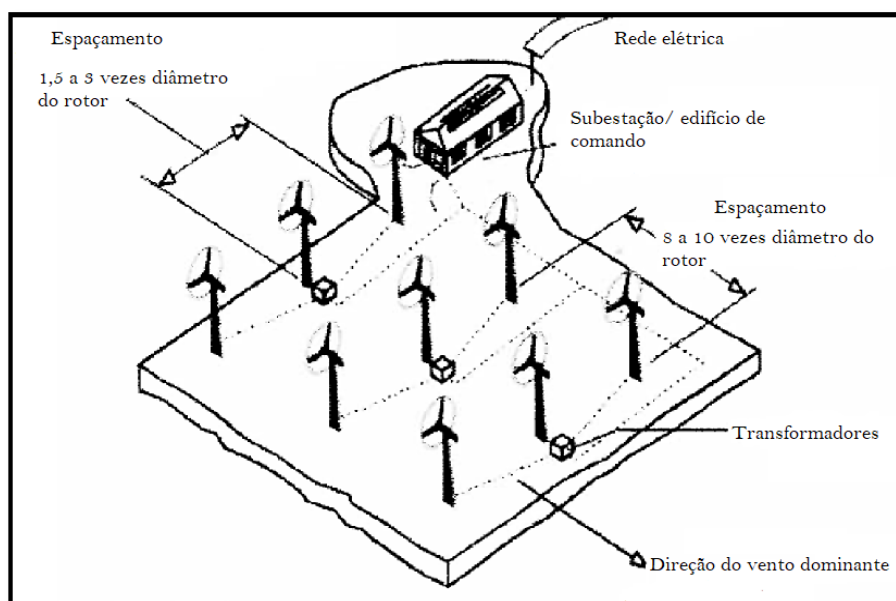


Figura 2.1: Esquema de um parque eólico. FONTE:[12]

### 2.1.1 Aerogerador

O aerogerador é onde é feita a transformação da energia cinética do vento em energia mecânica e de seguida em energia elétrica. A potência a que estes funcionam depende da velocidade do vento, e todos os geradores têm uma característica que nos dá essa informação, à qual se dá a designação de curva de potência, específica para cada tipo de aerogerador. Existe também um fator importante designado de coeficiente de potência, que nos dá a eficiência do aerogerador, ou a percentagem de energia do vento que é convertida em energia elétrica[7].

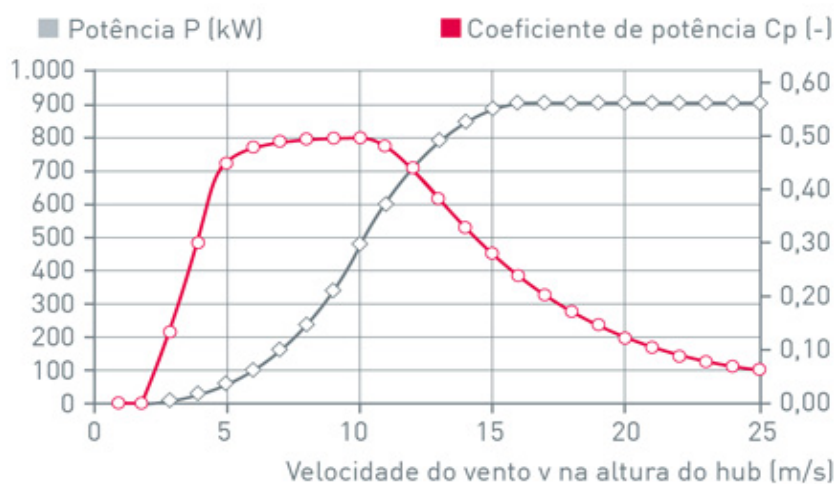


Figura 2.2: Exemplo de curvas de potência e de coeficiente de potência. Fonte: ENERCON

Observa-se que o gerador só começa a produzir para uma velocidade do vento próxima dos 3m/s a 4m/s a que se chama "cut-in speed", pois não é relevante produzir energia para valores de velocidade do vento inferiores. A potência a que o aerogerador opera vai aumentar significativamente e a partir dos 15m/s por muito alta que seja a velocidade do vento a potência a que o aerogerador vai estar a funcionar vai manter-se constante, devido a limitações físicas e elétricas dos componentes. O coeficiente de potência começa a subir de valor no momento em que o aerogerador começa a produzir e o seu pico encontra-se por volta dos valores de 5m/s e os 10m/s. O valor deste começa novamente a descer à medida que a velocidade do vento vai aumentando, o que é lógico visto a potência manter-se constante para quando o vento sobe para grandes valores. Este tem um valor máximo teórico de 59,3%[7] de acordo com a lei de Betz.

Existe também a velocidade a que o aerogerador é retirado de serviço devido a elevada velocidade do vento que poderia causar danos na turbina, esta é chamada de cut-out speed. Este valor encontra-se por volta dos 25m/s. Todos estes valores, embora semelhantes, podem variar dependendo do aerogerador e das suas condições de funcionamento.

### 2.1.2 Componentes do aerogerador

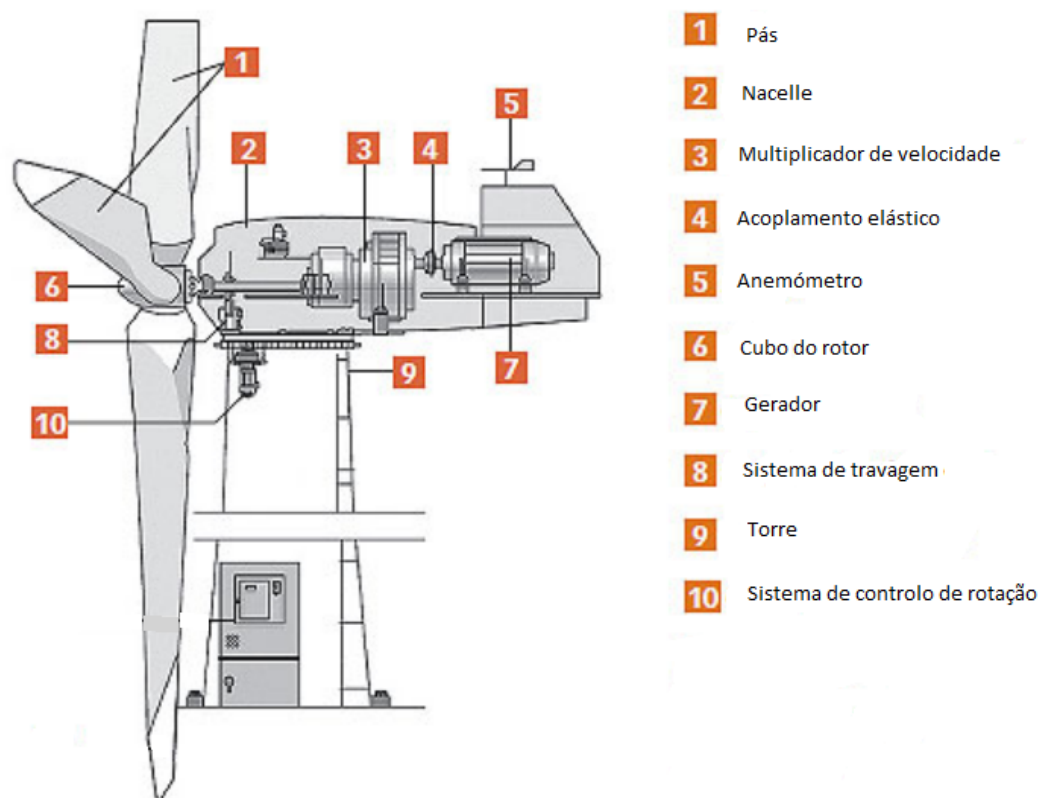


Figura 2.3: Componentes de um aerogerador. Fonte: ESAB

Na base do aerogerador encontra-se a torre cujo objectivo é suportar a nacelle e o rotor onde se encontram as pás. Há vários tipos de construção das torres mas a mais comum nos dias de hoje são as de formato tubular em aço. A altura mais comum destas está compreendida entre os 80 e os 100 metros, entre 1 e 1.5 vezes o diâmetro do rotor com as pás, embora possa haver torres mais altas. A torre corresponde a cerca de 20 a 30% do investimento total do aerogerador[34].

A nacelle é uma estrutura de grande porte com um grande compartimento onde estão albergadas diversas componentes como o gerador, mecanismo de orientação, veios e a multiplicadora.

O veio é um componente importante pois o desempenho do sistema depende dele. Nele está o cubo que é onde são fixadas as pás, geralmente 3 devido ao conjunto ser mais estável e para maiores velocidades o rendimento é maior. O cubo tem uma ligeira inclinação para cima por questões de segurança, de forma a evitar a colisão entre as pás e a torre. As pás podem ter controlo do ângulo de pitch, isto é um mecanismo que nos permite que rodem sobre si próprias de modo que o vento incida sobre elas de maneira desejada, de forma a aumentar ou reduzir a velocidade de rotação destas[3].

A caixa de velocidades, ou multiplicadora, é uma componente que nem todos os aerogeradores possuem. Esta faz a elevação da velocidade de rotação do veio do rotor (entre 7 a 12 rpm) para o veio do gerador que pode chegar a mais de 1500rpm. Quando não tem caixa de velocidades o gerador está diretamente ligado ao rotor, rodando à mesma velocidade deste. Para este efeito é necessário um gerador especial, que gire a velocidades mais baixas, com mais pólos. Este tipo de geradores tem maiores custos que um gerador de alta rotação. As vantagens de não existir esta componente refletem-se na manutenção; não só existe um menor desgaste mecânico das componentes devido à inferior velocidade de rotação como não tem que se realizar a manutenção da multiplicadora[32].

A conversão de energia mecânica em energia elétrica é feita no gerador. Estes podem ser síncronos ou assíncronos. Se a velocidade de rotação do veio do gerador se mantiver, controlada através da multiplicadora, o gerador de indução(assíncrono) é o mais aconselhável em termos económicos. Neste caso será necessário baterias de condensadores para corrigir o fator de potência[27].

O sistema de controlo de orientação é importante para um maior proveito da energia do vento. Este é composto por um motor que permite a rotação da nacelle, de forma a que o vento incida sobre as pás o mais perpendicular ao plano do rotor possível.

O anemómetro encontra-se por norma no topo da Nacelle. O seu objetivo é a monitorização da velocidade do vento e da sua direção. Existem também outro tipo de sensores por todo o aerogerador por volta de 50, número que pode chegar até aos 2000 em turbinas mais recentes, com o propósito de fazer medições de vibração, temperatura, rotações, desgaste mecânico, etc[23].

Os travões existem por razões de segurança, servem para reduzir a velocidade das turbinas ou até pará-las quando a velocidade do vento é demasiado alta e possa ameaçar a integridade do aerogerador. Servem também para bloquear as turbinas quando há ações de manutenção. Este situa-se por baixo do veio do rotor.

Existe um conversor que vai transformar a corrente contínua gerada em corrente alternada de forma poder ser injetada na rede.

Há ainda um transformador que vai fazer a elevação da tensão à saída do aerogerador para cerca de 20 kV de forma a que a energia possa percorrer a rede de média tensão do parque até à subestação.

### 2.1.3 Subestação

A subestação é a instalação do parque onde decorre a elevação de tensão de modo à energia poder ser injetada na rede de transporte ou de distribuição e encontra-se a montante da interligação a estas. A razão da necessidade da elevação da tensão deve-se ao facto de as perdas aumentarem com o aumento da corrente, logo, para a mesma quantidade de potência ser transmitida aumentamos a tensão, reduzindo assim a corrente e consequentemente as perdas[6].



Figura 2.4: Exemplo de Subestação de parque eólico. Fonte: Portal IG

O equipamento responsável por esta elevação de tensão é o transformador de potência. Por norma apenas existe um, mas na situação de existirem potências muito grandes tem-se a opção de instalar dois transformadores mais pequenos em paralelo, em detrimento de um de maior potência. Estes transformadores possuem, em geral, um comutador de tomadas. Este comutador serve para se poder alterar o rácio de transformação, no caso em que se altere o regime de cargas. Este tipo de transformador requer custos muito elevados, sendo a sua reparação ou substituição processos dispendiosos e morosos, o que torna os sistemas de deteção de avarias e proteção de especial importância.

Outro tipo de transformadores existentes nos parques são os de medida. Existem dois tipos de transformador desta categoria, de tensão e de corrente em que o objetivo deles é reduzir as respetivas grandezas elétricas de forma a que possam ser detetadas pelos aparelhos de medição e proteção.

Para a proteção contra descargas atmosféricas utilizam-se DST (descarregadores de sobretensões), principalmente nos transformadores de potência, que necessitam de 3 DST no primário (para cada fase) e 4 DST para o secundário (3 para as fases e 1 para o neutro)[9].

A aparelhagem de corte serve como medida de proteção dos vários componentes da instalação. Dentro dela encontram-se disjuntores que possuem um considerável poder de corte para sustentar o desligamento/ligamento de equipamentos ou instalações em situação de avaria ou de manutenção. Seccionadores são também usados para retirar de serviço uma componente ou uma secção para manutenção embora não tenham poder de corte, logo o seu fecho/abertura só é possível em vazio e realizada manualmente por um operador[13].

Baterias de condensadores servem para compensar a potência reativa. Embora esta não produza trabalho, feito pela potência ativa, e tenha efeitos negativos no equipamento como quedas de tensão e perdas, ela é necessária para o consumo de máquinas assíncronas e transformadores pois é responsável pela criação de um fluxo magnético nas máquinas. Este equipamento é também necessário por razões económicas, devido às penalizações impostas pela rede no que toca a energia reativa[13].

#### **2.1.4 Edifício de comando**

O edifício de comando faz a conexão entre a rede de MT do parque e a subestação e, por norma, encontra-se a junto a esta. É neste edifício que se encontram os diversos equipamentos responsáveis pelo controlo, proteção e comando do parque e contagem de energia que permitem que o funcionamento desta instalação seja automática. Este é composto com um conjunto de celas compactas responsáveis pela proteção e interligação dos ramais do parque[9].



Figura 2.5: Edifício de comando com celas modulares. Fonte: EEP

Estas células instaladas modularmente têm como objetivo:

- proteção dos transformadores
- proteção das baterias de condensadores
- proteção dos ramais
- medição e contagem da rede MT dentro do parque

Estas celas são normalmente compostas por disjuntores, com fácil instalação devido às suas dimensões reduzidas, e podem ser combinadas com outras celas. Elas possuem na parte frontal, para além dos disjuntores, seccionadores e lâmpadas de aviso que alertam quando há tensão. O disjuntor protege o circuito, um seccionador abre-o e o outro escoia as correntes de defeito para a terra.

O sistema de contagem encontra-se no edifício de comando e faz a contagem de toda a energia, tanto ativa como reativa que entra e sai do parque.

## 2.2 Falhas de Equipamentos em Parques Eólicos

As operadoras dos parques eólicos tentam focar-se nas componentes mais críticas de um parque de forma a reduzir os tempos de reparação e a taxa de avarias, maximizando o desempenho. As componentes críticas são aquelas em que as suas falhas são as mais difíceis de prever e que a sua manutenção não planeada vai causar longos períodos de indisponibilidade[20]. As turbinas de um parque eólico não estão todas a funcionar nas mesmas condições, o que resulta em diferentes máquinas terem maior ou menor desgaste. Este facto tornaria uma possível manutenção à base de tempo menos eficaz e provavelmente mais dispendiosa, visto os intervalos serem curtos, haver

muito mais intervenções e a substituição de componentes que ainda estariam operacionais durante algum tempo.

A "curva de banheira" é uma função que nos indica a taxa de avarias de um equipamento em função do tempo e é dividida em 3 secções[4].

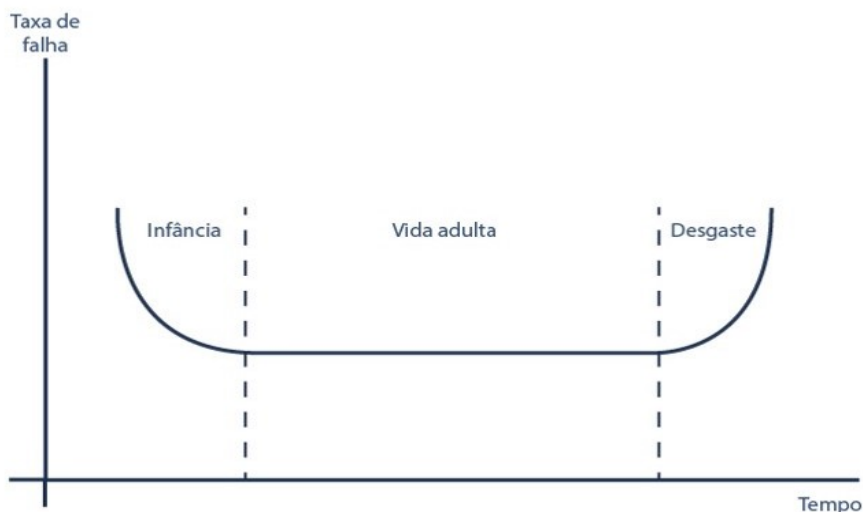


Figura 2.6: Curva de banheira. Fonte: NG

A primeira região corresponde à "infância" do componente e é uma fase em que a taxa de avarias é relativamente alta, embora desça ao longo do tempo. Este número elevado de falhas pode dever-se a factos como defeitos de instalação, defeitos de fabrico nos componentes ou uso indevido de componentes.

A segunda região é a mais longa em termos de tempo e designa-se de "vida adulta" que corresponde ao tempo de vida útil do componente. Nesta fase o número de avarias é relativamente menor e constante dando-se de forma aleatória.

A terceira e última região corresponde à "velhice", tempo final de vida onde já se encontra algum desgaste do uso contínuo dos componentes. A taxa de falhas nesta altura aumenta ao longo do tempo.

Existem 3 tipos de falhas de componentes num parque eólico[10]:

- Falhas mecânicas
- Falhas elétricas
- Falhas eletrónicas

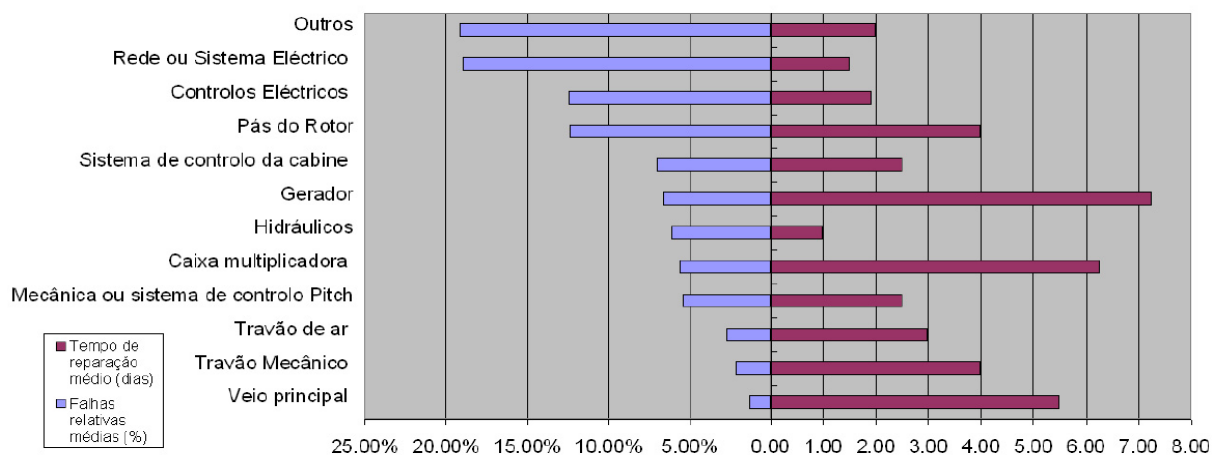


Figura 2.7: Falhas num aerogerador e tempo médio de reparação por componente. Fonte: [8]

O tipo de avarias mais frequente são as de carácter eléctrico e electrónico mas, em contrapartida, o tempo que estas componentes estão fora de serviço é bastante reduzido. As falhas eléctricas ocorrem normalmente graças a correntes de curto-circuito e problemas de isolamento. As falhas electrónicas acontecem mais frequentemente e ocorrem em todo o tipo de sensores. O elevado número de ocorrências deste tipo deve-se à grande quantidade de sensores presente num aerogerador, o que aumenta a probabilidade de ocorrerem. Este tipo de avarias pode dever-se a descargas atmosféricas, mas tem uma resolução simples, que é a substituição do componente, sem a necessidade de equipamentos próprio, como guias. Embora este problema tenha uma resolução simples, não se deve ter em menor conta, pois mesmo sendo uma pequena avaria pode resultar na paragem de toda a turbina, o que tem custos adicionais[8].

Por último, temos as falhas mecânicas que embora ocorram com menos frequência possuem tempos de reparação muito elevados. É de ter em especial atenção o gerador, o veio principal e a caixa multiplicadora, pelo elevado tempo de reparação ou substituição que lhes está associado. Todos estes componentes, devido às suas dimensões e ao facto de se encontrarem na nacelle, necessitam que equipamentos específicos sejam mobilizados para realizar aquela manutenção. Devido à altura a que estão instalados são geralmente necessárias guias, que nem sempre se encontram disponíveis, daí o elevado tempo de reparação/substituição[3].

O gerador é um dos componentes que estatisticamente tem um maior tempo de substituição. Algumas falhas relacionadas com ele podem dever-se ao sobreaquecimento de rolamentos devido a altas rotações e ao deterioramento da resistência de isolamento, devido a altas temperaturas. Impurezas dentro do rotor e do estator podem também estar na origem de falhas, como poeiras e humidades. A tecnologia nos geradores está bastante estudada e num estado maduro, mas a constante necessidade de aumento de potência leva à necessidade da utilização de novos materiais, com melhores características, o que pode levar a avarias. O tipo de avarias pode também variar de gerador para gerador dependendo da sua potência.

A caixa de velocidades é outro componente mecânico na origem de várias falhas nos aerogeradores. A gestão da manutenção deste tem que ser feita com planeamento, pois é das partes do aerogerador que acarreta mais custos, tanto de reparação como de substituição. As suas falhas podem ter origem na falta de lubrificação, desalinhamento e desgaste dos rolamentos, vibrações e altas temperaturas, que causam a degradação dos seus componentes a longo prazo.

Os outros componentes mecânicos que causam elevados tempos de indisponibilidade são as pás e, consequentemente, o veio. O controlo de pitch causa também muitas avarias no aerogerador, cerca de 23% [20]. As avarias nas pás devem-se frequentemente a condições atmosféricas, como descargas elétricas e a formação de gelo que podem levar a fissuras, que pode estar na origem da destruição da pá.

## 2.3 Procedimentos de Manutenção em Parques Eólicos

A manutenção tem um papel crucial na gestão e organização de um parque eólico. Não só para garantir que todas os componentes de um parque estão nas condições corretas de funcionamento, como para assegurar que é realizada da forma mais eficaz possível. Isto significa que cause indisponibilidades com tempo reduzido, que as intervenções feitas tenham uma frequência baixa e que os materiais que sejam substituídos e reparados o sejam só quando necessário.

Nesta secção foram abordadas as técnicas de manutenção existentes num parque eólico e os melhores procedimentos no que toca à organização e gestão desta.

Qualquer equipamento que esteja em funcionamento sofre desgaste, quer a sua utilização seja intensa ou de mais baixa frequência. Para garantir o bom funcionamento do todo é necessário que todas as peças estejam em condições de funcionar corretamente, isso implica que os componentes sejam constantemente monitorizados e que necessitem de intervenção ao longo do seu tempo de vida útil. Quando a gestão da manutenção é realizada de forma ótima esta pode levar a alguns benefícios, sendo alguns deles [8]:

- Aumento de produtividade
- Aumento da qualidade de processos
- Redução de equipamentos defeituosos
- Aumento da credibilidade face a clientes

Evidentemente, a manutenção acarreta gastos associados ao custo dos materiais de substituição ou manutenção, a requisição de mão de obra, neste caso subcontratação, a mobilização de equipamentos especiais, como gruas e as deslocações aos locais da falha, o que dificulta a logística em volta do processo de gestão da manutenção.

Apesar do elevado peso logístico e financeiro requerido pela manutenção, é sempre preferível realizar manutenção do que recorrer à poupança de recursos para a reduzir o investimento devido à falta de manutenção. Os custos gerados pela fraca ou indevida manutenção são ultrapassados em perdas pelo reduzido desempenho dos materiais que não estão a funcionar na sua total capacidade, isto devido a:

- Redução de produtividade, reduzindo assim o rendimento
- Frequência de paragens maior, aumentando a indisponibilidade
- Perda de confiança dos clientes por aumento da indisponibilidade

### 2.3.1 Tipos de Manutenção

A manutenção pode subdividir-se em duas categorias: a manutenção corretiva, que é realizada após uma falha, e a preventiva, realizada antes de uma falha e para garantir que estas não aconteçam. Dentro da manutenção preventiva podemos ter duas categorias, a manutenção sistemática e a condicionada[23].

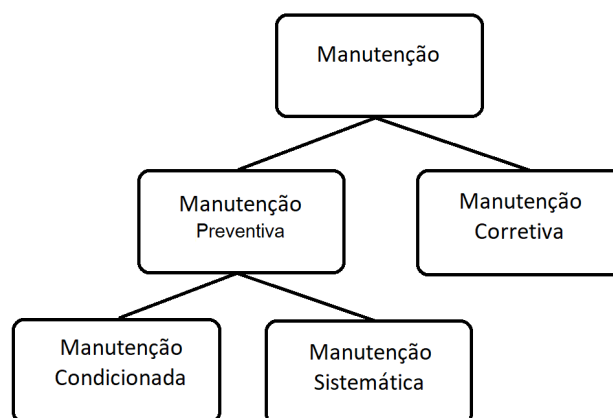


Figura 2.8: Classificação de manutenção

### 2.3.2 Manutenção corretiva

Este tipo de manutenção baseia-se na lógica de substituição ou manutenção de uma componente quando esta falha. Esta estratégia pode ter as suas vantagens, como a poupança de recursos, visto os equipamentos serem apenas substituídos quando deixam de realizar as suas funções, sendo aproveitados até ao final do seu tempo de vida útil, e o número de intervenções pode ser reduzido. O uso exclusivo desta estratégia não é uma boa solução, pois assim a manutenção preventiva é reduzida, significando que o sistema vai estar em funcionamento até que ocorra uma falha.

Outro aspeto importante a ter em conta é que embora o número de intervenções da manutenção corretiva seja reduzido, devido a só ocorrerem quando há avaria, esta pode originar falhas que causam tempo de indisponibilidades muito elevados, devido ao cariz não preditivo, o que dificulta a mobilização de recursos e a sua reparação/substituição. O mesmo não acontece na manutenção preventiva que embora seja realizada frequentemente causa baixos períodos de indisponibilidade.

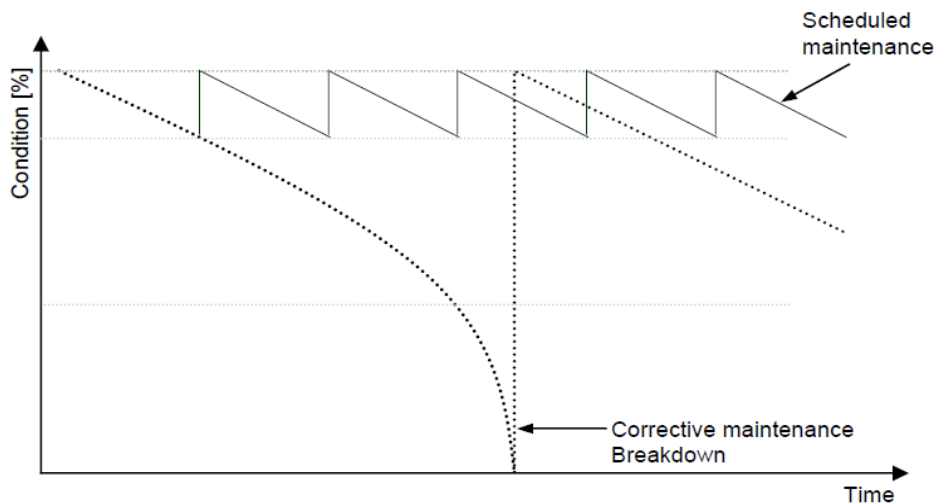


Figura 2.9: Manutenção Corretiva vs Manutenção preventiva Fonte: [23]

### 2.3.3 Manutenção preventiva

A manutenção preventiva é realizada dentro de certos intervalos, de tempo ou quando algum critério dos componentes assume valores de risco à integridade do funcionamento correto do sistema. Existem dois tipos de manutenção preventiva, a condicionada e a sistemática, em que a sua maior diferença é a decisão de quando se realiza a manutenção.

#### 2.3.4 Manutenção preventiva Sistemática

Este tipo de manutenção (*scheduled*) é realizada de acordo com um calendário de manutenção e substituição/reparação. Este calendário pode ser à base de tempo ou da idade e uso dos componentes e é realizada de forma a que a probabilidade de falhas seja reduzida

A manutenção à base de tempo, tal como o nome indica, é realizada sistematicamente de intervalo em intervalo de tempo, enquanto a baseada em idade dos componentes pode não ser só medida em tempo de vida mas também ao uso, como por exemplo rotações ou tempo de funcionamento.

Este tipo de manutenção garante que o número de falhas que ocorrem é reduzido, o que é bom pois garante uma maior fiabilidade ao sistema. Em contrapartida vão ser substituídas peças cujo

tempo de vida útil ainda não estaria terminado. Outro ponto positivo desta manutenção é que o seu planeamento vai ser realizado com tempo, facilitando a sua gestão e logística.

### 2.3.5 Manutenção preventiva Condicionada

A manutenção condicionada (condition based) baseia-se na monitorização dos componentes dos quais se está constantemente a tirar medições dos valores indicativos do estado em que se encontram. Esta manutenção pode ser contínua ou ser marcada. Assim, pode-se obter uma estimativa de quando é mais provável o equipamento falhar, substituindo-o na melhor altura possível, não depois de avariar nem muito antes pois teria ainda tempo útil de utilização[28].

O facto de se poder prever quando uma falha vai suceder ajuda-nos na gestão da manutenção podendo assim reduzir custos e as indisponibilidades. Um aspeto relevante sobre este tipo de manutenção é a possibilidade da criação de bases de dados que no futuro nos podem dar informação sobre a percentagem de falhas e o tempo médio de indisponibilidade causados por cada componente.

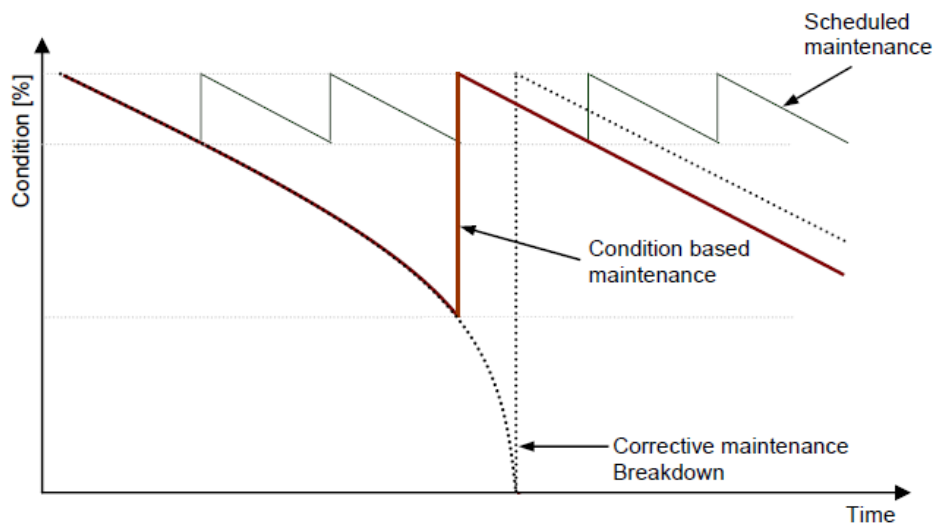


Figura 2.10: Manutenção Corretiva vs Manutenção preventiva Condicionada e Sistemática. Fonte: [23]

Foi representado na tabela 2.1 as vantagens e desvantagens da utilização de cada tipo de manutenção.

Tabela 2.1: Vantagens e desvantagens dos tipos de manutenção Fonte:[11] [23]

| Tipo de Manutenção      | Vantagens                                                                                                                                                                                                                                                                              | Desvantagens                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|-------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Corretiva               | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Baixo custo de manutenção devido às reduzidas intervenções.</li> <li>• Uso de componentes até ao final do seu tempo de vida útil.</li> </ul>                                                                                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Acréscimo do risco de danos a materiais devido a elevado tempo de indisponibilidade.</li> <li>• Impossibilidade de previsão e agendamento de manutenção.</li> <li>• Logística relativamente a peças de substituição longa e complicada.</li> </ul> |
| Preventiva Sistemática  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tempo de indisponibilidades reduzido.</li> <li>• Possibilidade de agendamento de manutenção.</li> <li>• Logística de peças de substituição facilitada.</li> </ul>                                                                             | <ul style="list-style-type: none"> <li>• As componentes não são usadas na totalidade do seu tempo de vida útil.</li> <li>• Custos de manutenção elevados comparativamente com corretiva.</li> </ul>                                                                                         |
| Preventiva Condicionada | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso de componentes até quase ao final do seu tempo de vida útil.</li> <li>• Tempo de indisponibilidades reduzido.</li> <li>• Possibilidade de agendamento de manutenção.</li> <li>• Logística de peças de substituição facilitada.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Necessidade de vários hardware de monitorização.</li> <li>• Custos agravados devido à necessidade de elevada monitorização.</li> </ul>                                                                                                             |

Há vantagens e desvantagens inerentes a cada tipo de manutenção realizada, sendo o objetivo principal reduzir o custo total de produção. Reduzir os custos de manutenção aumenta as indisponibilidades perdendo assim energia devido à não produção dos aerogeradores. Optar por uma melhor manutenção vai diminuir as indisponibilidades mas vai acarretar mais encargos. O propósito é encontrar o ponto de equilíbrio entre a perda de rendimentos por uma manutenção menos eficaz com os custos inerentes à manutenção, como mostrado no gráfico 2.11 tem-se como objetivo encontrar esse ponto ótimo.

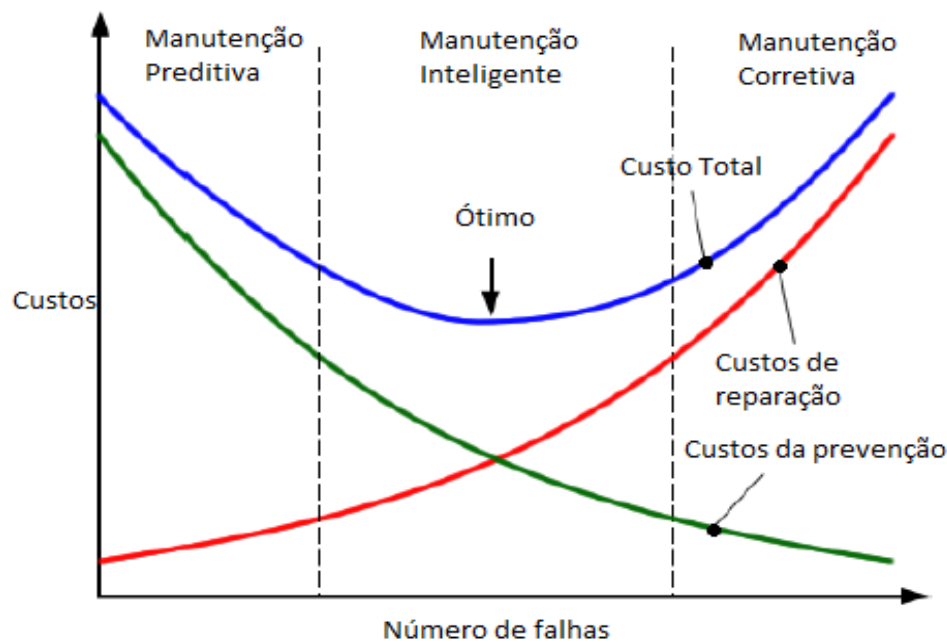


Figura 2.11: Otimização da manutenção. Adaptado de: [24]

Vários estudos foram realizados no âmbito de determinar qual o tipo de manutenção que é mais eficaz em termos de redução de custos. Embora cada caso seja um caso, por norma as técnicas de manutenção preventiva condicionada podem reduzir os custos totais de manutenção em quase 50% em relação à manutenção corretiva e em cerca de 30% em relação às técnicas de manutenção preventiva sistemática[25]. Embora o esforço financeiro inicial para este tipo de manutenção seja elevado, devido à quantidade de equipamento de monitorização necessário a longo prazo pode ser vantajoso.

## 2.4 Análise de Desempenho de um Parque Eólico

A análise e monitorização do funcionamento de um parque eólico é algo de elevada importância para o operador do parque. Esta é uma área que tem ganho cada vez mais relevância ao longo dos anos, na medida em que os operadores pretendem aumentar a disponibilidade e o desempenho dos seus parques, de forma a maximizar a quantidade de energia elétrica produzida, maximizando assim os seus lucros.

A definição de disponibilidade é a obtenção dos instantes de tempo em que os aerogeradores estão a produzir ou estão com capacidade de o fazer. O desempenho de um parque é um conceito relativamente mais complexo. Este é a diferença entre a potência produzida num parque sob certas condições e a estimada pelo fabricante para as mesmas condições, que se consegue obter através das curvas de potência, o que envolve a análise e monitorização de várias quantidades de diferentes tipos de dados.

### 2.4.1 Processo de avaliação de desempenho

Para a realização desta análise de desempenho é necessária a monitorização de várias variáveis por todo o parque. Estes dados são obtidos a partir do sistema de SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) que é um sistema não apenas usado no setor eólico mas usado em grande escala em todas as áreas que necessitem de monitorização e controlo de variáveis[5]. Este sistema adquire e guarda todos os dados relativos a sensores e armazena-os em bases de dados para serem posteriormente utilizados.

A partir da figura 2.12 podemos observar a metodologia de análise de desempenho de um aerogerador.

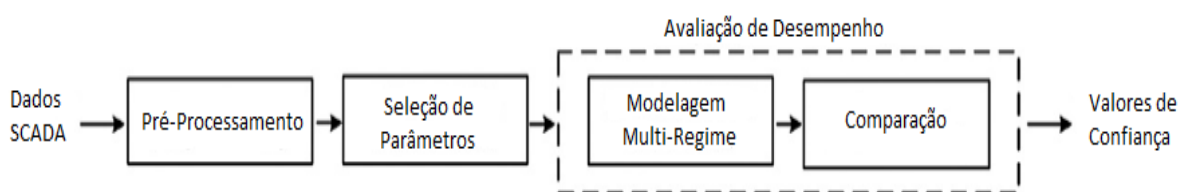


Figura 2.12: Processo de avaliação de performance. Adaptado de: [19]

Os dados de operação são primeiro recolhidos pelo sistema SCADA, normalmente em intervalos de 10 minutos (poderia ser em intervalos menores mas tornaria o processo mais pesado devido à grande quantidade de informação). Este tipo de dados baseia-se em potência em que o aerogerador está a operar, velocidade do vento, temperatura em múltiplos pontos do aerogerador, condições atmosféricas, vibrações, estado dos rolamentos, posição do sistema de pitch e de yaw, entre outros. Todos estes fatores vão afetar o desempenho do aerogerador, o que se pode observar posteriormente na curva de potência.

O pré-processamento de dados é necessário, pois o volume de informação é elevado e muitas vezes contém erros oriundos dos sensores ou falhas dos sistemas de recolha de dados. Este tipo de erros surge sob a forma de valores repetidos para a mesma turbina, para o mesmo ponto no tempo, inexistência de valores ou estes estarem em escalas que não fariam sentido. Este processo é também relevante para determinar se algum decréscimo em potência possa não ser originado por falha ou desgaste de componente. Por exemplo, se for usado o controlo de pitch, a potência a que a turbina vai estar a funcionar pode ser menor que a esperada na curva de potência para certa velocidade do vento, no entanto não houve qualquer avaria[18]. Na seleção dos parâmetros é onde são escolhidos os dados que serão mais relevantes para o tipo de análise em questão. Um conjunto inicial de valores é colocado num grupo de dados que poderão influenciar a curva de potência.

A avaliação do desempenho ("*performance assessment*") consiste na comparação do estado atual das turbinas com o estado de funcionamento normal, usualmente fornecido pelo fornecedor do aerogerador. A partir desta avaliação podemos determinar a curva de potência e a partir dela

podemos determinar qual a causa de determinada "under-performance". É também possível prever possíveis falhas futuras se forem obtidos valores de referência aceitáveis.

### 2.4.2 Fatores que afetam o desempenho

Há várias causas que podem afetar o desempenho de um aerogerador, sejam elas devido a falhas em sensores e componentes com causas atmosféricas e restrições de operação.

#### 2.4.2.1 Falhas de sensores e medições

Erros de entrada de dados: Os dados são incorretamente guardados no sistema de SCADA. Os sinais podem ter sido mapeados ou calibrados incorretamente o que pode originar que os valores fiquem presos durante um determinado período de tempo. A causa deste tipo de erros deve-se ao set-up incorreto ou à falha dos dados de entrada e a forma de o retificar é corrigir ou substituir os sistemas de recolha de dados. Não há perdas de energia relevantes nesta situação, embora se os sistemas de controlo usarem estes valores como entrada a performance possa ser afetada.

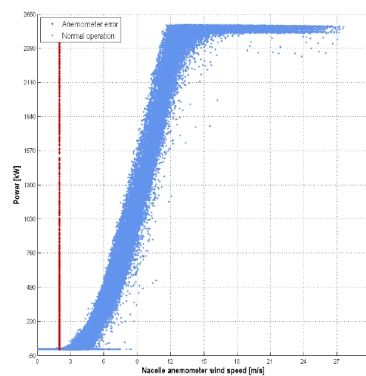


Figura 2.13: Curva de potência com erros de entrada de dados

Formação de gelo no anemómetro: Esta formação de gelo vai impactar as medições da velocidade do vento no anemómetro da nacelle e a solução para este problema é a instalação de sistemas de aquecimento nos anemómetros. Não há perdas de energia relevantes nesta situação, embora se os sistemas de controlo usarem estes valores como entrada, a performance pode ser afetada. Na curva de potência observa-se um desvio para a esquerda, ou seja dados com potência maior do que a que seria possível produzir para certa velocidade do vento.

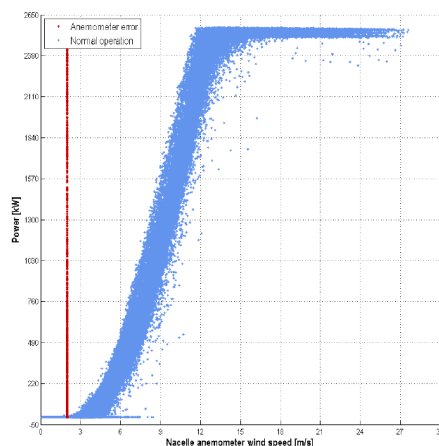


Figura 2.14: Curva de potência com formação de gelo no anemómetro

Falhas de consistência: Observa-se um desvio de toda a curva de potência que representa uma mudança repentina da performance da turbina. Esta situação pode ocorrer devido à mudança do anemómetro da nacelle ou da sua função de transferência. As substituições de anemómetro causam sempre mudanças na leitura de performance sendo a única forma de tentar retificar este tipo de erros verificar a função de transferência. Não há perdas de energia relevantes nesta situação, embora se os sistemas de controlo usarem estes valores como entrada a performance pode ser afetada.

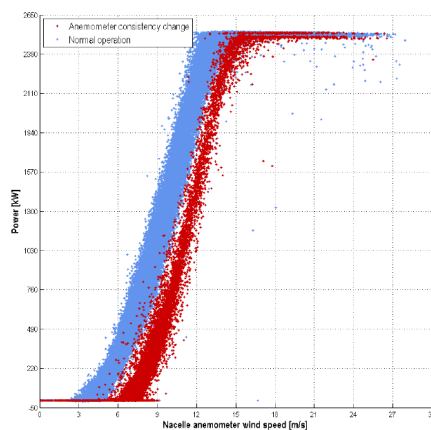


Figura 2.15: Curva de potência com falhas de consistência

### 2.4.2.2 Componentes e controlo

Desalinhamento da pás: O desalinhamento das pás pode causar uma diminuição de eficiência da turbina e até a sua paragem completa. Este problema pode dever-se a uma incorreta instalação das pás (desalinhadas mais de  $0.5^\circ$ ) e tem que se garantir que as três estão corretamente alinhadas.

A perdas andam na ordem do 1% dependendo do ângulo de desalinhamento, do tempo que este erro se mantém e do número de pás afetadas. Observa-se na curva de potência uma redução de potência com desvio para a direita da curva.

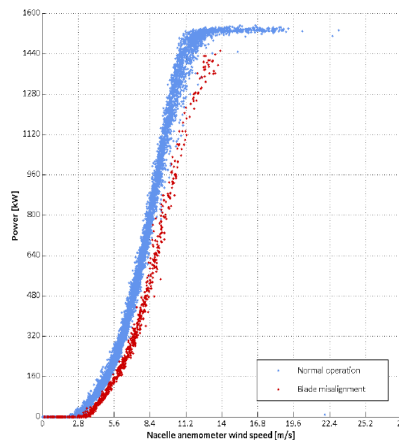


Figura 2.16: Curva de potência com desalinhamento das pás

Desalinhamento do sistema de yaw: Este desalinhamento faz com que o aerogerador não esteja totalmente alinhado com a direção do vento o que causa uma redução de eficiência, em que a solução é o reajuste do sistema de yaw. As perdas podem ter valores até aos 2% dependendo dos graus de desalinhamento e do período que dura este erro. As perdas de 2% correspondem a um desalinhamento de  $10^\circ$ . Observa-se na curva de potência um desvio para a direita que resulta numa diminuição da potência.

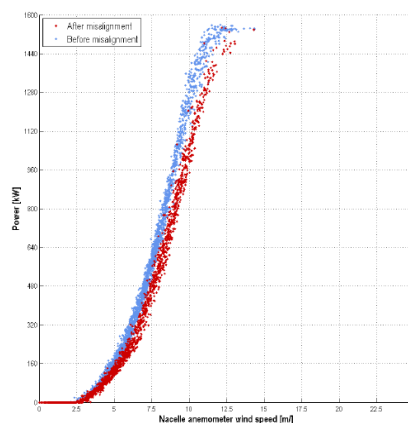


Figura 2.17: Curva de potência com desalinhamento do sistema de yaw

Alteração nos sistemas de controlo: Mudanças nos sistemas de controlo como o controlo de pitch e controlo de velocidade como upgrade de software ou parâmetros de controlo podem causar mudanças de eficiência. Para garantir que este tipo de erros é reduzido tem que se garantir

que os fornecedores das turbinas confirmam que os upgrades e updates de software otimizam o desempenho da turbina. As perdas variam dos -2% até aos 2%.

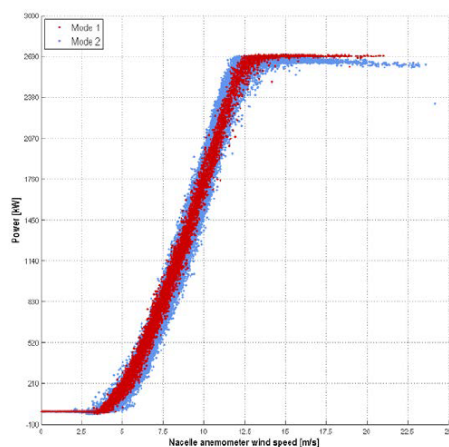


Figura 2.18: Curva de potência com alteração de sistemas de controlo

Falha dos sistemas de controlo: Observa-se redução de eficiência devido a frequentes velocidades de cut-in e cut-out, incapacidade de se obter a potência nominal ou até potência superior à nominal que pode causar danos na turbina. Estes erros ocorrem devido a erros nos sistemas de controlo ou a avarias nestes e a única solução é a substituição ou reparação destes. As perdas podem chegar até ao 1%

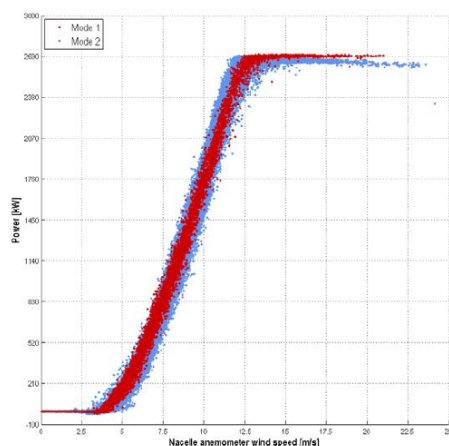


Figura 2.19: Curva de potência com falha de sistemas de controlo

### 2.4.2.3 Causas ambientais

Formação de gelo nas pás: Esta acumulação de gelo afeta a aerodinâmica, afetando assim a performance da turbina. Para colmatar este erro podem ser instalados sistemas de aquecimento ou pode recorrer-se ao controlo de pitch para ajustar as pás e compensar a redução de produção. Este

tipo de erro pode causar perdas na ordem dos 5% e o risco é muito maior em locais não marítimos e com grandes altitudes. Observa-se na curva de potência que os valores estão desviados para baixo e para a direita o que significa uma redução de eficiência.

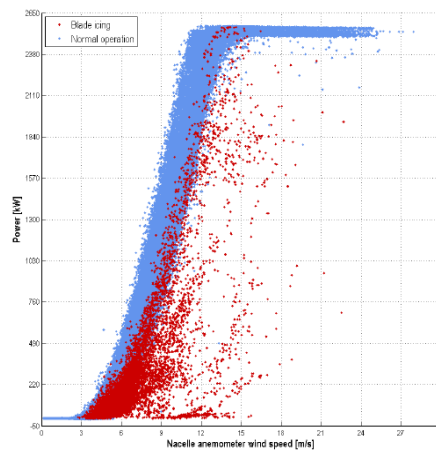


Figura 2.20: Curva de potência com formação de gelo nas pás

Acumulação de sujidade nas pás: Esta acumulação deve-se a algas, poeiras e insetos o que afeta a aerodinâmica das pás em que a única solução é a sua limpeza. As perdas devido a estes fatores anda por volta do 1% mas depende muito do local de instalação. Na curva de potência pode observar-se que à medida que a velocidade do vento aumenta a potência aumenta a um nível mais baixo, resultando numa redução da eficiência da turbina (caso extremo).

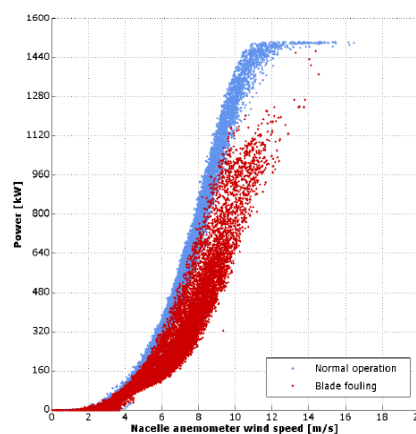


Figura 2.21: Curva de potência com acumulação de sujidades nas pás

Densidade do ar: A densidade do ar é um fator importante que afeta a performance da turbina e varia dependendo do local e estação do ano. A energia contida no vento aumenta com o aumento da densidade, e consequentemente com a redução da temperatura. Não existe forma de retificar este efeito, embora deva ser garantido que a velocidade e o torque tenham valores ótimos para

determinada densidade. As mudanças de produção devido à variação de densidade são um fator já tido em conta no funcionamento normal e cada curva de potência deve ser ajustada tendo em conta o local em que se encontra a turbina.

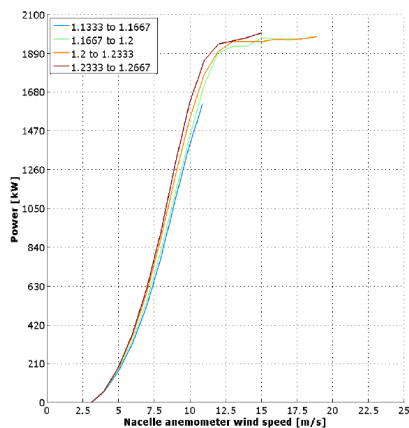


Figura 2.22: Curva de potência para cada densidade do vento

Temperatura ambiente: Quando a turbina se encontra em funcionamento e as temperaturas são extremas, tanto demasiado baixas como demasiado altas, os controladores reduzem a potência de funcionamento ("*de-rating*") ou pode mesmo realizar-se o desligamento total do aerogerador se a integridade deste for afetada. A instalação de sistemas de arrefecimento ou aquecimento pode ajudar a retificar esta situação e a calibração dos sensores de temperatura e das definições de controlo deve ser verificada frequentemente para garantir que não há paragens ou reduções de potência desnecessárias. As perdas estão por volta do 1% mas podem variar de local para local. Na curva de potência observa-se um "*de-rating*" devido a baixas temperaturas.

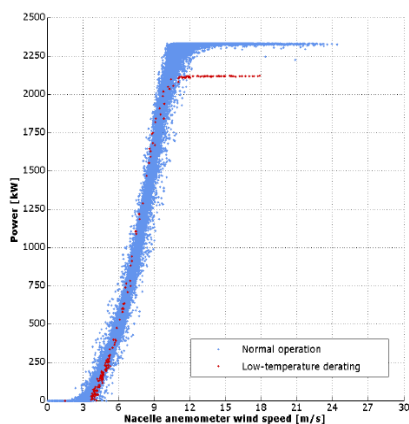


Figura 2.23: Curva de potência com "*de-rating*"

Turbulência: Durante períodos de grande turbulência o aerogerador vai produzir menos energia que em períodos de reduzida turbulência que se observa a partir de meio da curva de potência. O efeito contrário, maior produção com maior turbulência, vai observar-se em menor escala para velocidades do vento mais reduzidas, por volta da velocidade de cut-in. A intensidade da turbulência pode aumentar pela proximidade de obstáculos como outras turbinas, florestas, edifícios e características específicas do local. As perdas relativas a este fenómeno são já esperadas e consideradas parte normal do funcionamento de cada local.

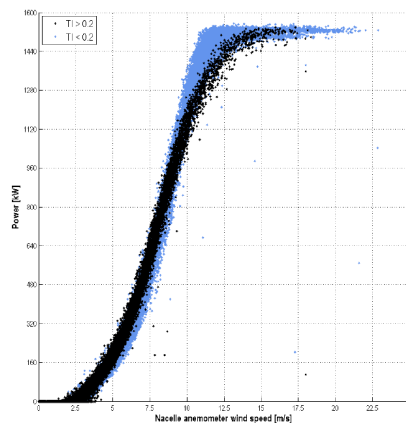


Figura 2.24: Curva de potência com turbulência

#### 2.4.2.4 Restrições de operação

Redução ou aumento de potência: A redução de potência (*de-rating*) está normalmente associada à falha de um componente ou à necessidade de redução por questões de segurança. Tanto o (*de-rating*) como o (*over-rating*) podem ser também causados por incorretas definições dos controladores. Este erro é corrigido reparando ou substituindo as componentes em falha ou atualizar as definições de controlo. As perdas encontram-se entre -1 e 1%, dependendo do tempo que a turbina está em funcionamento até retornar ao seu funcionamento normal. No gráfico 2.25 encontra-se uma situação de (*de-rating*), observando-se uma diminuição de potência na curva.

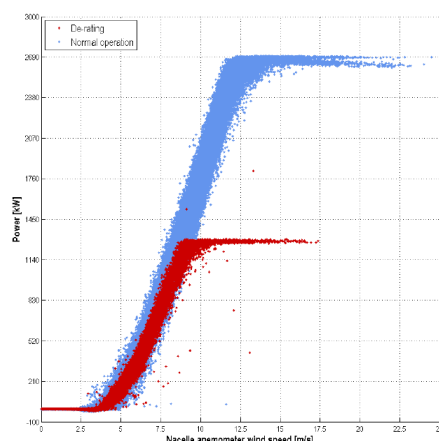


Figura 2.25: Curva de potência com *de-rating*

Influências da rede: A produção de energia depende das necessidades da rede e esta pode influenciar a produção de todo um parque. A redução de potência de saída pode dever-se a restrições da rede, problemas na rede, congestionamento das linhas de transmissão ou valores de mercado desfavoráveis à produção de energia no momento. Não há retificações possíveis para lidar com esta situação a não ser a necessidade de garantir que o parque eólico está a produzir energia no ponto de interconexão com a rede no seu limite de potência. As perdas nestas situações podem chegar até ao elevado valor de 100%, embora seja um valor extremamente variável, dependendo da capacidade da rede e dos acordos de ligação. Na curva de potência observa-se uma redução da potência para as maiores velocidades do vento.

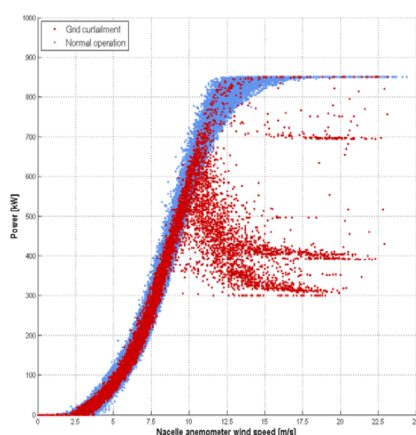


Figura 2.26: Curva de potência com influência da rede

Redução de ruído: As turbinas eólicas são responsáveis por alguma poluição sonora, logo têm modos de operação para reduzir o ruído. Definições de controlo aplicadas incorretamente podem levar a excessivas frequências de cut-in e cut-out, ou até levar ao desligamento das turbinas quando

não é necessário ou ao uso incorreto do modo de redução de ruído. Perdas resultantes deste efeito podem chegar até aos 2%.

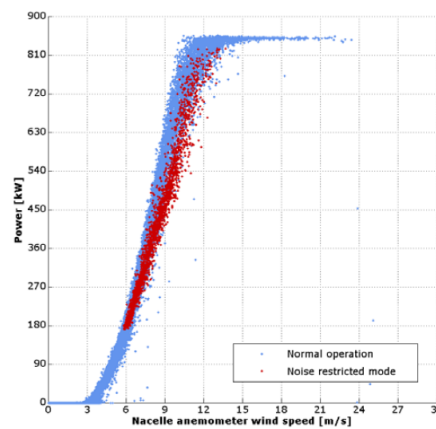


Figura 2.27: Curva de potência com redução de ruído

### 2.4.3 Dados de alta frequência

A quantidade de dados a ser recolhidos pode ter influência na precisão e eficácia da avaliação da performance de um aerogerador.

A utilização de dados com alta frequência permite-nos uma melhor compreensão do comportamento dos aerogeradores, é mais fácil de identificar o estado de operação e uma melhor análise e possível otimização do sistema de controlo de velocidade, do controlo de yaw, condições de ligamento e desligamento, etc. Em contrapartida, a utilização de mais dados tem os seus desafios como a necessidade de armazenar e gerir grandes quantidades de dados, o que implica uma infraestrutura de bases de dados mais robusta. O mais comum é a recolha de dados de 10 em 10 minutos. Um mês de recolha de dados de 1 em 1 segundo equivale a 50 anos de dados de 10 em 10 minutos.

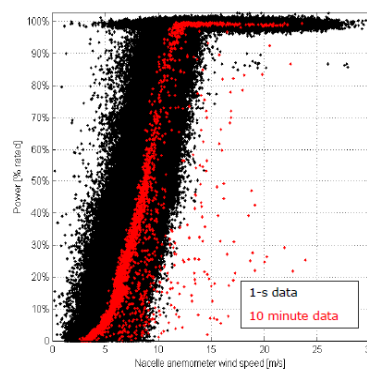


Figura 2.28: Curva de potência com recolha de dados de 10 minutos e 1 segundo

Temos o exemplo da análise de desempenho em alta turbulência. A turbulência específica de cada local pode causar grandes desvios da curva nominal de potência, o que é difícil de analisar com dados de 10 minutos. Observamos no gráfico 2.29 que no caso de recolha de 2 segundos ao longo de dois meses pode-se verificar os efeitos da turbulência, enquanto resultados semelhantes tirados em 10 minutos só se obteriam em anos. Isto porque, como a quantidade de pontos de dados é muito menor, um ponto fora do normal criaria um desvio que não corresponderia à realidade.

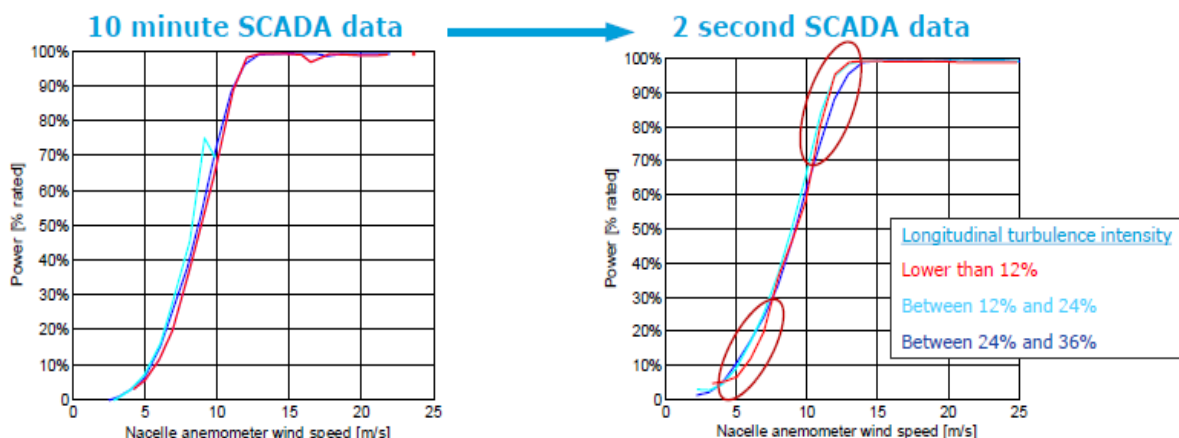


Figura 2.29: Curva de potência com recolha de dados de 10 minutos e 2 segundos

#### 2.4.4 Curva de potência

A curva de potência, já referida anteriormente é uma característica que todos os aerogeradores têm e que relaciona a potência debitada pela turbina em função da velocidade do vento e tendo também em conta a densidade do ar. Ela é geralmente usada para obter a energia produzida e é uma das principais formas de medição de desempenho de um aerogerador tal como o estado dos seus componentes.

A curva de potência raramente é exatamente igual à fornecida pelo fabricante, devido a vários fatores, como características específicas do local do parque[30] ou regime de ventos[31].

Para que todos os fatores relativos à curva de potência sejam tidos em conta primeiro devem ser avaliados os valores de que estão desviados da linha base e depois processados de forma a que sejam gerados valores relevantes que nos possam dar informação relativamente aos componentes críticos de um aerogerador.

Existem vários métodos já definidos que servem para a previsão e formulação das curvas de potência. Alguns deles são baseados em[29]:

- Modelos paramétricos como aproximação por funções polinomiais ou considerando pontos de inflexão.
- Métodos de estimação de parâmetros como o método dos mínimos quadrados ou método de máxima verosimilhança
- Modelos não paramétricos como redes neurais
- Processamento de dados recolhidos no SCADA

O que vai ser usado no presente trabalho é o último, através de dados SCADA.

#### 2.4.5 Normas

A norma IEC400 é uma norma internacional que aborda vários problemas relativos a turbinas eólicas publicada pela IEC (*International Electrotechnical Commission*). É necessária para a standardização de certos processos para garantir o bom funcionamento e proteção contra danos no seu tempo de vida útil.

Ela é composta por várias partes distintas, em que cada uma aborda o seu tema específico como condições da localização de instalação, teste de componentes, montagem e operação. Aqui são apenas relevantes as IEC 61400-26-1 *Time-based availability for wind turbine generating systems*[15] e IEC 61400-12-1 *Power performance measurements of electricity producing wind turbines*[14]

O objetivo da norma IEC 61400-12-1 é disponibilizar uma metodologia uniforme com o objetivo de garantir eficácia e consistência nas medições e análises da performance de potência dos aerogeradores.

O objetivo da norma IEC 61400-26-1 é a definição de uma base de informação relativa aos aerogeradores para uniformizar e tornar mais rápida e fácil a troca de informação entre os exploradores dos parque, fabricantes, consultores, operadores de manutenção, seguradoras e todos as restantes partes envolvidas na área da energia eólica.



## Capítulo 3

# Metodologia de avaliação do desempenho da manutenção

Com esta metodologia pretende-se analisar e avaliar a manutenção realizada em aerogeradores de um parque eólico, e pode ser aplicada a qualquer parque e a qualquer tipo de aerogerador.

Para se poder analisar e avaliar a manutenção realizada nos aerogerador é necessário saber as condições de funcionamento em que estes se encontram.

Cada aerogerador tem uma lista de registos de operação que contém a data em que ocorreu uma mudança de estado e qual o estado para que mudou. Pretende-se atribuir a cada intervalo de 10 minutos um estado de acordo com esta lista. Esta deteção de estados é feita através do sistema SCADA. Quando uma falha é detetada o seu prognóstico automático vai auxiliar o responsável humano a iniciar a correspondente manutenção corretiva ou preventiva. O processo automático de determinar falhas e as ações necessárias correspondentes ainda não é totalmente fiável para tornar este solução (totalmente) definitiva, por isso será necessário informação relativa as intervenções feitas pelas equipas de manutenção[17].

Foi portanto também necessário uma lista relativa a cada aerogerador com registos das intervenções e observações que foram feitas pelas equipas de manutenção com informação relativa à causa da falha, o componente responsável pela falha, o que foi feito durante a manutenção e durante quanto tempo. Vão ser atribuídos estados relativos a estas intervenções aos dados de 10 minutos já referidos no parágrafo anterior e estes sobrepõem-se aos registos de operação.

Foram fornecidos dados em intervalos de 10 minutos relativos ao valores que o aerogerador estava a funcionar como a potência, velocidade e direção do vento, rotações, etc. Foi desenvolvido um processo que nos vai criar uma curva de potência de referência que vai permitir saber quais

os valores normais de funcionamento do aerogerador em análise e poder avaliar o seu desempenho. Assim sabemos qual o valor de potência que o aerogerador deveria estar a produzir para as condições em análise podendo assim calcular as perdas.

Após os dados referidos anteriormente estarem tratados vão ser ligados de forma a ter uma lista de dados de 10 minutos com toda a informação relativa a cada aerogerador como potência a que estava a funcionar, potência esperada, perdas e o estado em que se encontrava.

### 3.1 Tratamento de dados

Os dados recebidos não se encontram em condições de utilização e análise direta pois encontram-se em diferentes bases de dados em formatos diferentes dos necessários para a realizar as análises pretendidas.

De acordo com a Norma IEC 61400-26-1[15] todos os períodos de tempo em que a informação sobre o funcionamento e condições externas dos aerogeradores é recolhida devem ter uma categoria.

Estas categorias referem-se a:

- Turbina operacional a gerar
- Turbina operacional a não gerar
- Turbina não operacional, manutenção preventiva
- Turbina não operacional, manutenção corretiva
- Erro detetado
- Falha de comunicação

Foi-nos fornecida uma lista que nos indica os estados possíveis de todas as paragens, falhas, e erros relativas às máquinas ENERCON. Nessa lista encontra-se um estado um sub-estado e a condição equivalente a cada um deles. Existem mais de dois mil estados possíveis. Na tabela 3.1 encontra-se o exemplo de um estado em que a turbina está operacional, outro em que as condições atmosféricas são adversas, tempestade neste caso, e outro em que houve erro no sensor de velocidade.

De forma a poder-se identificar o estado e o sub-estado usando apenas um valor utilizamos um código calculado através da fórmula 3.1.

Tabela 3.1: Exemplo de estados ENERCON

| ESTADO | SUB-ESTADO | ESTADO               | SUB-ESTADO                |
|--------|------------|----------------------|---------------------------|
| 0      | 1          | Turbine in Operation | Turbine starting          |
| 3      | 1          | Storm                | Peak wind speed           |
| 48     | 1          | Speed sensor error   | Speed sensor (short-term) |

$$CODIGO = ESTADO \times 10000 + SUB - ESTADO \quad (3.1)$$

Devido à quantidade elevada de estados e para os agrupar dentro de categorias atribui-se a cada código obtido na equação 3.1 dessa lista um termo a que chamamos estado final que nos vai simplificar a análise. Este estado diz-nos o que está a acontecer no aerogerador de uma forma rápida e precisa.

Os estados finais são os sugeridos pela norma com algumas adições e são os seguintes:

- Corretiva
- Corretiva a erro
- Preditiva
- Erro
- FCom (Falha de comunicação)
- Reformas ou Modificações
- TOSP (Turbina operacional sem produção)
- W a funcionar sem falhas detetadas

### 3.1.1 Sincronização de registos de operação

O próximo passo é tratar dos dados que nos dizem os estados em que se encontram os aerogeradores ao longo do tempo para atribuir a cada intervalo de 10 minutos das produções um estado.

Encontra-se de seguida uma tabela exemplo de como estão os estados da máquina

Tabela 3.2: Exemplo de estados para um aerogerador

| Date       | Hour | Minute | Second | PlantNo | State | SubState | Código |
|------------|------|--------|--------|---------|-------|----------|--------|
| 09/06/2016 | 11   | 57     | 33     | 1       | 2     | 1        | 20001  |
| 09/06/2016 | 12   | 22     | 25     | 1       | 0     | 2        | 2      |
| 09/06/2016 | 12   | 22     | 27     | 1       | 0     | 1        | 1      |
| 09/06/2016 | 12   | 25     | 7      | 1       | 0     | 0        | 0      |
| 09/06/2016 | 12   | 46     | 24     | 1       | 2     | 2        | 20002  |
| 09/06/2016 | 14   | 1      | 56     | 1       | 0     | 2        | 2      |
| 09/06/2016 | 14   | 1      | 58     | 1       | 0     | 1        | 1      |
| 09/06/2016 | 14   | 5      | 34     | 1       | 0     | 0        | 0      |
| 14/06/2016 | 9    | 39     | 6      | 1       | 2     | 1        | 20001  |
| 14/06/2016 | 10   | 23     | 1      | 1       | 0     | 2        | 2      |
| 14/06/2016 | 10   | 23     | 2      | 1       | 0     | 1        | 1      |
| 14/06/2016 | 10   | 26     | 20     | 1       | 0     | 0        | 0      |
| 14/06/2016 | 12   | 46     | 49     | 1       | 0     | 5        | 5      |
| 14/06/2016 | 12   | 50     | 19     | 1       | 0     | 1        | 1      |
| 14/06/2016 | 12   | 51     | 23     | 1       | 0     | 0        | 0      |

Esta lista de estados tem a data exata em que a máquina esteve em determinado estado e não em intervalos de 10 minutos como pretendido, logo foi necessário atribuir a cada intervalo de 10 minutos o estado correspondente. A lista referida anteriormente não tem dados relativos a todos os intervalos de 10 minutos, que foi necessário completar.

Os valores medidos das 12:20:00 até às 12:30:00 equivalem ao intervalo de 10 min 12:30:00.

Quando há mais que um valor para determinado intervalo vai atribuir-se a esse intervalo o primeiro estado em que esteve. Quando não temos valores para determinada data atribuímos-lhe a todos o último estado a que temos acesso.

Neste exemplo o intervalo das 12:30:00 de dia 09/06/2016 estaria no estado com código 2, o das 12:40:00 no 0 e das 12:50:00 às 14:00:00 esteve no 20002.

De dia 09/06/2016 no intervalo 14:20:00 até dia 14/06/2016 no intervalo das 09:30:00 o aerogerador encontra-se no estado 0.

Se fizer-mos a uma análise ao intervalo 14/06/2016 das 09:40:00 constata-se que só mudou para o estado 20001 às 9:39:06. Sendo verdade que no intervalo das 09:40:00 esteve no estado 20001 apenas esteve lá cerca de um minuto. Para ter em conta estas situações criou-se uma variável que nos indica a percentagem do tempo que esteve no estado anterior. O intervalo das 09:40:00 esteve no estado igual ao do intervalo 09:30:00, estado 0, 90% do tempo, que corresponde aos 9 minutos.

### 3.1.2 Sincronização de registos de manutenção

Embora com o passo anterior já tenhamos atribuído um estado a cada intervalo, temos ainda a lista de reports diários do supervisor da manutenção que nos diz quando o aerogerador foi alvo de manutenção, que tipo de manutenção e erros, no que nós chamamos de estado final.

Tabela 3.3: Exemplo de reports diários para um aerogerador

| Dia | Mês | Ano  | AG | Início | Fim   | Tipo de manutenção       |
|-----|-----|------|----|--------|-------|--------------------------|
| 26  | 1   | 2016 | 1  | 13:06  | 13:54 | Correctiva               |
| 3   | 3   | 2016 | 1  | 13:32  | 16:04 | FCom (Sub Inoperacional) |
| 19  | 4   | 2016 | 1  | 5:32   | 6:02  | FCom (Sub Inoperacional) |
| 20  | 4   | 2016 | 1  | 11:53  | 12:20 | Correctiva               |
| 20  | 4   | 2016 | 1  | 12:20  | 17:00 | Preventiva               |
| 21  | 4   | 2016 | 1  | 8:33   | 10:30 | Preventiva               |
| 21  | 4   | 2016 | 1  | 10:30  | 12:30 | Reformas ou Modificações |

Esta atribuição de estado sobrepõe-se à lista anterior dos estados do aerogerador, e para isso foi necessário a atualização dos estados nos dados de 10 min nas datas em que houver reports do supervisor.

Neste processo percorre-se a lista de estados de 10 minutos e para o intervalo maior que o início e menor que o fim substitui-se o estado em que se encontrava pelo tipo de manutenção ou falha registada.

## 3.2 Metodologia de análise da curva de potência

Os dados fornecidos que contêm informação sobre o funcionamento e as condições externas dos aerogeradores foram recolhidos pelo sistema SCADA e gravados em intervalos de 10 minutos.

As variáveis a ter em conta dentro dos dados fornecidos são as seguintes:

- Data (dd/mm/aaaa hh:mm)
- Velocidade do vento (m/s)
- Direção do vento (°)
- Potência (kW)
- Rotação (rot/min)
- Temperatura na nacele(°C)

Ter em conta que os valores de velocidade do vento são recolhidos pelo anemómetro localizado na Nacelle do aerogerador.

Os valores relativos à direção do vento têm necessidade de ser ajustados pois não se encontram entre o intervalo de  $[0^\circ, 360^\circ]$ .

Para fazer este ajuste recorre-se às seguintes fórmulas:

Se a direção do vento for maior que zero:

$$DIR.A = DIR.O - \left( \frac{DIR.O}{360} \right) * 360 \quad (3.2)$$

Se a direção do vento for menor que zero:

$$DIR.A = 360 + DIR.O - \left( \frac{DIR.O}{360} \right) * 360 \quad (3.3)$$

Em que DIR.A corresponde à direção ajustada e DIR.O corresponde à direção original.

Ter em atenção que o valor  $\left( \frac{DIR.O}{360} \right)$  tem que ser ajustado para 0 casas decimais. Este valor dá-nos o número de vezes que a direção é superior a  $360^\circ$ .

### 3.2.1 Curva de potência de referência

Foi criado um processo recorrendo ao método dos bin referido na norma IEC 61400-12-1 [14], com o objetivo de obter uma tabela de referência, que vai ser válida para todos os aerogeradores do tipo analisado, neste caso o ENERCON-E82.

Este processo é necessário pois as curvas de potência que são fornecidas pelo fabricante do aerogerador foram obtidas para condições ideais, situações essas que não vão ser exatamente iguais relativamente à localização do parque e do aerogerador. Isto significa que não há uma curva de potência ideal. Para ter uma curva de potência que melhor represente a realidade do aerogerador usou-se o método probabilístico dos bin. Os valores de velocidade e potência vão ser agrupados em intervalos de 0,1(m/s) em que cada um deles vai ser um bin.

Para começar este processo é necessário uma tabela de inicialização (V,P,R), de velocidade, potência e rotação. Esta tabela obtém-se através dos dados da curva de potência do ENERCON-E82 para valores de velocidade do vento de 0 m/s até aos 25 m/s em intervalos de 0,1 m/s, de onde se obtém o seguinte gráfico.

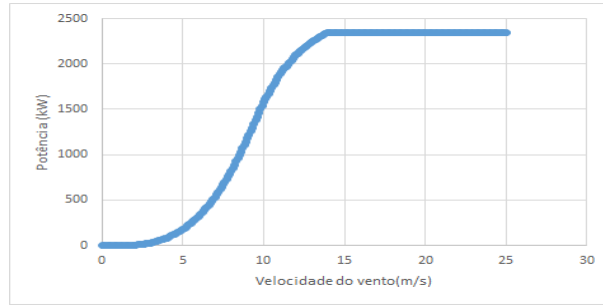


Figura 3.1: Curva de potência de inicialização

Pretende-se fazer uma caracterização probabilística da curva (V,P,R). Com esta caracterização probabilística conseguimos obter uma referência que nos permite medir os desvios dos valores correspondentes ao histórico dos aerogeradores relativamente a esta curva. Obtém-se assim uma medição do peso de cada ponto histórico.

Pretende-se criar uma tabela específica (V,P,R,bV,bP,bR) para as características do aerogerador com velocidades intervaladas de 0,1 m/s, que contém os seguintes elementos:

- V, ponto central de velocidade do vento
- P, valor da potência
- R, valor de rotação
- bV, desvio padrão de velocidade
- bP, desvio padrão de potência
- bR, desvio padrão de rotação

Esta tabela mapeia as zonas de maior densidade (funcionamento normal do aerogerador) usando 250 bins. Em alternativa, caso não existam valores iniciais (Vini, Pini, Rini), pode usar-se só (Vini, Pini) que é uma curva de potência convencional.

Para cada bin j dos 250 vai calcular-se o índice de similaridade para todos os registos históricos i. Este é um índice que nos deu a similaridade entre os registos históricos i e os bin j.

Índice de similaridade:

$$S_{ij} = \left( \prod_d^{Nd} e^{-\frac{1}{2} \times \left( \frac{i_d - j_d}{b_d} \right)^2} \right)^{\frac{1}{Nd}} \quad (3.4)$$

Em que Nd é o número de dimensões, 2 se usarmos (V, P) e 3 se usarmos (V, P, R). Calcula-se este índice para cada registo histórico i.

Depois de obtidos todos os  $S_i$  para o  $j$  em análise calcula-se os novos valores de ( $V$ ,  $P$ ,  $R$ ,  $bV$ ,  $bP$ ,  $bR$ )

$$V_j = \frac{\sum_i^{N_i} S_{ij} \times V_i}{\sum_i^{N_i} S_{ij}} \quad (3.5)$$

$$P_j = \frac{\sum_i^{N_i} S_{ij} \times P_i}{\sum_i^{N_i} S_{ij}} \quad (3.6)$$

$$R_j = \frac{\sum_i^{N_i} S_{ij} \times R_i}{\sum_i^{N_i} S_{ij}} \quad (3.7)$$

$$dV_j = \sqrt{\frac{\sum_i^{N_i} S_{ij} \times V_i^2}{\sum_i^{N_i} S_{ij}} - V_j^2} \quad (3.8)$$

$$dP_j = \sqrt{\frac{\sum_i^{N_i} S_{ij} \times P_i^2}{\sum_i^{N_i} S_{ij}} - P_j^2} \quad (3.9)$$

$$dR_j = \sqrt{\frac{\sum_i^{N_i} S_{ij} \times R_i^2}{\sum_i^{N_i} S_{ij}} - R_j^2} \quad (3.10)$$

Repete-se este processo para cada um dos  $j$  bin.

Os valores  $bV_{ref}$ ,  $bP_{ref}$ ,  $bR_{ref}$  são valores de desvio padrão médio de referência em cada uma das 3 variáveis ( $V$ ,  $P$ ,  $R$ ).

Os novos valores resultantes do cálculo da tabela ( $V$ ,  $P$ ,  $R$ ,  $bV$ ,  $bP$ ,  $bR$ ), são específicos para cada tipo de aerogerador. Estes parâmetros caracterizam o intervalo de confiança tridimensional das curvas ( $V$ ,  $P$ ,  $R$ ), que resulta no seguinte gráfico.

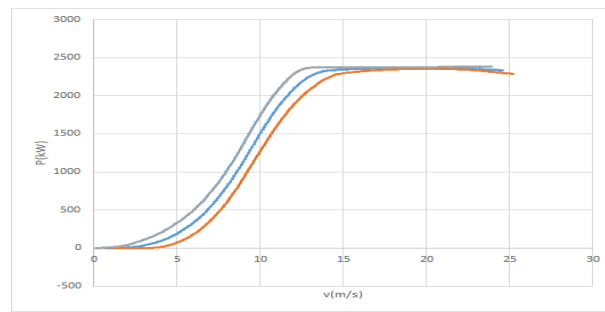


Figura 3.2: Intervalo de Confiança da curva (V, P, R)

A tabela (V, P, R, bV, bP, bR) passa a ser usada como tabela de referência que será válida para este tipo de aerogerador. Será usada na avaliação de desempenho de cada gerador, sendo esta a mesma tabela para todos eles.

### 3.2.2 Estimativa do desvio de desempenho

Após ter a tabela de referência já podemos obter os valores a que o aerogerador deveria estar a produzir relativamente a velocidade do vento de qualquer registo histórico. Para cada velocidade do vento vamos obter a potência correspondente a que o aerogerador deveria estar a funcionar, o que nos vai permitir calcular as perdas relativas a cada intervalo de tempo.

As perdas são calculadas da seguinte forma:

$$Perdas = P_e - P_p \quad (3.11)$$

Em que:

- $P_e$  é a potência esperada, que deveria estar a produzir
- $P_p$  é a potência que foi realmente produzida

Para obter os desvios de operação, ou os valores em energia fez-se a divisão por 6, ou multiplicação por 1/6 que é o número de intervalos de 10 minutos em uma hora.

Embora os desvios de operação sejam sempre calculados desta forma houve algumas exceções.

Para velocidades do vento muito baixas (menores que 2,5 m/s) e muito altas (maiores que 25 m/s) os desvios de operação foram automaticamente consideradas zero. Quando a produção é maior que a esperada, ou seja valores negativos, foram também consideradas zero.

Quando o estado em que se encontra o aerogerador é em falha de comunicação embora ele esteja a produzir uma certa potência para determinada velocidade do vento nós não vamos ter acesso a esses valores devido à falta de comunicação. Isto vai resultar em não se saber a produção atual do aerogerador e não sabermos a velocidade do vento a que esteve sujeito não podendo consequentemente saber qual a potência a que deveria estar a funcionar. Sem este valor seria impossível calcular as perdas que ocorreram quando se deu a falha de comunicação. Para isso vai atribuir-se valores de velocidade do vento e produção ao instantes em que houve falha de comunicação baseado nos últimos valores registados antes da falha de comunicação.

Embora esta solução não seja ideal, pois a velocidade do vento pode variar em todos os instantes, vai ajudar-nos a reduzir os erros.

Para poder determinar os pontos que estão dentro dos valores aceitáveis criou-se um peso a que se chamou  $S_0$ .

$$S_0 = \left( \prod_d e^{-\frac{1}{2} \times \left( \frac{i_v - j_d}{b_d} \right)^2} \right)^{\frac{1}{N_d}} \quad (3.12)$$

Em que:

- $N_d$  é o número de dimensões, 2 se usarmos (V, P) e 3 se usarmos (V, P, R)
- $i_v$  é o valor da lista de histórico na posição i para a dimensão d
- $c_v$  é a previsão relativa ao valor do histórico na posição i para a dimensão d
- $b_v$  é o desvio padrão da previsão c para a dimensão d

Com este parâmetro  $S_0$  é possível filtrar os valores históricos que não estão dentro do intervalo de confiança da curva de potência, ou seja, a turbina não deveria estar a produzir esses valores.

Após a obtenção do indicador  $S_0$  observou-se que há pontos fora do intervalo de confiança e que o estado em que se encontravam era em funcionamento normal, ou seja que não têm nenhuma falha associada. Foi assim necessário criar um novo estado que foi atribuído a estes pontos que foi chamado de PL (*Power Limitation*).

Depois de os processos 3.1 e 3.2 estarem desenvolvidos vamos juntar a informação de cada máquina, o que nos vai permitir ter toda a informação respetiva a cada aerogerador. A curva de potência com possibilidade de ver pontos fora dos valores normais de funcionamento, os valores relativos à potência que está a ser produzida e à velocidade do vento, valores relativos à potência que o aerogerador deveria estar a produzir para a respetiva velocidade do vento, as perdas de energia, o estado em que se encontra o aerogerador e quanto tempo esteve em determinado estado. Esta informação é relativa a cada intervalo de 10 minutos.

Após ter a informação relativa a todos os aerogeradores pode proceder-se à sua análise estatística.

### 3.3 Estimativa dos índices de indisponibilidade

Um dos fatores cuja análise é interessante é a indisponibilidade dos aerogeradores que vai ser obtida primeiro a partir das disponibilidades.

Foram calculados dois tipos de disponibilidade:

Disponibilidade temporal que nos deu a percentagem de tempo em que os aerogeradores estiveram a funcionar em condições normais e calcula-se através da seguinte fórmula:

$$Disp_t = \frac{T_{ta} - T_{tp}}{T_{ta}} \quad (3.13)$$

Em que:

- $T_{ta}$  é o tempo total analisado
- $T_{tp}$  é o tempo total de paragens

Disponibilidade energética que nos dá a percentagem de energia produzida face à que devia ter sido produzida num intervalo de tempo e calcula-se através da seguinte fórmula:

$$Disp_e = \frac{E_t}{E_t + E_{tp}} \quad (3.14)$$

- $E_t$  é energia total produzida
- $E_{tp}$  é a energia total de perdas

Dentro da disponibilidade temporal e energética fez ainda outra divisão, a que se chama disponibilidade interna e externa.

A disponibilidade interna refere-se a situações controláveis e que estejam diretamente relacionadas com as turbinas ou com o parque. Dentro desta categoria encontram-se os seguintes estados:

- Corretiva
- Corretiva a erro
- Preventiva

- Erro
- Reformas ou modificações
- Falha de comunicação com a turbina
- Falha de comunicação devido a subestação indisponível
- Limitações de potência (apenas utilizado para disponibilidade energética)

A disponibilidade externa refere-se a situações externas às turbinas ou ao parque. Dentro desta categoria encontram-se os seguintes estados:

- Turbina operacional sem produção
- Falha de comunicação devido a indisponibilidade do operador de rede
- Limitações enviadas pelo gestor de rede (apenas utilizado para disponibilidade energética)

Após obtida a disponibilidade interna e externa a disponibilidade total calcula-se da seguinte forma:

$$Disp_t = Disp_i + Disp_e - 1 \quad (3.15)$$

Em que:

- $Disp_i$  é disponibilidade interna total
- $Disp_e$  é disponibilidade externa total

Após ter as disponibilidades procede-se ao cálculo das indisponibilidades:

$$Indisp_t = 1 - Disp_t \quad (3.16)$$

### 3.4 Indicadores de desempenho de manutenção

Estes indicadores permitem-nos avaliar o desempenho do aerogeradores e são conhecidos como KPI (*Key Performance Indicators*).

Os mais relevantes são os seguintes:

Tempo médio entre paragens que nos dá o tempo médio que vai decorrer entre duas falhas distintas calcula-se da seguinte forma:

$$TMEP = \left( \frac{T_{ta} - T_i - T_e}{N_p} \right) \quad (3.17)$$

Em que:

- $T_{ta}$  é o tempo total analisado
- $T_i$  é o tempo total de paragens de origem interna
- $T_e$  é o tempo total de paragens de origem externa
- $N_p$  é o número total de paragens

Tempo médio de paragem que nós dá quanto tempo médio de cada paragem que ocorre no aerogerador e calcula-se da seguinte forma:

$$TMDP = \left( \frac{T_i + T_e}{N_p} \right) \quad (3.18)$$

Em que:

- $T_i$  é o tempo total de paragens de origem interna
- $T_e$  é o tempo total de paragens de origem externa
- $N_p$  é o número total de paragens



## Capítulo 4

# Validação e teste da ferramenta

Após a metodologia estar desenvolvida é possível fazer a sua aplicação a qualquer parque ou aerogerador.

Foi analisado o parque eólico da Benespera, localizado no concelho da Guarda, do qual foram fornecidos dados relativamente à produção dos seus aerogeradores, dos estados em que se encontravam, se foram alvo de manutenção e que tipo de manutenção. Os dados utilizados referem-se a um período de 3 anos, 2017, 2018, 2019.

Foram encontrados alguns erros nos dados que tiveram de ser corrigidos, como valores para o mesmo intervalo de 10 minutos repetidos, inexistência de alguns valores e valores que não eram guardados num intervalo relativo de 10 minutos. Estas falhas deveriam ser corrigidas no pré-processamento de dados. Os valores em falta estão na ordem dos 0,28% dos dados totais.

O parque da Benespera é composto por 17 aerogeradores ENERCON-E82 com a seguinte curva de potência:

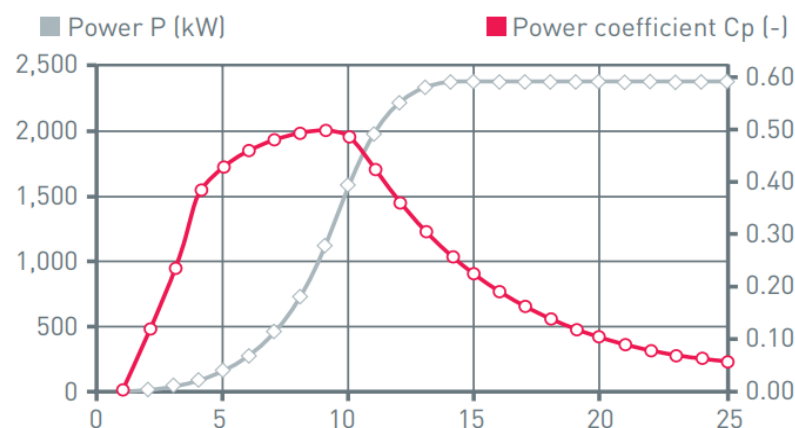


Figura 4.1: Curva de potência e Cp do ENERCON-E82

Foram examinados os aerogeradores 1, 2 e 8, como exemplo, em que vão ser analisados os seus pontos de operação de acordo com a respetiva paragem ou falha. Foi feita uma análise estatística relativa a cada um destes aerogeradores em que se obteve os desvios de operação (ou perdas para simplificar), os tempos por falha, as indisponibilidades e os indicadores de performance. No final do capítulo são agrupados os valores respeitantes a todos os aerogeradores e feita a sua análise.

A melhor altura para se realizar intervenções nos aerogeradores é para velocidades do vento menores que 5 m/s, pois para valores abaixo o produção é muito reduzida. A manutenção tem que ser planeada de forma a que os aerogeradores estejam sem produzir o mínimo tempo possível e que a perda de produção seja também a mínima possível, logo para baixas velocidades do vento. O comportamento da velocidade do vento pode ser descrito por uma distribuição de Weibull[26]. A previsão do vento é desafiadora pois este pode depender de várias variáveis como condições atmosféricas, estação do ano, terreno de instalação e mesmo outros aerogeradores[16].

Outro fator que requer que as intervenções sejam feitas para baixas velocidades do vento é a segurança das equipas de manutenção.

## 4.1 Análise Aerogerador 1

Os pontos de operação do aerogerador 1 são os seguintes:

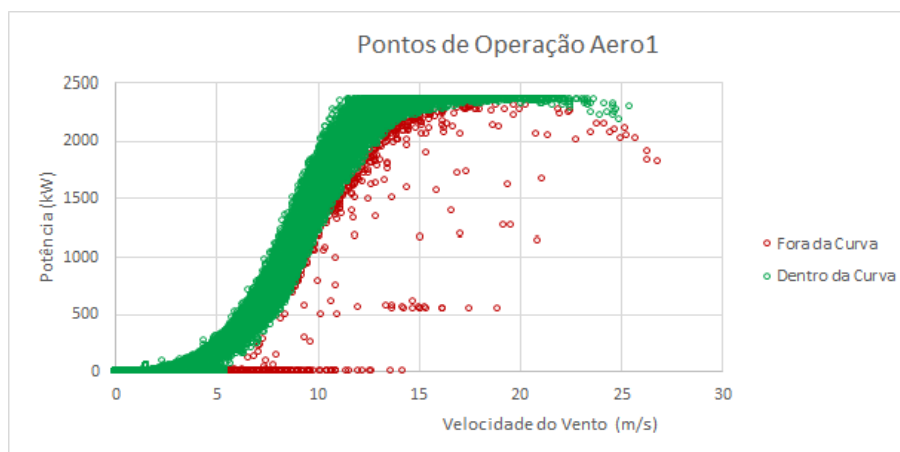


Figura 4.2: Pontos de operação do Aerogerador 1

Em que os pontos a verde são os intervalos de 10 minutos em que o aerogerador esteve a funcionar em condições normais e os pontos a vermelho quando a produção não corresponde ao esperado.

No gráfico encontram-se cerca de 157000 pontos que correspondem aos 157000 intervalos de 10 minutos nos três anos analisados.

### 4.1.1 Análise dos pontos de operação

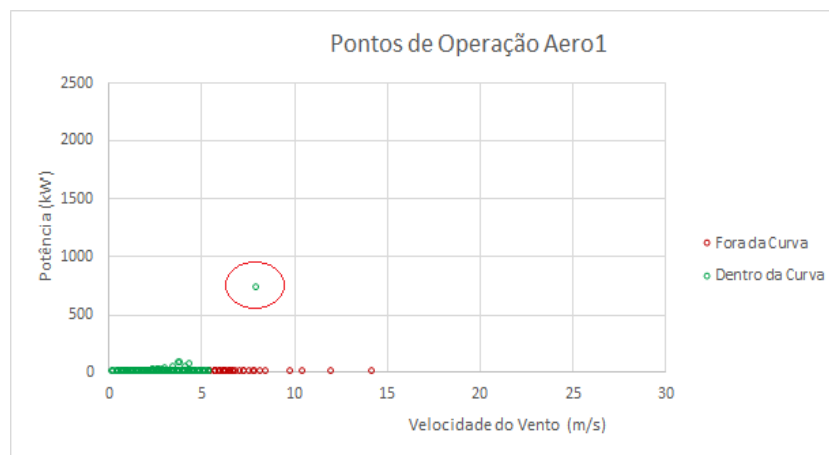


Figura 4.3: Pontos de operação TOSP

Quando há falhas, as produções estão sempre com valores de zero ou muito próximos de zero, neste caso a turbina estava operacional mas estava sem produção.

Observou-se no gráfico 4.3 um ponto que está assinalada cuja produção não está a zero. Estes casos podem suceder e a seu significado é que naquele intervalo de 10 minutos o aerogerador não esteve na totalidade do tempo no estado TOSP.

Estas situações ocorrem principalmente quando existe uma mudança de estado, sendo normal no tipo de falhas que ocorrem com mais frequência ver mais pontos fora do eixo das abcissas.

Tabela 4.1: Ponto TOSP

| Date          | V | P   | Estado | %     |
|---------------|---|-----|--------|-------|
| 23/8/18 16:00 | 8 | 719 | TOSP   | 90,0% |

Ao ir analisar o ponto em questão observa-se que este esteve 90% do tempo no estado anterior, ou seja, embora o aerogerador tenha entrado no estado TOSP nesse intervalo, ele esteve 90% do tempo a produzir em condições normais.

Para uma velocidade do vento de 8 m/s o aerogerador deveria estar a produzir a uma potência de aproximadamente 802 kW. Fazendo as contas para 90% desse valor obtemos:

$$802 \times 90\% = 721 \text{ kW}$$

O aerogerador esteve a produzir a 719 kW o que é aproximadamente igual a 90% de 802.

Estas verificações dos pontos permitem-nos confirmar que a atribuição de estados foi bem executada.

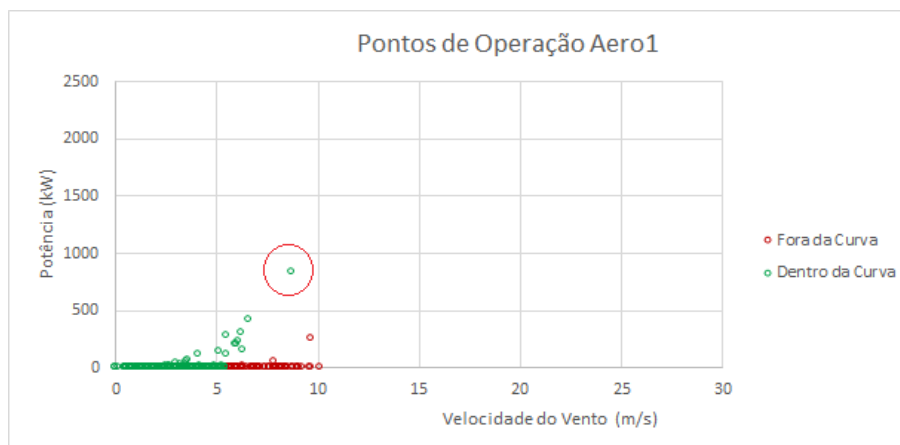


Figura 4.4: Pontos de operação para Manutenção Corretiva

Se analisarmos os pontos em que estava a ser realizada manutenção corretiva volta a observar-se que a maioria dos intervalos se encontra com produção a zero salvo as exceções em que o aerogerador muda de estado.

Vamos analisar o exemplo do intervalo destacado.

Tabela 4.2: Ponto Corretiva

| Date          | V   | P   | Estado    | %   |
|---------------|-----|-----|-----------|-----|
| 30/3/17 16:20 | 8,7 | 840 | Corretiva | 20% |

Para uma velocidade do vento de 8,7 m/s o aerogerador deveria estar a produzir a uma potência de aproximadamente 1019kW.

Como esta é uma situação em que sai de estado ele esteve 20% do tempo no estado anterior ou seja ainda em falha, e 80% a funcionar sem falha.

Fazendo as contas para 80% desse valor obtemos:

$$1019 \times 80\% = 815 \text{ kW}$$

O aerogerador esteve a produzir a 840 kW o que é aproximadamente igual a 80% de 1019 kW.

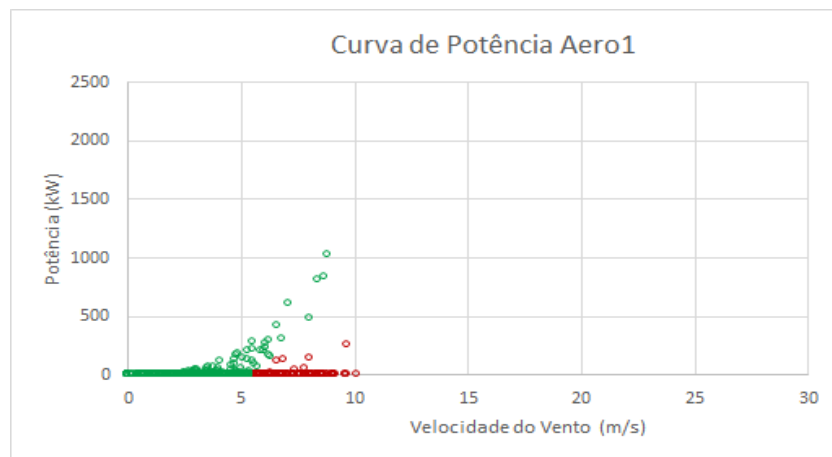


Figura 4.5: Pontos de operação para todos os tipos de Manutenção

Temos agora a figura 4.5 com todos os intervalos em que houve qualquer tipo de manutenção ou intervenção que houve no aerogerador, no qual se incluem os estados:

- Corretiva
- Corretiva a erro
- Preventiva
- Reformas e modificações

A maioria dos pontos encontra-se com produções a zero exceto as situações já discutidas anteriormente em que houve um entrada ou saída de estado.

Outra conclusão que se pode retirar da observação do gráfico é que todas as manutenções e intervenções são realizadas para velocidades do vento baixas, sempre menores que 10 m/s.

Este valor não é o ideal, para isso as manutenções teriam que ser feitas para velocidades do vento menores que 5 m/s, onde as perdas seriam menores ou quase nulas, mas nem sempre é possível devido à necessidade de algumas intervenções serem realizadas com urgência.

Outra das razões para se realizar manutenções quando as velocidades do vento são baixas é para garantir as condições de segurança das equipas de manutenção, principalmente intervenções que impliquem a subida à torre.

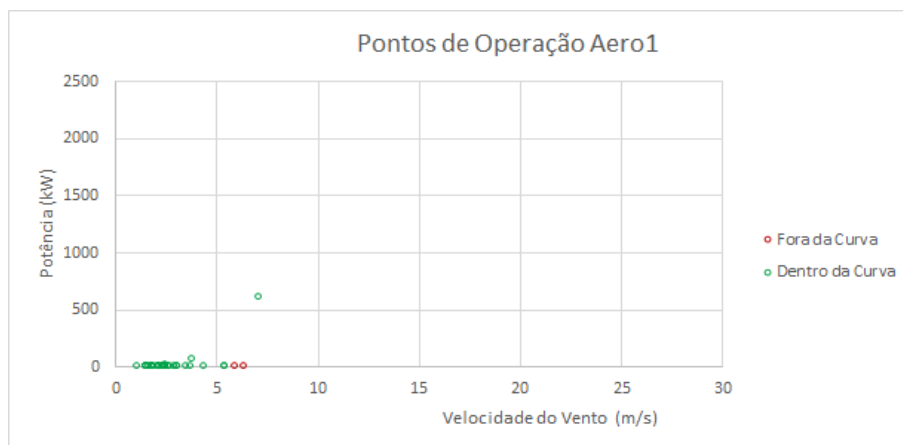


Figura 4.6: Pontos de operação para reformas e modificações

Se observarmos agora os pontos em que houve reformas ou modificações que são mais fáceis de planejar devido a não serem intervenções de grande urgência, foram quase todas realizadas para velocidades do vento menores que 5 m/s.

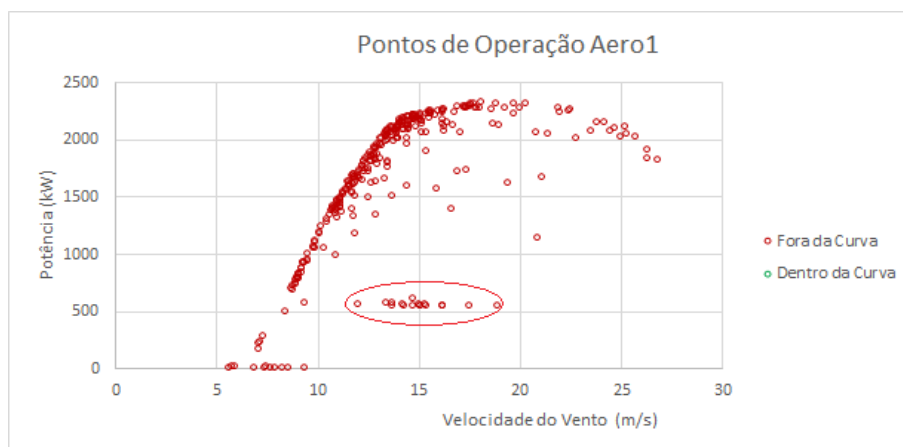


Figura 4.7: Pontos de operação para power limitation

Neste gráfico 4.7 encontram-se os intervalos em que houve uma limitação de potência e não houve nenhuma anomalia registada, ao que foi atribuído o estado PL.

De 12/03/17 das 15:20h até 18:00h observa-se que ocorreu um de-rating nos pontos assinalados.

### 4.1.2 Análise estatística

Para fazer a análise estatística foram agregadas cada tipo de falhas de forma a obter o tempo total e a os desvios de operação relativo a cada uma delas.

Tabela 4.3: Desvios de operação e tempo por estado aerogerador 1

| Energia total produzida kWh |                         | Nr total de paragens |
|-----------------------------|-------------------------|----------------------|
| 13541917,5                  |                         | 318                  |
| Tipo de paragem             | Desvios de operação kWh | Horas                |
| Correctiva                  | 15402,225               | 81,67                |
| Correctiva a Erro           | 4850,428                | 20,33                |
| Erro                        | 25299,846               | 49,83                |
| Falha de comunicação AG     | 263,473                 | 13,67                |
| Falha de comunicação OR     | 389,234                 | 15,83                |
| Falha de comunicação Sub    | 1622,137                | 77,17                |
| Power Limitation            | 30157,777               | 132,67               |
| Preventiva                  | 12822,325               | 104,00               |
| Reformas ou Modificações    | 1089,257                | 16,00                |
| TOSP                        | 6527,861                | 83,33                |

Embora não seja o termo mais correto para simplificar a escrita vai chamar-se perdas aos desvios de operação.

O aerogerador encontrou-se cerca de 81 horas em manutenção corretiva ao longo dos 3 anos e teve perdas relativas de 15,4 MWh. Para manutenção preventiva esteve 104 horas, mais tempo que em corretiva, mas apresenta perdas inferiores, aproximadamente de 12,8 MWh.

Esta situação pode dever-se ao facto de as manutenções preventivas serem agendadas e planeadas sendo possível a sua marcação quando as perdas seriam o menor possível dentro do intervalo de tempo aceitável para realizar a manutenção. Ao contrário da corretiva que é necessária para corrigir algum erro ou falha no aerogerador, o seu intervalo de tempo útil para realizar a manutenção é menor não podendo otimizar da melhor forma a redução de perdas.

O estado em que se encontrou bastante tempo foi em power limitation, 132 horas, mostrando que o aerogerador esteve uma quantidade significativa tempo com uma redução de potência elevada e em que não foi detetada nenhuma falha ou erro.

A falha de comunicação que mais ocorreu neste aerogerador foi com a Subestação, cerca de cinco vezes mais que as falhas de comunicação com o aerogerador e com o operador de rede.

Após ter valores acerca dos tempos e das perdas foi possível obter as disponibilidades e indisponibilidades internas, externas e totais.

Tabela 4.4: Disponibilidade aerogerador 1

| Tempo      |            |              |
|------------|------------|--------------|
| Disp int   | Disp ext   | Disp total   |
| 98,61%     | 99,62%     | 98,23%       |
| Indisp int | Indisp ext | Indisp total |
| 1,39%      | 0,38%      | 1,77%        |
| Energia    |            |              |
| Disp int   | Disp ext   | Disp total   |
| 96,42%     | 99,95%     | 96,37%       |
| Indisp int | Indisp ext | Indisp total |
| 3,58%      | 0,05%      | 3,63%        |

Por norma, as indisponibilidades em energia são maiores que as correspondentes indisponibilidades em tempo.

As indisponibilidades internas são significativamente superiores às externas, logo a maioria das perdas que ocorrem no parque são relacionadas com falhas encontradas nele e não de origem externa.

Tabela 4.5: Indicadores de performance aerogerador 1

|                                  |                |       |
|----------------------------------|----------------|-------|
| <b>Tempo médio entre paragem</b> | <b>TMEP(h)</b> | 80,52 |
| <b>Tempo médio de paragem</b>    | <b>TMDP(h)</b> | 1,88  |

Durante os três anos analisados ocorreu em média uma paragem no aerogerador a cada 80 horas, ou seja a cada 3,3 dias o aerogerador tem uma paragem, um erro, ou foi alvo de uma intervenção, tornando-o indisponível para produzir, em média durante 1,88 horas.

## 4.2 Análise Aeroerador 2

Os pontos de operação do aeroerador 2 são os seguintes:

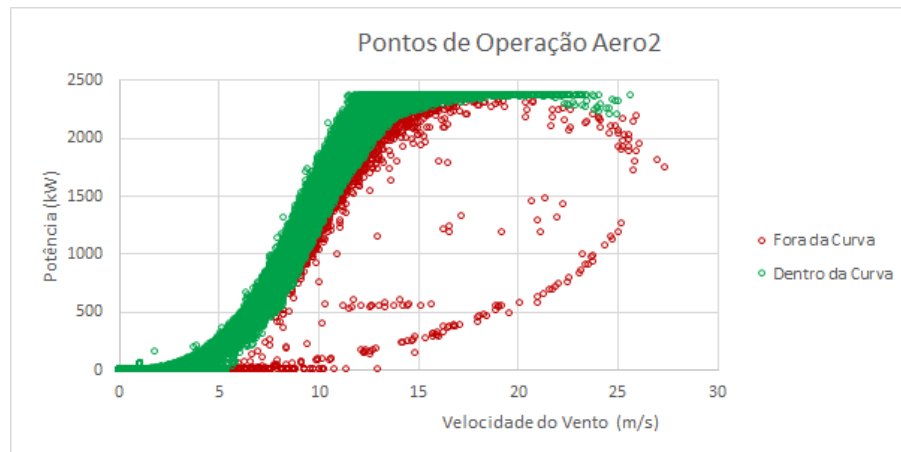


Figura 4.8: Pontos de operação do Aeroerador 2

### 4.2.1 Análise dos pontos de operação

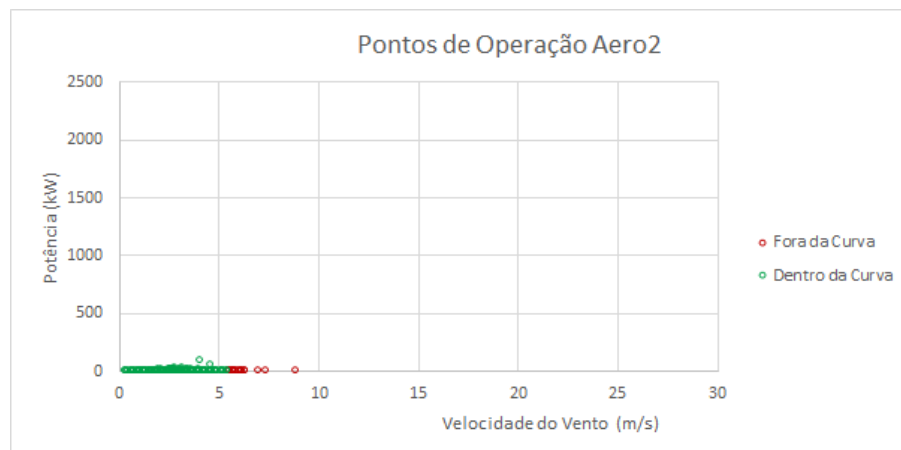


Figura 4.9: Pontos de operação para TOSP

Observa-se, tal como no aeroerador 1, que as produções estão sempre a zero. Neste aeroerador para esta paragem não se encontra nenhum intervalo em que a mudança de estado faça com que certos pontos tenham produção. Pode concluir-se que a atribuição de estados foi bem executada.

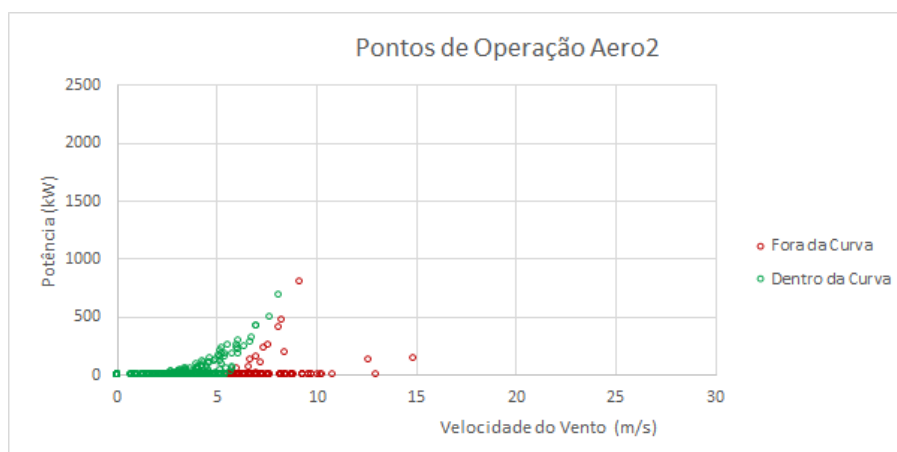


Figura 4.10: Pontos de operação para todos os tipos de Manutenção

No gráfico anterior encontram-se os intervalos em que foi realizada qualquer um dos tipos de manutenção ou intervenção. Neste caso já temos alguns pontos com produção que correspondem a entrada ou saída de estados.

Como já observado para o aerogerador 1 as intervenções são sempre realizadas para velocidades do vento menores que 10 m/s, que não é a velocidade ideal, sendo esta 5 m/s ou menos.

Nesta situação encontram-se 3 pontos perto de velocidades do vento de 15 m/s. Esta velocidade começa a ser demasiado elevada para se realizarem intervenções. Se formos analisar os pontos vemos que esses 3 correspondem a uma manutenção corretiva a erro. O que pode significar que houve um erro que foi necessário corrigir o mais rápido possível e por isso não se esperou que a velocidade do vento fosse menor para o corrigir.

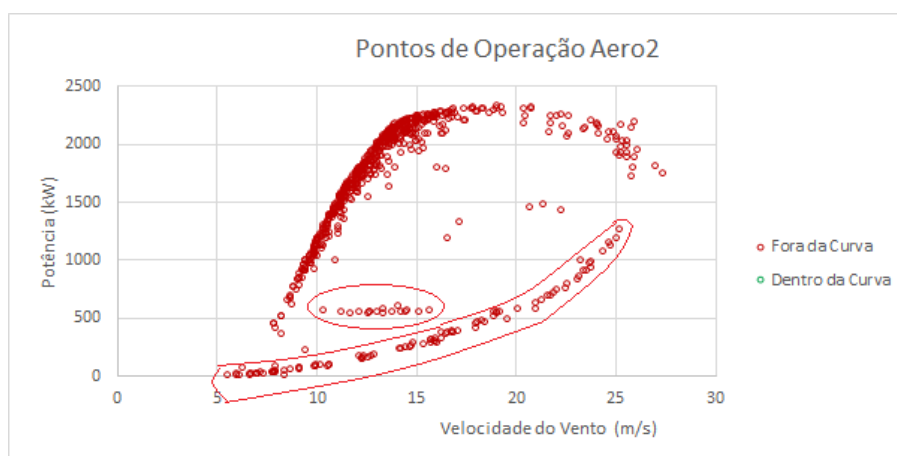


Figura 4.11: Pontos de operação para power limitation

Como no aerogerador anterior observou-se um derrating de 12/03/17 das 15:20h até 18:00h.

Observa-se também uma redução de potência bastante significativa que foi dos cerca de 1300 kW até próximo dos 0 kW que ocorreu durante o dia de 28/11/18 das 19:10 até dia 29/11/18 às 10:20.

Esta é uma situação peculiar que não foi observada em mais nenhum aerogerador e que pode indicar uma ineficiência no aerogerador.

#### 4.2.2 Análise estatística

Tabela 4.6: Desvios de operação e tempo por estado aerogerador 2

|                                 | Energia total produzida kWh | Nr total de paragens |
|---------------------------------|-----------------------------|----------------------|
|                                 | 12845524,17                 | 304                  |
| Tipo de paragem                 | Desvios de operação kWh     | Horas                |
| <b>Correctiva</b>               | 16298,989                   | 117,33               |
| <b>Correctiva a Erro</b>        | 4143,542                    | 9,33                 |
| <b>Erro</b>                     | 14140,288                   | 23,17                |
| <b>Falha de comunicação AG</b>  | 115,930                     | 13,67                |
| <b>Falha de comunicação OR</b>  | 523,343                     | 15,17                |
| <b>Falha de comunicação Sub</b> | 1170,467                    | 76,00                |
| <b>Power Limitation</b>         | 71961,015                   | 171,33               |
| <b>Preventiva</b>               | 13958,390                   | 102,33               |
| <b>Reformas ou Modificações</b> | 988,646                     | 17,17                |
| <b>TOSP</b>                     | 4330,609                    | 76,17                |

Embora não tão acentuada como no aerogerador anterior, as perdas por hora relativas à manutenção corretiva são maiores que as relativas à preventiva pois esta pode ser melhor planeada de forma a reduzir a energia perdida.

A falha de comunicação mais comum e que origina mais perdas volta a ser com a subestação.

Há também perdas significativas devido a power limitation, situações em que o aerogerador está a produzir a uma potência bastante mais reduzida que o normal sem se encontrar em estado de erro ou falha.

Tabela 4.7: Disponibilidade aerogerador 2

| Tempo      |            |              |
|------------|------------|--------------|
| Disp int   | Disp ext   | Disp total   |
| 98,62%     | 99,65%     | 98,27%       |
| Indisp int | Indisp ext | Indisp total |
| 1,38%      | 0,35%      | 1,73%        |
| Energia    |            |              |
| Disp int   | Disp ext   | Disp total   |
| 95,66%     | 99,96%     | 95,62%       |
| Indisp int | Indisp ext | Indisp total |
| 4,34%      | 0,04%      | 4,38%        |

Volta a verificar-se uma maior indisponibilidade energética a temporal e maior indisponibilidade interna que interna.

Tabela 4.8: Indicadores de performance aerogerador 2

|                                  |                |       |
|----------------------------------|----------------|-------|
| <b>Tempo médio entre paragem</b> | <b>TMEP(h)</b> | 84,14 |
| <b>Tempo médio de paragem</b>    | <b>TMDP(h)</b> | 2,05  |

Durante os três anos analisados ocorreu em média uma paragem no aerogerador a cada 84 horas, ou seja a cada 3,5 dias o aerogerador tem uma paragem, um erro, ou foi alvo de uma intervenção tornando-o indisponível a produzir em média durante 2.05 horas.

### 4.3 Análise Aerogerador 8

Os pontos de operação do aerogerador 8 são os seguintes:

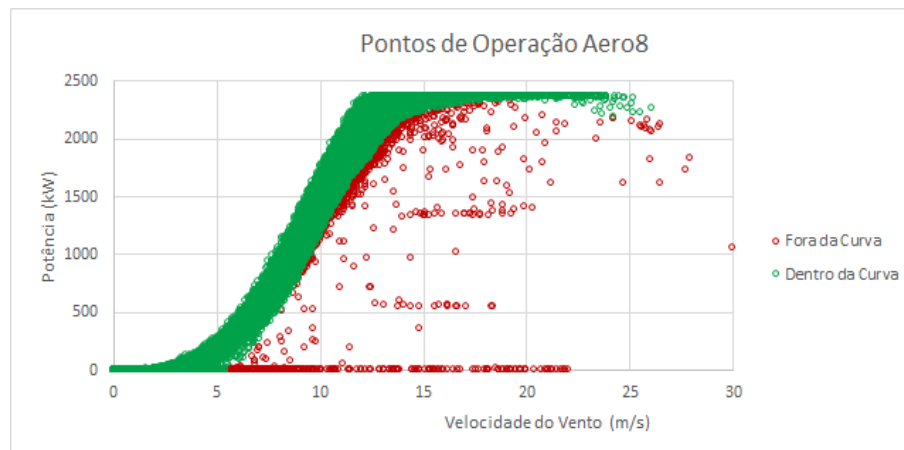


Figura 4.12: Pontos de operação do Aerogerador 8

#### 4.3.1 Análise dos pontos de operação

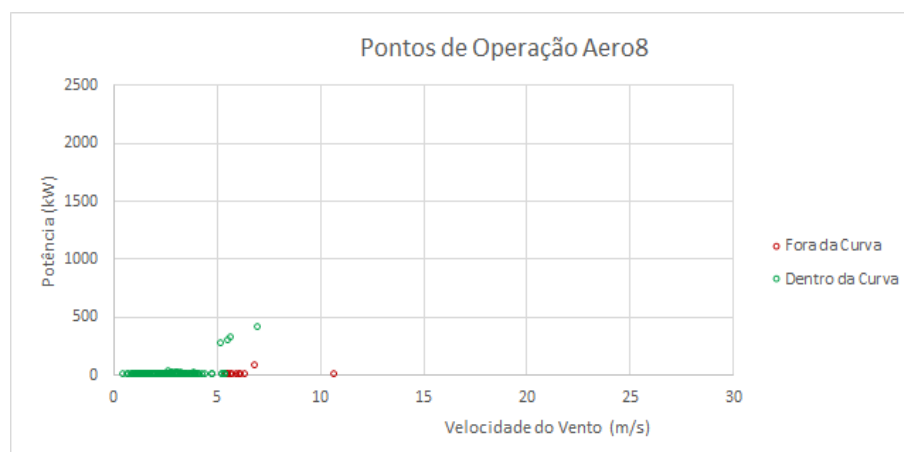


Figura 4.13: Pontos de operação para TOSP

A maioria dos pontos encontram-se com produções a zero exceto algumas exceções como o caso seguinte.

Tabela 4.9: Ponto TOSP

| Date         | V | P   | Estado | %   |
|--------------|---|-----|--------|-----|
| 4/7/17 17:20 | 7 | 411 | TOSP   | 70% |

Para uma velocidade do vento de 7 m/s o aerogerador deveria estar a produzir a uma potência de aproximadamente 530kW.

Fazendo as contas para 70% desse valor obtemos:

$$530 \times 70\% = 371 \text{ kW}$$

O aerogerador esteve a produzir a 411 kW o que é aproximadamente igual a 70% de 530.

A atribuição de estados foi bem realizada.

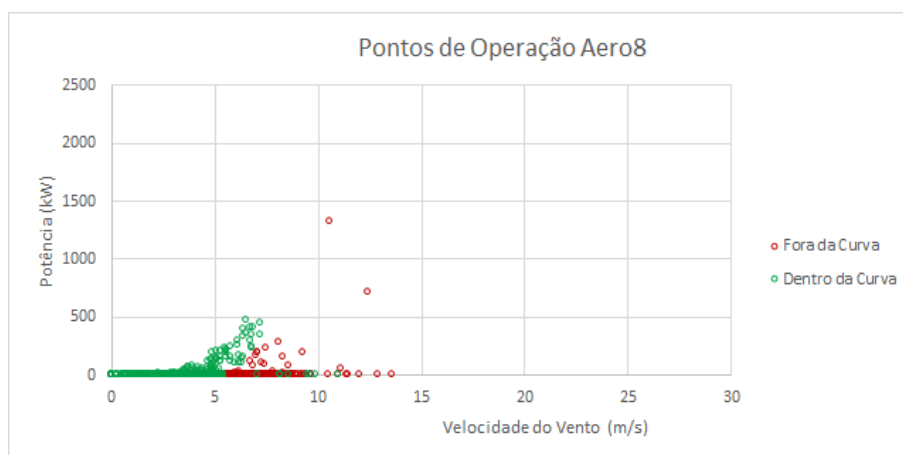


Figura 4.14: Pontos de operação para todos os tipos de manutenção

A maioria dos pontos encontram-se com produções a zero mas existem alguns casos que se encontra produções, que mais uma vez correspondem a quando a turbina entra ou sai de um estado. Volta a observar-se o facto de as manutenções serem realizadas para velocidades do vento mais baixas.

Analizamos como exemplo os seguintes pontos:

Tabela 4.10: Ponto de Manutenção

| Date         | V    | P    | Estado    | %   |
|--------------|------|------|-----------|-----|
| 9/8/17 8:10  | 10,6 | 1316 | Corretiva | 80% |
| 2/10/18 7:40 | 12,4 | 719  | Corretiva | 30% |

Para uma velocidade do vento de 10,6 m/s o aerogerador deveria estar a debitar uma potência de aproximadamente 1684 kW.

Fazendo as contas para 80% desse valor obtemos:

$$1684 \times 80\% = 1347 \text{ kW}$$

O aerogerador esteve a produzir a 1316 kW, o que é aproximadamente igual a 80% de 1684.

Para uma velocidade do vento de 12,4 m/s o aerogerador deveria estar a produzir a uma potência de aproximadamente 2147kW.

Fazendo as contas para 30% desse valor obtemos:

$$2147 \times 30\% = 634 \text{ kW}$$

O aerogerador esteve a produzir 719 kW o que é aproximadamente igual a 30% de 2147.

A atribuição de estados foi bem realizada.

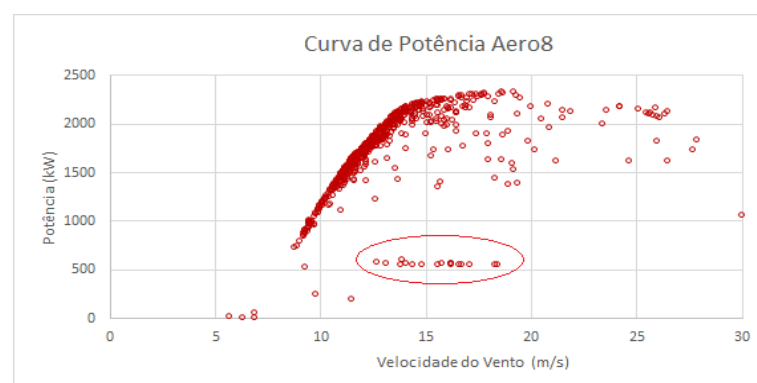


Figura 4.15: Pontos de operação para power limitation

Se observarmos as situações em que houve power limitation volta a observar-se um de-rating na zona assinalada que decorreu de 12/03/17 das 15:20h até 18:00h. Este derrating foi observado para todos os aerogeradores nesta data.

#### 4.3.2 Análise estatística

Tabela 4.11: Desvios de operação e tempo por estado aerogerador 8

|                          | Energia total produzida kWh | Nr total de paragens |
|--------------------------|-----------------------------|----------------------|
|                          | 15951245,5                  | 321                  |
| Estado                   | Desvios de operação kWh     | Horas                |
| Correctiva               | 24069,161                   | 90,17                |
| Correctiva a Erro        | 2983,729                    | 20,33                |
| Erro                     | 55697,235                   | 50,50                |
| Falha de comunicação AG  | 166,890                     | 5,17                 |
| Falha de comunicação OR  | 331,491                     | 14,83                |
| Falha de comunicação Sub | 1692,450                    | 77,17                |
| Power Limitation         | 54200,102                   | 151,67               |
| Preventiva               | 13129,682                   | 88,67                |
| Reformas ou Modificações | 1538,100                    | 15,83                |
| TOSP                     | 3538,937                    | 63,33                |

O tempo em que o aerogerador esteve em manutenção corretiva foi quase o mesmo que esteve em manutenção preventiva, mas observa-se um valor de perdas significativamente mais alto em relação à corretiva. Isto porque, à semelhança do já mencionado anteriormente em relação aos outros aerogeradores a manutenção preventiva pode agendar-se de forma a reduzir as perdas, enquanto que a corretiva tem que ser realizada com mais urgência de forma a colmatar uma falha.

Volta a confirmar-se que a falha de comunicação mais comum é com a subestação.

A perdas relativas a power limitation voltam a ter um valor significativo.

Tabela 4.12: Disponibilidade aerogerador 8

| Tempo      |            |              |
|------------|------------|--------------|
| Disp int   | Disp ext   | Disp total   |
| 98,66%     | 99,70%     | 98,36%       |
| Indisp int | Indisp ext | Indisp total |
| 1,34%      | 0,30%      | 1,64%        |
| Energia    |            |              |
| Disp int   | Disp ext   | Disp total   |
| 95,55%     | 99,98%     | 95,53%       |
| Indisp int | Indisp ext | Indisp total |
| 4,45%      | 0,02%      | 4,47%        |

Verifica-se de novo uma maior indisponibilidade energética que temporal e maior indisponibilidade interna que externa.

Tabela 4.13: Indicadores de performance aerogerador 8

|                                  |                |       |
|----------------------------------|----------------|-------|
| <b>Tempo médio entre paragem</b> | <b>TMEP(h)</b> | 79,82 |
| <b>Tempo médio de paragem</b>    | <b>TMDP(h)</b> | 1,81  |

Durante os três anos analisados ocorreu em média uma paragem no aerogerador a cada 79,8 horas, ou seja a cada 3,3 dias o aerogerador tem uma paragem, um erro, ou foi alvo de uma intervenção tornando-o indisponível a produzir em média durante 1,81 horas.

#### 4.4 Dados relativos a todos os aerogeradores

Tabela 4.14: Energia total produzida e paragens por aerogerador nos 3 anos

| Aerogerador | Energia total kWh | Nr total de paragens |
|-------------|-------------------|----------------------|
| 1           | 13 541 917,50     | 318                  |
| 2           | 12 845 524,17     | 304                  |
| 3           | 13 792 426,33     | 318                  |
| 4           | 14 434 096,00     | 343                  |
| 5           | 12 257 549,50     | 292                  |
| 6           | 15 223 374,33     | 246                  |
| 7           | 15 908 896,67     | 288                  |
| 8           | 15 951 245,50     | 321                  |
| 9           | 16 751 161,17     | 291                  |
| 10          | 15 533 697,17     | 301                  |
| 11          | 14 593 149,50     | 265                  |
| 12          | 15 811 641,83     | 261                  |
| 13          | 14 024 652,83     | 272                  |
| 14          | 16 778 136,50     | 261                  |
| 15          | 17 455 265,00     | 271                  |
| 16          | 18 349 131,67     | 233                  |
| 17          | 17 745 711,67     | 234                  |

O aerogerador que foi alvo de mais falhas ou paragens foi o 4, embora não tenha sido o aerogerador que menos produziu. Os aerogeradores que mais produziram no intervalo de 3 anos analisado foram o 16 e o 17 que foram também aqueles em que houve menos paragens.

Embora as produções totais e o número de paragens esteja relacionada, não é uma relação completamente linear, pois as perdas e as produções não dependem só do número de falhas como também do tempo que houve essa falha e das velocidades do vento que se faziam sentir quando esta aconteceu. Se o aerogerador esteve parado 2 horas para manutenção com velocidades do vento baixas, as perdas podem não ser muito grandes, enquanto que se estiver parado 1 hora com velocidades do vento mais elevadas, embora tenha estado menos tempo parado, pode ter perdas superiores às que teve quando esteve parado 2 horas.

Tabela 4.15: Indisponibilidade por aerogerador

| Aerogerador | Indisponibilidade |         |
|-------------|-------------------|---------|
|             | Tempo             | Energia |
| 1           | 1,77%             | 3,63%   |
| 2           | 1,73%             | 4,38%   |
| 3           | 1,64%             | 5,00%   |
| 4           | 1,86%             | 5,47%   |
| 5           | 1,53%             | 3,02%   |
| 6           | 1,41%             | 2,88%   |
| 7           | 1,74%             | 4,02%   |
| 8           | 1,64%             | 4,47%   |
| 9           | 1,67%             | 5,52%   |
| 10          | 1,60%             | 2,99%   |
| 11          | 1,61%             | 3,13%   |
| 12          | 1,62%             | 3,84%   |
| 13          | 1,39%             | 3,23%   |
| 14          | 1,48%             | 3,29%   |
| 15          | 1,54%             | 3,08%   |
| 16          | 1,35%             | 3,58%   |
| 17          | 1,40%             | 2,83%   |

O aerogerador mais indisponível em termos de tempo é o 4, que foi onde se observaram mais paragens. Esse é também o segundo aerogerador mais indisponível em termos de energia, depois do aerogerador 9.

O aerogerador 9 não foi o que foi alvo de mais paragens, mas de todos os aerogeradores foi aquele que teve maiores perdas e esteve o maior tempo no estado relativo a power limitation, redução de potência em que o aerogerador se encontrava em um estado sem falha ou paragem.

O aerogerador mais disponível em termos de tempo foi o 16 que também foi o que mais produziu e o que sofreu menos intervenções.

Tabela 4.16: KPI por aerogerador

| Aerogerador | TMEP(h) | TMDP(h) |
|-------------|---------|---------|
| 1           | 80,52   | 1,88    |
| 2           | 84,14   | 2,05    |
| 3           | 80,49   | 1,91    |
| 4           | 74,64   | 1,75    |
| 5           | 88,00   | 1,73    |
| 6           | 104,57  | 1,95    |
| 7           | 88,78   | 2,20    |
| 8           | 79,82   | 1,81    |
| 9           | 87,17   | 2,87    |
| 10          | 85,28   | 1,78    |
| 11          | 96,77   | 2,10    |
| 12          | 97,80   | 2,60    |
| 13          | 94,36   | 1,97    |
| 14          | 98,63   | 1,77    |
| 15          | 94,78   | 1,91    |
| 16          | 110,27  | 2,19    |
| 17          | 109,87  | 2,11    |

Os aerogeradores com um menor número de intervenções são consequentemente os que têm TMEP maiores, que são os aerogeradores 6, 16 e 17.

O aerogerador com um maior TMDP é o 9, ou seja as falhas ou intervenções que ocorreram foram as que demoraram mais a ser corrigidas em comparação com os restantes aerogeradores analisados.

Na seguinte tabela encontram-se as médias de perdas e de horas por falha relativas aos 17 aerogeradores do parque da Benespera.

Tabela 4.17: Média de desvios de operação e horas para todos aerogeradores

| Estado                          | Média desvios de operação kWh | Média horas | Desvios de operação por hora |
|---------------------------------|-------------------------------|-------------|------------------------------|
| <b>Correctiva</b>               | 12949,61                      | 78,61       | 164,74                       |
| <b>Correctiva a Erro</b>        | 6566,60                       | 12,59       | 521,65                       |
| <b>Erro</b>                     | 22081,81                      | 30,03       | 735,34                       |
| <b>Falha de comunicação AG</b>  | 286,15                        | 10,32       | 27,72                        |
| <b>Falha de comunicação OR</b>  | 327,25                        | 15,57       | 21,02                        |
| <b>Falha de comunicação Sub</b> | 1842,46                       | 76,87       | 23,97                        |
| <b>Power Limitation</b>         | 40916,05                      | 158,08      | 258,83                       |
| <b>Preventiva</b>               | 14120,96                      | 104,44      | 135,20                       |
| <b>Reformas ou Modificações</b> | 1474,39                       | 16,16       | 91,25                        |
| <b>TOSP</b>                     | 3705,00                       | 68,16       | 54,36                        |

A média de perdas relativas à manutenção preventiva é maior que a relativa à manutenção corretiva. No entanto os aerogeradores encontram-se mais tempo em preventiva, por isso vão analisar-se as perdas por hora. Relativamente à corretiva ele origina perdas de cerca de 165kW por hora que se encontra em corretiva enquanto que por cada hora de preventiva origina 135kW de perdas. Estes valores resultam da possibilidade da manutenção preventiva poder ser agendada podendo escolher a melhor altura de forma a reduzir perdas, enquanto que a corretiva não tem tanto espaço de manobra relativamente as otimizar o momento em que será feita a manutenção devido à necessidade de corrigir alguma falha.

Os erros embora não muito frequentes são aqueles que causam o maior número de perdas por hora, seguidos da manutenção corretiva a erro.

As falhas de comunicação causam sensivelmente o mesmo número de perdas por hora, mas as falhas de comunicação com a subestação são bastante mais frequentes que as restantes.

A perdas relativas a power limitation são elevadas, na ordem dos 258 kW por hora de paragem, e ocorrem um número de vezes significativo, em média 158h por aerogerador nos anos analisados.



## Capítulo 5

# Conclusões e desenvolvimento futuro

Na atualidade de uma sociedade cada vez mais exigente e avançada tecnologicamente toda a gestão tenta ser o mais otimizada possível, o que leva a que cada empresa se foque no que faz melhor ou no seu principal objectivo. Desta forma surge a oportunidade de outsourcing, como é o caso da manutenção realizada nos parques eólicos da Finerge.

O objetivo principal deste trabalho foi fazer uma ligação entre dados relativos aos aerogeradores e às falhas ou manutenções realizadas de forma a poderem ser analisadas.

Os dados recolhidos pelo sistema SCADA do parque relativos a produções e condições de funcionamento dos aerogeradores foram interligados com os estados em que se encontravam os aerogeradores e com os reports relativos a intervenções feitas nas turbinas pelas equipas de manutenção. Isto permitiu-nos ter informação para cada intervalo de 10 minutos relativa à produção, perdas e estado do aerogerador. Com isso foi possível fazer uma análise muito mais rápida e eficaz de cada aerogerador, que nos dá informação relativa a perdas por falha, tempo de falha, tempo entre falhas, e quais as falhas que ocorrem mais vezes.

Todas as manutenções foram realizadas para velocidades do vento relativamente baixas. Isto diz-nos que é bem executada, pois garante as condições de segurança das equipas que a realizam devido ao risco de subir à torre quando o vento é demasiado alto. Outro fator muito relevante para a execução das intervenções em baixas velocidades do vento é a redução dos desvios de operação ou perdas, como foi chamado para simplificar, pois a melhor altura para realizar uma intervenção é quando a produção do aerogerador é reduzida. Embora se possa considerar que é bem executada esta não é perfeita pois para ser ideal teria que ser sempre para velocidades do vento menores que 5 m/s.

Os erros e a manutenção corretiva a erro são as que causam mais perdas por unidade de tempo seguido das situações de power limitation. As manutenções de cariz corretivo originam mais

perdas por unidade de tempo que as de preventivo. As falhas de comunicação mais comuns são com a sub-estação.

Melhoramentos da ferramenta também podem ser feitos. A otimização do código que atribui estados pode diminuir ainda mais o tempo de processamento.

Nas situações em que há falhas de comunicação recorreu-se a valores antes da falha para estimar a velocidade do vento e a produção. Esta não é a situação ideal em que se poderia usar dados da estação meteorológica para estimar estes valores, ou através de dados de um aerogerador próximo do analisado no caso de este não estar em falha de comunicação. Ter também em conta que os dados de velocidade do vento são captados pelos anemómetros localizados na nacelle do aerogerador. Estas medições não são 100% exatas sendo uma das razões quando a pá passa em frente do anemómetro a velocidade poder sofrer uma ligeira alteração no seu valor.

Este processo pode ser aplicado a outros parques e a diferentes aerogeradores.

## Anexo A

## Apendice

Tabela A.1: Características do ENERCON E-82

| Wind<br>(m/s) | Power P<br>(kW) | Power-<br>coefficient<br>Cp [-] |
|---------------|-----------------|---------------------------------|
| 1             | 0.0             | 0.00                            |
| 2             | 3.0             | 0.12                            |
| 3             | 25.0            | 0.29                            |
| 4             | 82.0            | 0.40                            |
| 5             | 174.0           | 0.43                            |
| 6             | 321.0           | 0.46                            |
| 7             | 532.0           | 0.48                            |
| 8             | 815.0           | 0.49                            |
| 9             | 1,180.0         | 0.50                            |
| 10            | 1,580.0         | 0.49                            |
| 11            | 1,890.0         | 0.44                            |
| 12            | 2,100.0         | 0.38                            |
| 13            | 2,250.0         | 0.32                            |
| 14            | 2,350.0         | 0.26                            |
| 15            | 2,350.0         | 0.22                            |
| 16            | 2,350.0         | 0.18                            |
| 17            | 2,350.0         | 0.15                            |
| 18            | 2,350.0         | 0.12                            |
| 19            | 2,350.0         | 0.11                            |
| 20            | 2,350.0         | 0.09                            |
| 21            | 2,350.0         | 0.08                            |
| 22            | 2,350.0         | 0.07                            |
| 23            | 2,350.0         | 0.06                            |
| 24            | 2,350.0         | 0.05                            |
| 25            | 2,350.0         | 0.05                            |

Tabela A.2: Parte da tabela de referência (V,P,R,bV,bP,bR)

| V      | P       | R      | bV     | bP      | bR     |
|--------|---------|--------|--------|---------|--------|
| 0,0000 | 0,0000  | 0,0000 | 0,5350 | 1,1316  | 1,2616 |
| 0,6771 | 0,1190  | 0,4744 | 0,5350 | 1,1316  | 1,2616 |
| 0,7365 | 0,1640  | 0,5682 | 0,5548 | 1,3579  | 1,3883 |
| 0,8002 | 0,2241  | 0,6784 | 0,5739 | 1,6228  | 1,5207 |
| 0,8682 | 0,3037  | 0,8067 | 0,5921 | 1,9302  | 1,6568 |
| 0,9404 | 0,4078  | 0,9543 | 0,6089 | 2,2842  | 1,7943 |
| 1,0165 | 0,5421  | 1,1220 | 0,6240 | 2,6882  | 1,9301 |
| 1,0960 | 0,7130  | 1,3101 | 0,6368 | 3,1448  | 2,0609 |
| 1,1785 | 0,9276  | 1,5178 | 0,6471 | 3,6559  | 2,1832 |
| 1,2632 | 1,1928  | 1,7436 | 0,6545 | 4,2225  | 2,2935 |
| 1,3496 | 1,5161  | 1,9854 | 0,6590 | 4,8444  | 2,3888 |
| 1,4367 | 1,9044  | 2,2400 | 0,6605 | 5,5207  | 2,4665 |
| 1,5239 | 2,3657  | 2,5041 | 0,6593 | 6,2524  | 2,5250 |
| 1,6105 | 2,9056  | 2,7738 | 0,6556 | 7,0357  | 2,5631 |
| 1,6958 | 3,5300  | 3,0453 | 0,6498 | 7,8685  | 2,5811 |
| 1,7794 | 4,2447  | 3,3148 | 0,6426 | 8,7491  | 2,5797 |
| 1,8611 | 5,0550  | 3,5794 | 0,6344 | 9,6759  | 2,5606 |
| 1,9407 | 5,9665  | 3,8365 | 0,6260 | 10,6481 | 2,5262 |
| 2,0182 | 6,9849  | 4,0842 | 0,6179 | 11,6652 | 2,4788 |
| 2,0938 | 8,1167  | 4,3213 | 0,6105 | 12,7275 | 2,4213 |
| 2,1678 | 9,3686  | 4,5473 | 0,6044 | 13,8353 | 2,3564 |
| 2,2404 | 10,7486 | 4,7621 | 0,5996 | 14,9891 | 2,2867 |
| 2,3137 | 12,3159 | 4,9704 | 0,5971 | 16,2424 | 2,2141 |
| 2,3868 | 14,0454 | 5,1692 | 0,5964 | 17,5522 | 2,1410 |
| 2,4600 | 15,9495 | 5,3593 | 0,5973 | 18,9180 | 2,0692 |
| 2,5339 | 18,0408 | 5,5419 | 0,5997 | 20,3382 | 2,0003 |
| 2,6087 | 20,3319 | 5,7181 | 0,6034 | 21,8093 | 1,9356 |
| 2,6847 | 22,8345 | 5,8890 | 0,6080 | 23,3262 | 1,8760 |
| 2,7622 | 25,5587 | 6,0557 | 0,6132 | 24,8819 | 1,8222 |

# Referências

- [1] Tudo Sobre a Finerge - Home - Finerge produtor de energia renovável em Portugal.
- [2] . Parques eólicos em Portugal. Relatório técnico, INEGI, APREN, 2019.
- [3] Miranda Ana. Ações de manutenção em Parques eólicos com recurso ao modelo estocástico. Tese de mestrado, 2019.
- [4] Jorge Anderson, De Moura Arlindo, e Claudio Luís Piratelli. equipamentos em uma empresa do ramo de transmissão de energia elétrica Maintenance strategy analysis based on equipment reliability in a power transmission company. (2014).
- [5] David Bailey e Edwin Wright. *Practical SCADA for industry*. Elsevier, 2003.
- [6] Pedro Bernardes. Caracterização das Perdas na Rede de Distribuição de Alta Tensão. Tese de mestrado, FEUP, 2011.
- [7] C. Carrillo, A. F. Obando Montaña, J. Cidrás, e E. Díaz-Dorado. Review of power curve modelling for windturbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21:572–581, 2013.
- [8] Inácio de Sousa Adelino da Fonseca. Manutenção de Sistemas de Geração de Energia Renovável Eólica através de Redes IP. página 229, 2010.
- [9] Liliana Figueiredo. Instalação, Operação e Manutenção de Parques Eólicos. Tese de mestrado, FEUP, 2006.
- [10] Roque Filipe, Mesquita Brand, Enquadramento Atendendo, N P En, Paliativa Corretiva Manuten, Planeada Preventiva, e Condicionada Figura. Turbinas eólicas Manutenção.
- [11] Katharina Fischer. Maintenance management of wind power systems by means of reliability-centred maintenance and condition monitoring systems, 02 2012.
- [12] Yesmary Gouveia. Construção de um parque eólico industrial. Tese de mestrado, 2013.
- [13] Frederico Horta. Desenvolvimento e Otimização de Seccionadores em Redes MT. Tese de mestrado, FEUP, 2014.
- [14] IEC. Iec 61400-12-1. *International Electrotechnical Commission*, 2005:179, 2005.
- [15] IEC TS 61400-26-1. *Time-based availability for wind turbine generating systems*. 2011.
- [16] L Jones, R Zavadil, W Grant, et al. The future of wind forecasting and utility operations. *IEEE Power and Energy Magazine*, 3(6):57–64, 2005.
- [17] Andras Kovacs, Gábor Erdős, Zsolt János Viharos, e László Monostori. A system for the detailed scheduling of wind farm maintenance. *CIRP annals*, 60(1):497–501, 2011.

- [18] Andrew Kusiak, Haiyang Zheng, e Zhe Song. Models for monitoring wind farm power. *Renewable Energy*, 34(3):583–590, 2009.
- [19] Edzel Lapira, Dustin Brisset, Hossein Davari Ardakani, David Siegel, e Jay Lee. Wind turbine performance assessment using multi-regime modeling approach. *Renewable Energy*, 45:86–95, 2012.
- [20] Gustavo de Novaes Pires Leite, Alex Maurício Araújo, e Pedro André Carvalho Rosas. Prognostic techniques applied to maintenance of wind turbines: a concise and specific review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(June 2017):1917–1925, 2018.
- [21] Dustin Mulvaney. Green New Deal. *Solar Power*, 2019.
- [22] D. N.P. Murthy, M. R. Karim, e A. Ahmadi. Data management in maintenance outsourcing. *Reliability Engineering and System Safety*, 142, 2015.
- [23] Johan Ribrant. Reliability performance and maintenance - A survey of failures in wind power systems. Tese de mestrado, 2006.
- [24] Nuno Rafael Abrantes Santiago. Metodologias para avaliação do desempenho e previsão de avarias em turbinas eólicas utilizando a curva de potência do fabricante. Tese de mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia, 2012.
- [25] Nuno Rafael Abrantes Santiago. Metodologias para avaliação do desempenho e previsão de avarias em turbinas eólicas utilizando a curva de potência do fabricante. Tese de mestrado, 2012.
- [26] JV Seguro e TW Lambert. Modern estimation of the parameters of the weibull wind speed distribution for wind energy analysis. *Journal of wind engineering and industrial aerodynamics*, 85(1):75–84, 2000.
- [27] Selênio Silva. Tecnologia em Aerogeradores. 2013.
- [28] Kay Smarsly e Dietrich Hartmann. Real-time monitoring of wind converters based on software agents. 2010.
- [29] Vaishali Sohoni, SC Gupta, e RK Nema. A critical review on wind turbine power curve modelling techniques and their applications in wind based energy systems. *Journal of Energy*, 2016, 2016.
- [30] Andrew Tindal, Clint Johnson, Marc LeBlanc, Keir Harman, Elisabeth Rareshide, A Graves, e GH America. Site-specific adjustments to wind turbine power curves. Em *AWEA Wind Power Conference, Houston*, 2008.
- [31] BJ Vanderwende e Julie K Lundquist. The modification of wind turbine performance by statistically distinct atmospheric regimes. *Environmental Research Letters*, 7(3):034035, 2012.
- [32] Paulino Ferreira Vieira. Caixa Multiplicadora de uma Turbina Eólica : Processos de Fabrico e Ciclos de Vida. 2018.
- [33] Christopher Walford. Wind turbine reliability: understanding and minimizing wind turbine operation and maintenance costs. *Energy*, (March), 2006.
- [34] Zheng Wang. Model-based design of an ultra high performance concrete support structure for a wind turbine, 2007.