

# DETEÇÃO DE AVARIAS NA CAIXA DE ENGRENAGENS DE AEROGERADORES

Ernesto Dias Casa Nova



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

**2014**



Relatório do projeto “Detecção de avarias na caixa de engrenagens de aerogeradores” desenvolvido no âmbito da Unidade Curricular de DSEE - Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia.

Candidato: Ernesto Dias Casa Nova, Nº 1091079, 1091079@isep.ipp.pt

Orientação científica: Roque Filipe Brandão, RFB@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica  
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

**2014**





Dedico este trabalho aos meus pais por terem sido o pilar da concretização de mais uma importante jornada da minha vida, à minha namorada pelo apoio incondicional que me deu ao longo do meu percurso académico e ao engenheiro Roque Brandão por toda a cooperação e disponibilidade demonstradas na materialização deste trabalho que espero vir a contribuir para um avanço na investigação em energias eólicas.

## *Agradecimentos*

Em primeiro lugar queria agradecer ao meu orientador professor Roque Brandão por tudo que fez por mim durante este período de trabalho da minha vida. Agradeço pela ajuda que me deu durante o período em que estive a trabalhar neste projeto e por toda a disponibilidade que tão prontamente sempre mostrou.

Agradeço ainda a todos os que sempre me apoiaram e fizeram de mim aquilo que sou hoje, aos meus pais, à minha namorada, aos meus avós e a toda a minha família, pois sem eles nada disto teria sido possível. O vosso apoio incondicional deu-me sempre o empurrão positivo que me fortaleceu em todos os momentos da vida.

Quero deixar também um grande agradecimento à minha família, que sempre me ajudou e me motivou para eu chegar o mais longe possível. Sem os meus pais e a minha namorada nada do que alcancei seria possível, por isso sou-lhes eternamente grato.

## *Resumo*

Ao longo dos últimos anos tem-se assistido a um forte desenvolvimento e crescimento do número de parques eólicos instalados no mundo, o que leva a que seja necessário o incremento de ferramentas que permitam aperfeiçoar os sistemas de monitorização e controlo atualmente existentes. Por outro lado, não se deve deixar de ter em conta os custos elevados de operação e manutenção dos sistemas eólicos bem como o facto de os aerogeradores estarem localizadas em locais remotos ou *offshore*, o que faz aumentar os custos associados à sua exploração.

A dissertação nasce da intenção clara do mercado em apostar na supervisão e previsão de avarias graves, de forma a minimizar os encargos subjacentes.

Este trabalho de dissertação visa a utilização de redes neuronais para criar uma ferramenta informática de previsão de avarias em caixas de engrenagens em aerogeradores. As redes neuronais são ferramentas informáticas ideais para trabalhar com muita informação, sendo que a sua aplicação depende da qualidade e quantidade dos dados. Para tal irá ser efetuado um estudo em um parque eólico, no qual se analisará as principais avarias detetadas bem como as grandezas que deverão integrar a construção desta rede neuronal.

Assim sendo, a informação relativa às diversas máquinas existentes num parque, é de enorme importância para a definição e otimização da rede neuronal a construir.

Os resultados obtidos neste trabalho com a aplicação de redes neuronais para a previsão de avarias em caixas de engrenagens do parque eólico de estudo, provam que é possível realizar uma deteção da avaria bem como uma constatação de que a reparação possa ter sido bem efetuada ou mal sucedida, podendo assim ser ajustados os programas de manutenção a efetuar e uma verificação das ações de reparação para sua validação.

### *Palavras-Chave*

Energia eólica, aerogeradores, avarias de aerogeradores, redes neuronais, caixa de engrenagens, manutenção de aerogeradores.



## *Abstract*

Over the past few years it have witnessed a strong development and growth in the number of wind turbines installed in our world, which leads to the necessity of increase of tools that allow to improve the currently existing systems for monitoring and control. On the other hand, it should not fail to take into account the high costs of operation and maintenance of wind power systems as well as the fact that wind turbines are located in remote locations or offshore, which increases the costs associated to their exploration.

The project is born from the clear intention of the betting market supervision and forecasting severe damages in order to minimize the burden themselves behind.

This research aims to use neural networks to create an informatics tool for predicting faults in gearboxes in wind turbines. Neural networks are ideal informatics tools to work with lots of information, and its application depends on the quality and quantity of data. For such, it will be made a study in a wind farm which will analyze the major faults detected as well as the quantities that should integrate the construction of this neural network.

Therefore, information on all existing machines in a park is of enormous importance for the definition and optimization of the network build.

The results obtained in this study with the application of neural networks for prediction of faults in gearboxes of wind farm prove that it is possible to perform fault detection as well as a finding that the repair may have been well done or unsuccessful, where maintenance programs to make a check and repair actions for validation and thus can be adjusted.

### ***Keywords***

Wind power, wind turbines, wind turbine malfunctions, neural networks, gearbox, maintenance of wind turbines.



## *Résumé*

Au cours des dernières années, on a assisté à un fort développement et croissance du nombre d'éoliennes installées dans notre monde, ce qui a conduit à la nécessité de l'augmentation des outils qui permette d'améliorer les systèmes de motorisation et de contrôle actuellement existants. D'autre part, il ne faut pas laisser de prendre en compte les coûts élevés de fonctionnement et d'entretien des systèmes d'énergie éolienne ainsi que le fait que les éoliennes soit situées dans des régions éloignées ou en mer, ce qui augmente les coûts associés à leur exploitation.

Le projet est né de la claire intention du marché de parier sur la supervision e prévision des dommages et pannes graves, afin de minimiser les charges qui leurs sont subjacentes.

Ce travail d'investigation vise l'utilisation de réseaux de neurones pour créer un outil informatique afin de prédire les pannes dans les boîtes d'engrenage des éoliennes. Les réseaux de neurones sont des outils informatiques idéaux pour travailler avec beaucoup d'informations, puisque son application dépend de la qualité et de la quantité de données. Pour tel, une étude sur un parc éolien va être faite, qui analysera les principales pannes détectées ainsi que les grandeurs qui devraient intégrer la construction de ce réseau.

Par conséquent, l'information relative à toutes les machines existantes dans le parc est d'une importance capitale pour la définition et l'optimisation du réseau à construire.

Les résultats obtenus dans cette étude avec l'application des réseaux de neurones pour la prédiction des pannes dans les boîtes d'engrenage du parc éolien étudié prouvent qu'il est possible d'effectuer une détection des pannes ainsi que la constatation que la réparation ait été bien fait ou de son échec, pouvant ainsi être ajustés les programmes de manutention à effectuer e une vérification des actions de réparations pour sa validation.

### ***Mots-Clés***

Énergie éolienne, éoliennes, dysfonctionnements d'éoliennes, réseaux de neurones, boîte d'engrenage, manutention d'éoliennes.





# Índice

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>II</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>III</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>V</b>
<b>RÉSUMÉ</b> .....	<b>VII</b>
<b>ÍNDICE</b> .....	<b>IX</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>XI</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS</b> .....	<b>XVII</b>
<b>ACRÓNIMOS</b> .....	<b>1</b>
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO.....	5
1.2.OBJETIVOS .....	5
1.3.ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO .....	5
<b>2. ENERGIA EÓLICA E OS SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA</b> .....	<b>7</b>
2.1.PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA NOS SEE.....	9
2.2.INTEGRAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA EM GRANDE ESCALA .....	12
2.3.GRID CODES .....	15
2.4.SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA.....	21
2.5.CARACTERÍSTICAS DA ENERGIA EÓLICA .....	27
2.6.CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA EM ENERGIA ELÉTRICA.....	33
2.7.CAIXAS DE ENGRENAGENS .....	40
2.8.CENTROS DE CONTROLO E SISTEMAS SCADA .....	44
2.9.CONCLUSÕES .....	51
<b>3. MONITORIZAÇÃO E MANUTENÇÃO</b> .....	<b>53</b>
3.1.AVARIAS EM TURBINAS EÓLICAS .....	56
3.2.MÉTODOS DE MONITORIZAÇÃO E DETEÇÃO DE FALHAS .....	59
3.3.TÉCNICAS DE DETEÇÃO DE FALHAS EM AEROGERADORES.....	65
3.4.OTIMIZAÇÃO DA MANUTENÇÃO .....	66
3.5.CONCLUSÕES .....	68
<b>4. MONITORIZAÇÃO DO FUNCIONAMENTO DE CAIXAS DE ENGRENAGENS</b> .....	<b>71</b>

4.1. REDES NEURONAIS .....	72
4.2. IMPLEMENTAÇÃO DA REDE NEURONAL.....	79
4.3. TREINO DA REDE NEURONAL .....	82
4.4. CONCLUSÕES .....	83
<b>5. DETEÇÃO DE AVARIAS EM CAIXAS DE ENGRENAGENS .....</b>	<b>85</b>
5.1. AVARIAS NO PARQUE EÓLICO .....	88
5.2. FERRAMENTA DESENVOLVIDA.....	91
5.3. DISCUSSÃO DE RESULTADOS .....	112
5.4. CONCLUSÕES .....	126
<b>6. CONCLUSÕES.....</b>	<b>129</b>
6.1. PERSPETIVAS DE TRABALHO FUTURO .....	132
<b>REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS.....</b>	<b>133</b>

## *Índice de Figuras*

Figura 1: Distribuição das fontes primárias de produção de energia elétrica, no ano de 2013 [1].	2
Figura 2: Capacidade instalada de potência eólica a nível mundial [MW] [2] .	2
Figura 3: Distribuição das fontes primárias de produção de energia elétrica, no ano de 2011 e 2012, em Portugal [3].	3
Figura 4: Capacidade geradora e número de aerogeradores em Portugal, em 2013.	3
Figura 5: Distribuição dos parques eólicos em Portugal continental, em 2013.	4
Figura 6: Estrutura de um sistema elétrico de energia convencional [6].	11
Figura 7: Estrutura de um sistema elétrico de energia atual [6].	12
Figura 8: Representação de uma queda de tensão [10].	16
Figura 9: Característica tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólicas para suportarem cavas de tensão em Portugal [13].	17
Figura 10: Curva característica da entrega de corrente reativa por geradores eólicos durante/ após quedas de tensão [13].	18
Figura 11: Variação da frequência permitida na rede elétrica portuguesa [12].	20
Figura 12: Curva limite da tensão no ponto de interligação, na presença de um defeito na rede [15].	20
Figura 13: Aerogerador sem caixa de engrenagens à esquerda e aerogerador com caixa de engrenagens à direita [16] [17].	23
Figura 14: Aerogerador de <i>Charles F. Brush</i> [18].	23

Figura 15: Turbina <i>Gedser</i> [20].	24
Figura 16: <i>Aerogenerator X</i> ® de 10 MW [23].	25
Figura 17: Aerogerador da <i>Sway</i> de 10 MW [24].	26
Figura 18: Turbina <i>SeaTitan</i> ® de 10 MW [25].	26
Figura 19: Evolução dos aerogeradores [26].	27
Figura 20: Ilustração do fluxo de ar no interior de uma turbina [27].	28
Figura 21: Relação entre as densidades de potência: disponível no vento, captada pela turbina ideal (limite de <i>Betz</i> ) e convertida em elétrica por um determinado aerogerador real [29].	29
Figura 22: Mapa dos ventos para a Europa [30].	30
Figura 23: Mapa dos ventos para a Europa Offshore [30].	31
Figura 24: Curva Característica potência/velocidade, a cinzenta, do vento para a turbina E-82 de 3 MW da <i>Enercon</i> [21].	32
Figura 25: Rotor em gaiola de esquilo.	35
Figura 26: Gerador síncrono de ímãs permanentes inserido na turbina eólica.	37
Figura 27: Topologias de circuito para dois tipos de geradores encontrados em turbinas eólicas de velocidade variável [33].	39
Figura 28: Engrenagem de dentes retos, engrenagem helicoidal e engrenagem helicoidal dupla [99-100].	41
Figura 29: Configuração paralela e configuração planetária [101].	41
Figura 30: Caixa de engrenagens planetária [102].	42
Figura 31: Interface do sistema de monitorização de aerogeradores da <i>Enercon</i> [6].	47

Figura 32: Interface do sistema de monitorização de aerogeradores da Nordex [6].	47
Figura 33: Interface do sistema de monitorização de aerogeradores da ALSTOM [6].	48
Figura 34: Interface do sistema de monitorização de aerogeradores da Vestas [6].	48
Figura 35: Interface do sistema de monitorização de aerogeradores da Siemens [6].	49
Figura 36: Interface do sistema de monitorização de aerogeradores da Gamesa [6].	49
Figura 37: Interface do sistema de monitorização de aerogeradores da Gewe [6].	50
Figura 38: Principais componentes de uma turbina eólica a serem monitorizados.	56
Figura 39: Colocação de sensores de viração em uma turbina da Siemens [61].	60
Figura 40: Sensor de temperatura colocado num gerador eólico [95].	62
Figura 41: Estrutura de um neurónio [78]	73
Figura 42: Modelo simplificado de um neurónio de uma rede neuronal artificial [80].	74
Figura 43: Função de ativação limiar [79].	75
Figura 44: Função de ativação linear por partes [79].	75
Figura 45: Função de ativação sigmoide [79].	76
Figura 46: Rede neuronal multicamada com arquitetura <i>feed-forward</i> [77] .	78
Figura 47: <i>Interface</i> gráfico da ferramenta <i>nntool</i> do <i>MATLAB</i> para definição da rede neuronal.	79

Figura 48: <i>Interface</i> gráfico de definição da rede neuronal do <i>nntool</i> do <i>MATLAB</i> .	80
Figura 49: Interface gráfico do <i>nntstraintool</i> na <i>nntool</i> do <i>MATLAB</i> .	81
Figura 50: Desempenho do treino de uma rede neuronal, em <i>MATLAB</i> , no <i>plotperform</i> do <i>nntool</i> .	82
Figura 51: Foto do parque eólico que serviu de caso de estudo.	86
Figura 52: Valor percentual das indisponibilidades verificadas no parque eólico.	89
Figura 53: Valor percentual do tempo de indisponibilidade verificado no parque eólico.	90
Figura 54: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a temperatura do enrolamento grande do gerador.	95
Figura 55: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a tensão nas fases.	96
Figura 56: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a velocidade do rotor.	96
Figura 57: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a corrente nas fases.	97
Figura 58: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a frequência.	97
Figura 59: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a potência ativa.	98
Figura 60: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a potência reativa.	98
Figura 61: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a temperatura ambiente.	99

Figura 62: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a temperatura na <i>nacelle</i> .	99
Figura 63: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a temperatura do enrolamento traseiro do gerador.	100
Figura 64: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a temperatura do enrolamento da frente da caixa de engrenagens.	100
Figura 65: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a temperatura do enrolamento da frente do gerador.	101
Figura 66: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a temperatura do rolamento principal.	101
Figura 67: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a velocidade de rotação do gerador.	102
Figura 68: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a velocidade do vento.	102
Figura 69: Correlação cruzada entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens e a temperatura do enrolamento traseiro do gerador.	105
Figura 70: Correlação cruzada entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens e a temperatura do enrolamento da frente da caixa de engrenagens.	105
Figura 71: Correlação cruzada entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens e a temperatura do enrolamento grande do gerador.	106
Figura 72: Correlação cruzada entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a velocidade do rotor.	107
Figura 73: Correlação cruzada entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a velocidade de rotação do gerador.	107

Figura 74: Arquitetura da rede neuronal para detecção de avarias em caixas de engrenagens de aerogeradores.

108



## *Índice de Tabelas*

Tabela 1: Energia reativa em funcionamento normal [12].	19
Tabela 2: Classe dos aerogeradores de acordo com a Norma IEC 61400 [31].	32
Tabela 3: Classificação de tensão de acordo com diferentes máquinas de diferentes fabricantes [32].	33
Tabela 4: Configuração usual e utilização dos geradores de indução.	34
Tabela 5: Comparação entre os métodos de manutenção [46].	55
Tabela 6: Estatística de avarias nos principais componentes das turbinas eólicas.	58
Tabela 7: Resumo dos métodos de monitorização e deteção de falhas.	64
Tabela 8: Características dos métodos de processamento de sinal.	66
Tabela 9: Grandezas medidas pelo sistema SCADA do parque eólico em estudo.	87
Tabela 10: Tempo de inatividade associado aos principais componentes das turbinas eólicas, no parque em estudo.	91
Tabela 11: Grandezas do parque eólico em estudo guardadas pelo sistema SCADA e respetivas unidades.	93
Tabela 12: Coeficiente de correlação entre as grandezas medidas e a grandeza de saída.	103
Tabela 13: Resumo das grandezas de entrada e de saída selecionadas para a rede neuronal a ser usada para deteção de avarias em caixas de engrenagens.	108
Tabela 14: Tempo de treino e Precisão para redes neuronais com número de neurónios diferentes na camada escondida.	109

Tabela 15: Limite máximo admissível para a temperatura do óleo da caixa de engrenagens, por escalões de potência produzida.	111
Tabela 16: Tempo de inatividade associado à pressão do óleo demasiado baixa.	113
Tabela 17: Resultados para MAE para a máquina 327.	114
Tabela 18: Resultados para MAE para a máquina 304.	115
Tabela 19: Resultados para MAE para a máquina 308.	117
Tabela 20: Resultados para MAE para a máquina 339.	118
Tabela 21: Resultados para MAE para a máquina 356.	119
Tabela 22: Resultados para MAE para a máquina 314.	120
Tabela 23: Resultados para MAE para a máquina 346.	122
Tabela 24: Resultados para MAE para a máquina 339 dia-a-dia.	124
Tabela 25: Resultados para MAE para a máquina 356 dia-a-dia.	125

## *Acrónimos*

AC	–	Corrente Alternada.
AT	–	Alta Tensão.
ATM	–	<i>Asynchronous Transfer Mode</i>
BMU	–	Best Match Unit
BT	–	Baixa Tensão.
CC	–	Centros Controlo.
DC	–	Corrente Continua.
DTMM	–	Delay-Time Maintenance Model
ENTSO-E	–	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity.</i>
EUA	–	Estados Unidos da América.
FEM	–	Força eletromotriz.
GEE	–	Gases de Efeito de Estufa.
Hz	–	<i>Hertz.</i>
MAE	–	Erro Médio Absoluto
MAT	–	Muito Alta Tensão.
MLP	–	Multilayer Perceptron
MSF	–	Modeling System Failures.
MT	–	Média Tensão.

- MW – Mega Watt.
- OMQ – Otimização da Manutenção Quantitativa.
- PSD – *Power Spectral Density*.
- RRTD – Regulamento de Redes de Transporte e Distribuição.
- SCADA – Sistema de Controlo e Aquisição de Dados.
- SEE – Sistemas Eléctricos de Energia.
- SNR – *Signal-to-Noise Ratio*.
- UC – Unidade Central.
- UCTE – Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity.
- URT – Unidade Remota Terminal.

# 1. INTRODUÇÃO

A eletricidade é uma das formas de energia mais utilizadas no mundo, devido à facilidade na sua obtenção e conversão eficiente noutras formas de energia. O desenvolvimento e a qualidade de vida das populações estão diretamente associadas ao consumo de energia elétrica, uma vez que esta pode ser convertida para gerar luz ou força para movimentar cargas e ainda fazer funcionar diversos aparelhos elétricos e eletrónicos (Ex: computador, micro-ondas, forno, etc.).

Apesar da constante mudança verificada nos últimos anos, os combustíveis fósseis, o petróleo, o carvão e o gás natural ainda são os mais utilizados pelas centrais produtoras de energia elétrica. No entanto, a escassez verificada de recursos de natureza fóssil, bem como as questões ambientais, têm originado uma diversificação na escolha das fontes primárias para obtenção de energia elétrica, verificando-se, pelo gráfico da figura 1, uma tendência, embora ainda pouco significativa, mas em ascensão, do uso de energias alternativas. Observa-se no entanto, que a grande maioria da energia elétrica ainda é obtida através de fontes primárias como os combustíveis fósseis e nuclear.

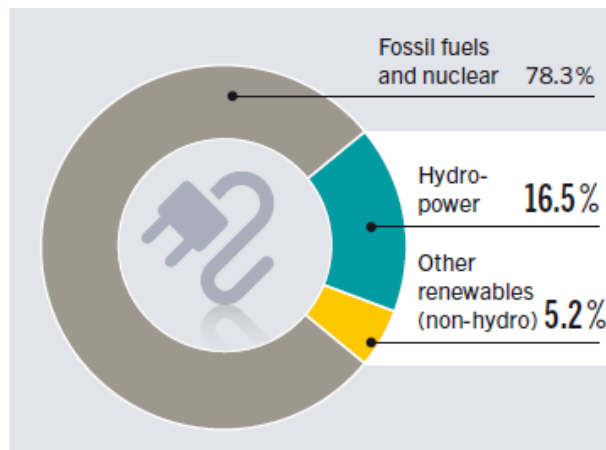


Figura 1: Distribuição das fontes primárias de produção de energia elétrica, no ano de 2013 [1].

De entre as fontes de energia renováveis existentes, a energia eólica é a que tem vindo a sofrer uma evolução mais favorável nos últimos anos, em termos de potência instalada e energia elétrica produzida, tornando-se assim uma importante fonte de energia tanto a nível europeu como mundial. Como se pode observar na figura 2, a potência instalada a nível eólico no panorama mundial têm vindo a aumentar, sendo de 318 GW em 2013.

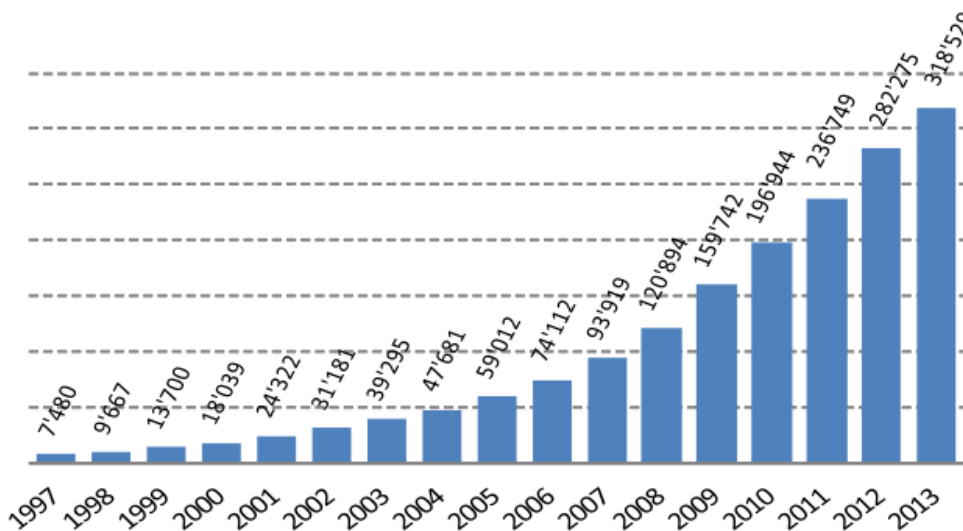


Figura 2: Capacidade instalada de potência eólica a nível mundial [MW] [2].

Em Portugal, as fontes de energia renováveis são cada vez mais importantes no sistema elétrico produtivo, assumindo cada vez mais um papel de elevada relevância no sistema produtor, tornando-se atualmente responsáveis por mais de metade da energia produzida anualmente. A figura 3 demonstra a distribuição das fontes de energia primária na produção de energia elétrica em 2011 e 2012 em Portugal.



Figura 3: Distribuição das fontes primárias de produção de energia elétrica, no ano de 2011 e 2012, em Portugal [3].

Portugal tem atualmente cerca de 4863 MW de potência eólica instalada, repartidos por cerca de 2537 aerogeradores espalhados por todo o Portugal, como comprovado na figura 4. Verifica-se que deste valor total, cerca de 133,3 MW encontram-se ainda em construção.

PARQUES EÓLICOS EM PORTUGAL <i>WIND FARMS IN PORTUGAL</i>	Ligados à rede <i>Grid connected</i>		Em construção <i>Under construction</i>		TOTAL <i>Total</i>	
	MW	Máq. WEcs	MW	Máq. WEcs	MW	Máq. WEcs
CONTINENTE <i>MAINLAND</i>	4 649,9	2 361	133,3	63	4 783,2	2 424
MADEIRA <i>MADEIRA</i>	46,2	60	0,0	0	46,2	60
AÇORES <i>AZORES</i>	32,4	52	0,0	0	32,4	52
OFFSHORE	2,0 <sup>a</sup>	1	0,0	0	2,0	1
<b>TOTAL</b> <i>TOTAL</i>	<b>4 730,5</b>	<b>2 474</b>	<b>133,3</b>	<b>63</b>	<b>4 863,8</b>	<b>2 537</b>

Figura 4: Capacidade geradora e número de aerogeradores em Portugal, em 2013.

A energia eólica começou a ter uma dinâmica forte, em Portugal, durante a segunda metade da década de 90, tendo algumas máquinas atualmente mais de 10 anos de funcionamento. As máquinas mais antigas e as mais modernas por serem equipadas com materiais e sistemas de alta tecnologia exigem esquemas de manutenção eficazes que prolonguem a fiabilidade e a disponibilidade dos equipamentos da melhor forma possível.

Para além da idade e da tecnologia das máquinas, também se deve ter em consideração a sua localização, que normalmente é de difícil acesso e em zonas remotas, o que aumenta ainda mais os já elevados custos de operação e manutenção, pelo que se torna essencial desenvolver estratégias de manutenção preditiva, que não sejam unicamente baseadas em vistorias periódicas ou ações preventivas, previamente planeadas [4].

Deve-se ainda ter em conta o facto de os parques eólicos mais antigos terem os contratos de manutenção em fase de finalização ou mesmo no término, bem como o grande custo a eles associados, o que leva os promotores dos parques a investirem em ferramentas alternativas que possam levar a uma diminuição dos custos inerentes à manutenção, através da sua otimização.

Por todos estes motivos, torna-se deveras importante o desenvolvimento de ferramentas informáticas que analisem toda a informação existente da operação dos parques e que permitam uma ajuda crucial na deteção precoce de avarias, de modo a melhorar até o próprio desempenho dos parques que, como se constata pela figura 5, estão presentes em quantidades significativas nas regiões Norte e Centro de Portugal.

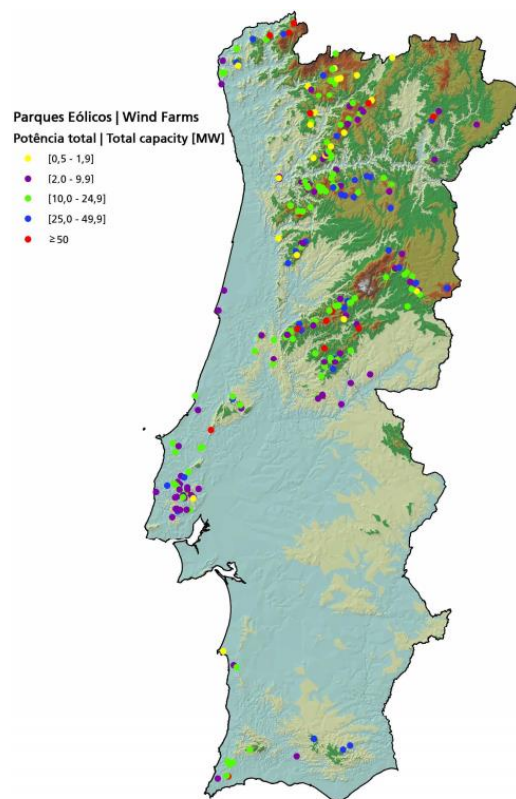


Figura 5: Distribuição dos parques eólicos em Portugal continental, em 2013.



## **1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO**

Este trabalho de dissertação surge da necessidade existente no mercado de prever com antecedência possíveis avarias que possam ocorrer nos aerogeradores, de modo a que se possa realizar um rigoroso planeamento das ações de manutenção a levar a cabo nos diversos parques eólicos existentes, bem como uma melhor operação. Surgiu assim a ideia de criar uma ferramenta informática baseada em redes neuronais para previsão de avarias nas caixas de engrenagens em geradores eólicos. A escolha deste equipamento de entre os existentes num aerogerador, prende-se com o facto de se tratar de um equipamento muito caro, crucial para o funcionamento de todo o sistema e que em caso de uma avaria demora períodos de tempo muito prolongados a corrigir-se a situação. Para tal foi necessário realizar um estudo aos diversos dados registados pelo sistema SCADA de um parque eólico nos Estados Unidos da América (EUA).

## **1.2. OBJETIVOS**

Os principais objetivos deste trabalho de dissertação são:

- Analisar as diversas grandezas registadas pelos sistemas de automação dos aerogeradores;
- Traduzir o estado real dos equipamentos;
- Desenvolver/selecionar/operacionalizar ferramentas de seleção das grandezas mais importantes para a análise do desempenho dos aerogeradores;
- Desenvolver uma ferramenta informática que analise a informação recebida do sistema de monitorização instalado nos aerogeradores, sem que haja necessidade de instalação de mais sensores, e que permita prever o estado de funcionamento da caixa de engrenagens de um aerogerador;
- Selecionar, de entre as grandezas medidas, qual o conjunto que permite detetar a ocorrência de uma possível avaria e qual o limiar dessas variáveis a partir do qual é necessário uma ação de manutenção preventiva.

## **1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO**

No capítulo 1 realiza-se uma primeira introdução ao tema e contextualização do panorama da energia eólica em Portugal e no Mundo. Indicam-se ainda os objetivos do projeto e a organização do relatório.

No capítulo 2 é realizada uma análise à produção distribuída do sistema elétrico de energia, à integração da energia eólica em grande escala, aos “grid codes” (com especial atenção para Portugal e EUA), à tecnologia eólica, às características da energia eólica, à tecnologia usada nos aerogeradores, e aos centros de controlo e sistemas SCADA.

No capítulo 3 analisam-se as principais avarias que podem surgir nos aerogeradores, bem como métodos de monitorização e deteção de falhas. Analisam-se ainda técnicas de deteção de falhas e formas de otimizar a manutenção em parques eólicos.

No capítulo 4 descrevem-se as diversas redes neuronais que podem ser usadas e selecciona-se a pretendida para este trabalho. Analisa-se o caso que servirá de estudo, com especial atenção nas avarias detetadas no período de análise fornecido. Por fim, realiza-se uma análise à ferramenta desenvolvida e aos resultados obtidos.

## 2. ENERGIA EÓLICA E OS SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA

Um dos assuntos de maior relevância atualmente é a questão energética, pois a qualidade de vida e o desenvolvimento das sociedades está cada vez mais associado ao consumo de energia, em particular da energia elétrica.

Nos primórdios da energia elétrica, a prioridade era de que a produção fosse distribuída e na proximidade dos locais de consumo, ou seja, existiam pequenas centrais produtoras de energia que forneciam energia a pequenas cargas muito próximas dos locais de produção. Surgiram assim as redes de transporte de energia que permitiram o transporte de energia elétrica para locais mais afastados dos centros de produção. Este forte desenvolvimento levou a uma crescente procura de energia, o que por consequência levou a um exagerado consumo de energias primárias e não renováveis. Nas últimas décadas, verificou-se que a segurança de fornecimento de energia através de fontes exclusivamente primárias de natureza fóssil estaria ameaçada devido às perspectivas de esgotamento das reservas de petróleo, bem como o aumento do preço dos combustíveis como consequência da escassez destes e da instabilidade política existente nos principais países produtores.

Para além destes constrangimentos, nos últimos anos têm surgido, cada vez mais, as problemáticas ambientais, que por sua vez vêm alterar a política energética praticada até então. Estas questões estão diretamente relacionadas com os gases de efeito de estufa (GEE) e visam uma redução dos mesmos, daí que as centrais produtoras de energia elétrica por via de recursos fósseis sejam consideradas como fontes de contribuição para as alterações climáticas, devido a serem uma das maiores fontes de emissão de GEE. Surge assim a necessidade de redução dos GEE, o que levou à procura de novas formas de produção de energia elétrica através de recursos renováveis.

De modo a controlar as questões ambientais e a dependência energética, foram criados objetivos para a entrada das energias renováveis em pelo menos 66 países. Os 27 países membros da União Europeia (EU) estão abrangidos pela Diretiva 2009/28/CE, que fixa as metas a atingir na EU para a produção de energia renovável através de recursos renováveis. Atualmente existem as metas, conhecidas como “20-20-20”, que estabelecem três objetivos fundamentais a atingir até 2020: a redução em 20% nas emissões de GEE em relação aos níveis de 1990, o aumento do consumo de energia da EU produzida a partir de fontes renováveis para 20% e a melhoria da eficiência energética em 20% [5]. No Canadá existem 9 províncias e na América 29 estados com objetivos traçados para o desenvolvimento deste sector. De referir ainda a China que, enquanto país com uma economia emergente, é um dos principais impulsionadores do aumento do consumo de energia, tendo estabelecido também uma meta ambiciosa de 15% da produção total de energia deverá ser a partir de fontes renováveis [1].

Uma das tecnologias que mais evoluiu nos últimos anos, de entre as ditas energias “limpas”, foi a eólica, atingindo mesmo neste momento a sua maturidade. Ao longo das últimas 3 décadas, o seu desenvolvimento foi de tal ordem, que a sua integração nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE) já não pode ser desprezada. A sua importância hoje em dia é de tal ordem que foi necessário levar a cabo uma mudança no modo de exploração dos SEE, uma vez que os parques eólicos existentes possuem potências instaladas de valor considerável com peso para a produção de energia elétrica.

Neste capítulo, será efetuada uma descrição dos sistemas elétricos de energia com forte penetração eólica e o modo como é realizada a interligação dos parques eólicos à rede elétrica. Falar-se-á assim dos *grid codes* de Portugal e dos EUA, uma vez que o parque em estudo se encontra lá situado. Serão ainda descritas as principais tecnologias existentes

para conversão de energia eólica em energia elétrica e a forma como é realizada a monitorização e controlo das redes elétricas.

## **2.1. PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA NOS SEE**

Em Portugal, antes de 1990, a exploração, a produção e a distribuição da energia elétrica eram feitas de modo vertical por uma empresa nacionalizada e monopolista no sector. Deste ponto de vista, a EU viu-se obrigada a tomar medidas devido ao *Tratado de Roma*, que impunha o fim dos monopólios e criava o livre movimento de bens. Em 1996, nasceu a primeira Diretiva para a eletricidade (*Directive 96/92/EC*) que estipulava regras comuns para os estados membros relativamente ao mercado interno de eletricidade e em 1998 foi criada a Diretiva Europeia para o gás natural (*Directive 98/30/EC*). Com estas diretivas foi atribuída transparência aos sectores energéticos e foi extinto o exclusivismo de direitos. Posteriormente foi assinado o *Tratado de Amesterdão*, a partir do qual a EU passou a basear as suas políticas energéticas em três pilares: a proteção ambiental, a segurança no fornecimento e a utilização da competitividade como forma de redução dos preços [6].

De referir ainda que, em muitos países, o operador da rede encontra-se focado apenas na obtenção de lucros elevados, deixando para um segundo plano o desenvolvimento de novas formas de produção de energia, barrando assim o acesso a novas tecnologias.

Desde finais do século XIX que a eletricidade se tem revelado um bem indispensável e, desde então, a organização do sector elétrico tem vindo a evoluir. As pequenas redes deram lugar a grandes redes de distribuição e por conseguinte ao aparecimento de empresas para atuar neste sector (uma ou várias consoante o país em questão). No início da atividade, uma das características mais interessantes da primeira organização do sector elétrico era o facto de a mesma empresa ser detentora da produção, distribuição e transporte de energia. Durante o século XX, tendo em conta a sua extrema importância na sociedade, o sector foi considerado um bem público, facto que levou à nacionalização da maioria das companhias existentes até então. Este tipo de estrutura possuía vantagens e desvantagens pois, ao ser considerado um bem público, o Estado teve como obrigação a expansão de toda a rede, de modo a fazer chegar a energia a todos os cidadãos, sendo a maior parte do fundo público canalizada para este sector, levando assim ao desenvolvimento da indústria, da economia e da sociedade. Por outro lado, passava a ser a política a estabelecer os preços da energia e a

controlar os custos do serviço, o que levou à existência de tarifas pouco claras e à estagnação e ausência de competitividade no sector devido à inexistência de concorrência. A nível técnico também existia uma estrutura bem definida, sendo a energia elétrica inicialmente produzida nas centrais de elevada potência, alimentadas a combustíveis e matéria-prima não renováveis, e posteriormente por centrais hidroelétricas e centrais nucleares. Após a produção, existia ainda uma rede de transporte, de modo a que a energia produzida fosse transportada, percorrendo longas distâncias a um nível de tensão elevado devido a motivos técnico-económicos. Perto dos centros de consumo, estava a rede de distribuição, que faz a distribuição da energia a um nível de tensão mais baixo pelos centros de consumo. A figura 6 representa a estrutura de um sistema elétrico de energia convencional, onde está representado o fluxo de energia das grandes centrais produtoras até aos consumidores finais.

Com a crise petrolífera dos anos 70, tornou-se claro que a produção de energia elétrica não poderia passar somente pelo petróleo. Nesse sentido, alguns países que estavam muito dependentes do uso desta matéria-prima, começaram a incentivar a utilização de recursos endógenos e o uso de energias alternativas para a produção de energia elétrica. Foi nesse período que os sistemas hídricos, mini-hídricos, eólicos e de cogeração tiveram um elevado desenvolvimento. Foi também nesse período que surgiram os primeiros produtores independentes, uma vez que tinham a garantia de compra, por parte da empresa gestora do sistema elétrico, de toda a energia produzida a preços competitivos. A energia era então injetada na rede de distribuição ou na rede de transporte de acordo com o nível da potência produzida. No que diz respeito à cogeração, esta destinava-se a produzir energia para auto-consumo, sendo os excedentes vendidos à rede elétrica.

Com a interferência da União Europeia nas questões energéticas, como já foi supra referido, e com um aumento da preocupação com as questões ambientais e de sustentabilidade, as energias renováveis assumiram um papel importante e foram tidas em conta como soluções viáveis para a produção de energia elétrica de forma “limpa”, tendo a energia eólica assumido um papel preponderante. Os sistemas eólicos sofreram um enorme desenvolvimento ao longo dos últimos anos, sendo agora indispensáveis no sector elétrico, passando de dezenas de Watt de potência para os vários MW. Este forte crescimento permitiu a criação de parques eólicos com potências consideravelmente elevadas, que injetam energia elétrica tanto na rede de distribuição como na rede de transporte.

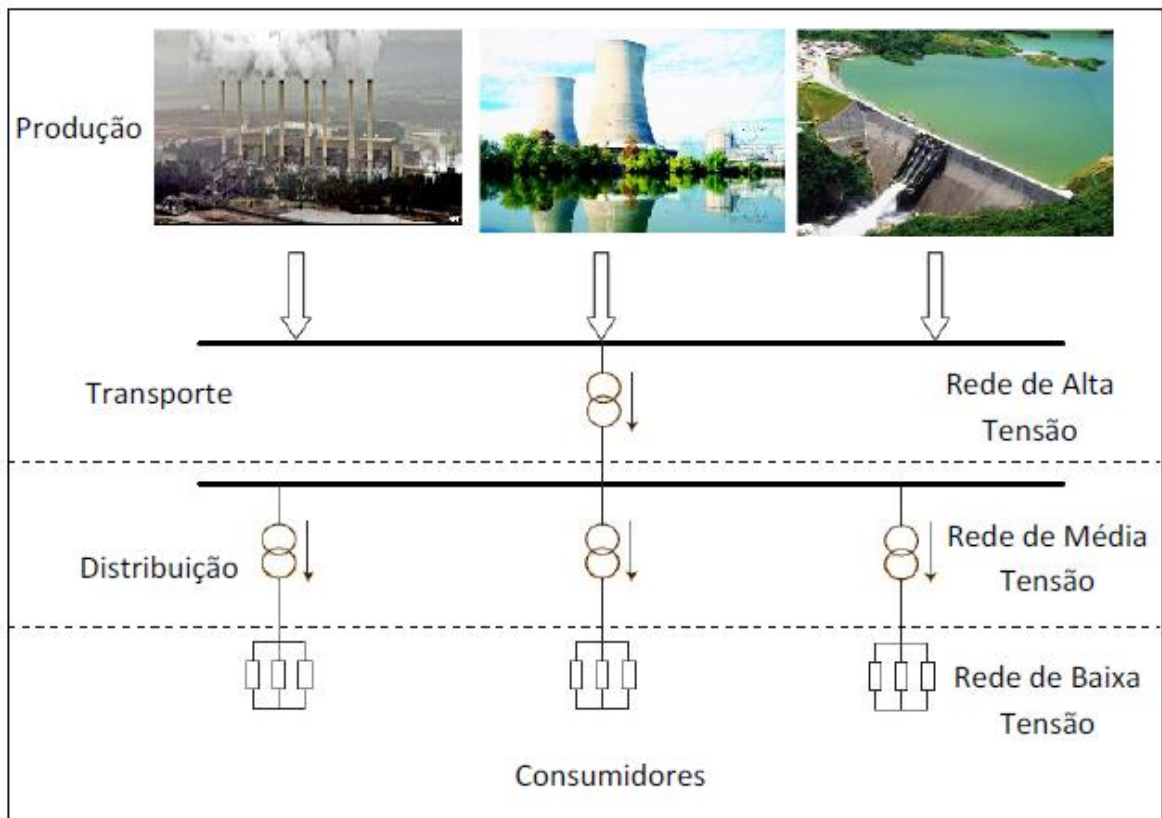


Figura 6: Estrutura de um sistema elétrico de energia convencional [6].

A alteração da organização do sector elétrico também se encontra muito associada ao facto de ter sido criada legislação em alguns países, que visa incentivar a microprodução por parte dos consumidores finais. O sistema elétrico dos dias de hoje é bidirecional (pois os consumidores são também produtores), envolve várias tecnologias de produção e é muito mais difícil de prever e gerir, pois a produção é dispersa e é aplicada em todos os níveis de tensão (baixa, média e alta tensão), ou seja, o sistema elétrico atual é fortemente descentralizado [6]. Na figura 7, está representado a estrutura de organização do sistema elétrico atual.

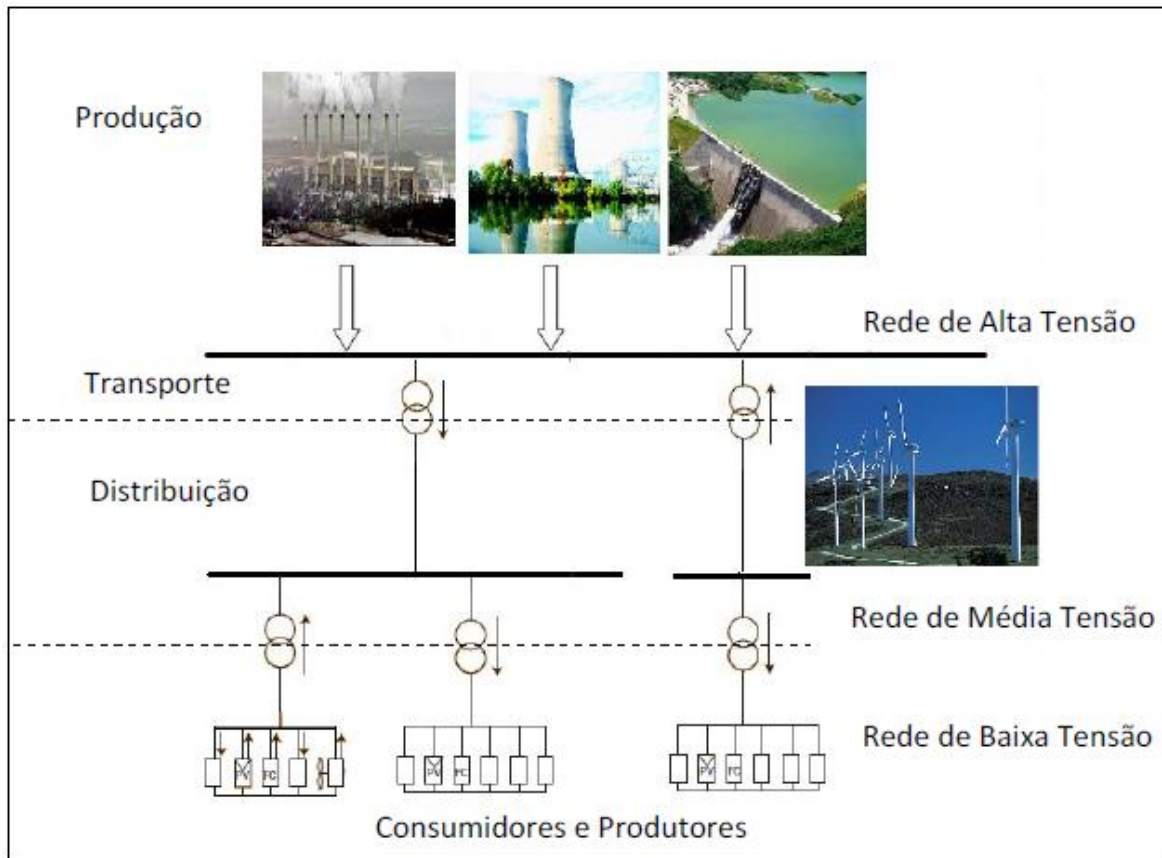


Figura 7: Estrutura de um sistema elétrico de energia atual [6].

## 2.2. INTEGRAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA EM GRANDE ESCALA

O problema da interligação da energia eólica com a rede elétrica não se coloca, quando o nível de penetração de energia eólica é baixo, uma vez que é facilmente alocada pela rede e não causa grande impacto na operação de gestão da rede elétrica. Assim sendo, para valores pequenos de energia produzida pelos parques eólicos, a energia é injetada na rede de distribuição e, como esta rede é facilmente reconfigurada, não existem grandes inconvenientes ao nível da operação e equilíbrio que terá de existir entre consumo e produção. Esta rede está estruturada para que funcione mesmo que exista saída de serviço instantânea e momentânea de grande parte da produção eólica. A única restrição técnica existente para a interligação entre os aerogeradores e a rede de distribuição prende-se com o limite de capacidade de transmissão das linhas entre subestações. Este problema poderá ser resolvido de uma maneira relativamente fácil através de um maior investimento na rede de distribuição.

Relativamente aos parques com elevada potência instalada e por isso com um nível de penetração de energia eólica elevado, a sua interligação é realizada com a rede de



transporte, e aí já são colocados problemas ao nível da operação. O operador de sistema é que realiza o despacho da potência ao nível da rede de transporte, pelo que as previsões de produção devem ser o mais exatas possível, sendo bastante problemáticas as saídas súbitas de serviço dos grupos de produção. Este problema não se verifica quando apenas poucos geradores deixam de estar ao serviço mas sim quando um parque inteiro fica fora de serviço na totalidade dos aerogeradores. No caso em que os parques eólicos possuam potências equivalentes às centrais convencionais de produção, caso sejam postos fora de serviço, o problema da saída de um parque pode ser compensado com as reservas existentes no sistema, embora o uso dessas reservas implique um custo acrescido para a produção. Em Portugal, os parques eólicos situam-se essencialmente no norte e centro de Portugal, não existindo grande potência instalada no sul. Uma vez que a produção de energia eólica está totalmente associada à existência de vento, tem de se adotar precauções, de modo a prevenir a saída de sistema de um parque e fazer frente à necessidade de regulação de tensão e de frequência. Deste modo o operador de sistema deve manter em reserva algumas centrais com capacidade suficiente para fornecer energia elétrica de forma eficaz e rápida [7].

Os operadores do sistema devem ter sempre por base a segurança e a eficiência do sistema elétrico. Por essa razão, todos os intervenientes, sendo eles produtores ou consumidores, devem ter conhecimento e cumprir os requisitos técnicos e regulamentares. Estas regras são denominadas por “*grid codes*” e traduzem as necessidades técnicas que o operador de sistema necessita para que o sistema funcione corretamente, de acordo com as regras definidas pela “*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*” (UCTE), que é a associação dos operadores dos sistemas de transmissão da Europa Continental. Esta associação deu origem à “*European Network of Transmission System Operators for Electricity*” (ENTSO-E), que por sua vez realizou um agrupamento de princípios e regras de operação da rede de transmissão, que servem de suporte à operação técnica da rede europeia e que tem como objetivo garantir a segurança total da rede elétrica. Cada país possui um *grid code* ao qual os parques eólicos se encontram sujeitos, caso se pretendam ligar à rede elétrica, uma vez que o nível de penetração de energia eólica é diferente nos diversos países europeus e cada um define as regras que melhor servem e asseguram o melhor funcionamento possível do sistema elétrico.

A integração da energia eólica no sistema leva a que em determinados períodos de tempo sejam os parques eólicos a substituir muitas das centrais convencionais de produção e por isso o controlo da frequência do sistema será assegurado pelos parques eólicos. Deve também ser descrito quais os parques eólicos que assegurarão os serviços auxiliares do sistema. Os *grid codes* devem assim ser adequados à grande penetração de energia eólica na rede, pois, caso não fosse assim, iria verificar-se uma degradação da operação do sistema, nomeadamente em termos de qualidade e segurança.

No que diz respeito ao planeamento e operação da rede de transmissão, o maior problema prende-se com a limitada capacidade de transmissão das redes de transporte existentes, nos locais onde os parques eólicos são construídos. Devido ao facto de os locais ideais de produção de energia eólica se situarem em locais remotos dos pontos de consumo, torna-se necessário a existência de redes de transmissão capazes de acomodar toda a energia produzida. No entanto, se a energia produzida for muito elevada, a penetração da mesma na rede pode ficar comprometida, pois as atuais redes de transmissão poderão ficar congestionadas, criando assim limitações. Neste sentido, a rede de transmissão e as interligações devem ser alargadas e reforçadas, de modo a poderem aguentar com grandes flutuações de energia e por forma a evitar ao máximo o deslastre de centrais eólicas.

Nos últimos anos o crescimento da potência eólica instalada foi enorme representando uma elevada percentagem na potência instalada nos sistemas elétricos de energia, pelo que tem grande impacto na estabilidade e operação dinâmica do sistema. De referir que no passado os parques eólicos eram retirados do sistema perante a ocorrência de perturbações na rede elétrica, no entanto, com a elevada penetração na rede existente atualmente, e numa situação de contingências, é muito mais difícil para a rede suportar a perturbação se os parques eólicos forem retirados do sistema [6] [8] [9].

A maioria dos parques eólicos estão ligados à rede de distribuição, pois só muito recentemente e devido aos avanços tecnológicos na área é que surgiram os parques eólicos de elevada potência instalada que começaram a ser ligados às redes de transmissão. A ligação direta de parques eólicos à rede de distribuição tem algumas vantagens, pois nos locais onde a rede de distribuição era fraca, a incorporação dos parques eólicos obrigou a melhorar a rede e com isso aumentar a qualidade da mesma. Por outro lado, ao ser injetada diretamente na rede de distribuição, os custos associados à rede de transmissão são evitados. De referir ainda que a existência de capacidade eólica pode manter partes do

sistema operacional em caso de ocorrência de problemas na rede de transporte, evitando-se assim os apagões. No entanto, tal como nas redes de transporte, podem ocorrer alterações nos trânsitos de potência, o que pode criar problemas de operação da rede e reajuste dos equipamentos de proteção. As redes de distribuição sujeitas a uma forte penetração de energia eólica necessitam de ser bem dimensionadas e planejadas e, conseqüentemente, geridas de forma mais ativa.

### **2.3. GRID CODES**

Com a integração de grandes quantidades de energia produzida através de energia eólica na rede elétrica, são necessários novos requisitos regulamentares para os *grid codes* de modo a integrar a produção eólica com as outras formas convencionais de geração de energia. O modo como os parques eólicos reagem às perturbações da rede e o modo como introduzem perturbações na rede, deve ser alvo de regulamentação. Os grandes desequilíbrios na frequência, as grandes correntes de curto-circuito, ou a existência de sub e sobretensões durante a ocorrência de uma falha podem causar danos nos geradores eólicos. As proteções das interligações dos parques eólicos são desenvolvidas com o objetivo de cumprir os requisitos para o funcionamento normal da rede, bem como apoiar a rede quando há uma perturbação e ainda restaurar o sistema após a ocorrência de perturbações. Os *grid codes* de cada país são da responsabilidade dos operadores do sistema e dos governantes, que devem ter a responsabilidade de impor regras que possibilitem a manutenção da estabilidade e qualidade do sistema.

Normalmente os parques eólicos são retirados de serviço perante a existência de uma perturbação na rede elétrica. No entanto, esta solução quando muito demorada pode ter um efeito contrário, como o impedimento de uma rápida restauração do sistema. A fim de prevenir estas situações, deve-se regulamentar, através de legislação específica, o modo como os parques eólicos devem reagir na presença de quedas de tensão ou desvios significativos de frequências do sistema.

Uma queda de tensão pode ser definida como uma queda súbita do valor da tensão, entre 10% e 99% da tensão nominal, num determinado ponto da rede seguida de uma reposição do valor de tensão num curto período de tempo. Normalmente a duração é inferior a 1 segundo e a amplitude de cava de tensão é inferior a 60% da tensão nominal [10].

A amplitude da cava de tensão pode variar de país para país, no entanto, o IEEE *Standard 1159-2009, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality* define a queda de tensão como um abaixamento entre 0,1 e 0,9 p.u. no valor eficaz da tensão ou corrente, à frequência nominal e com duração entre 0,5 ciclos e 1 minuto [11]

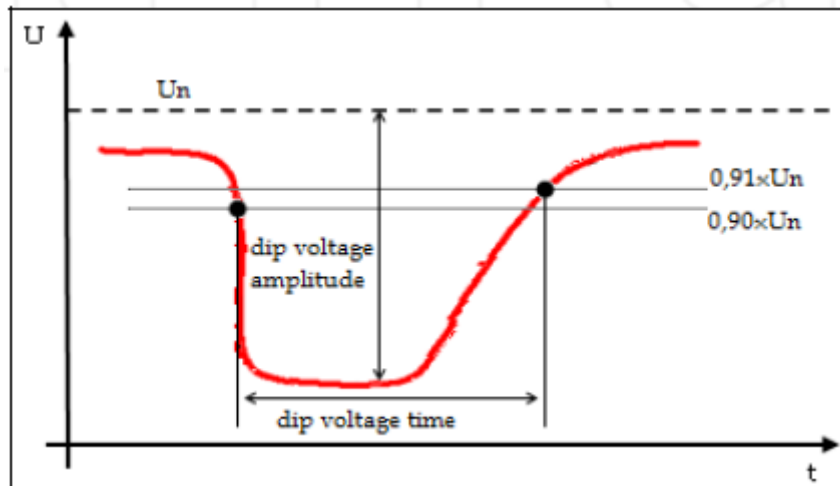


Figura 8: Representação de uma queda de tensão [10].

A maioria dos países europeus adota regras para a interligação dos parques eólicos com a rede elétrica iguais às regras existentes para a interligação das centrais convencionais de produção de energia. Estas regras (*grid codes*), definidas pelos operadores do sistema, normalmente contêm os requisitos necessários para assegurar a segurança, a confiança e a qualidade do sistema.

De seguida abordam-se os *grid codes* de Portugal e dos EUA, visto serem os dois países com maior relevância para o trabalho. Antes, interessa ainda referir que alguns países, tais como a Dinamarca, têm *grid codes* diferentes para a interligação dos parques eólicos com a rede de distribuição e com a rede de transmissão, enquanto outros países, como a Alemanha e a Espanha, focam-se apenas no desenvolvimento de *grid codes* para a interligação com a rede de transmissão. Existem ainda, outros países europeus, que mesmo com uma considerável penetração de energia eólica na rede, não têm qualquer *grid code* específico para as turbinas eólicas, usando por isso as mesmas regras impostas para os produtores convencionais. Portugal era um desses casos até muito recentemente, em julho de 2010, ano em que se adotou um regulamento com os requisitos específicos que este tipo de produção deve ter para se poder ligar à rede [10].

Devido ao facto de as condições impostas aos parques eólicos serem diferentes nos diversos países, perante a presença de perturbações na rede, uma harmonização dos requisitos a nível europeu torna-se numa tarefa difícil, pois não se pode pedir a países, que possuam pouca potência eólica instalada, os mesmos requisitos de segurança que a países com elevada penetração de energia eólica.

Os *grid codes* são de extrema importância pois definem as regras de comportamento de produção em termos de controlo da frequência, controlo da tensão e intervalos de variação da frequência e tensão.

### 2.3.1. GRID CODE EM PORTUGAL

#### Fault Ride Through

As condições técnicas de ligação das instalações de produção eólicas à rede estão definidas pelo operador da rede, na Portaria nº 596/2010 de 30 de julho [12]. Para as instalações de produção eólica ligadas à rede de transporte ou à rede de distribuição com potência instalada superior a 6 MVA, os operadores das redes exigem que estas se mantenham ligadas para cavas de tensão provocadas por defeitos trifásicos, bifásicos ou monofásicos sempre que a tensão no barramento de interligação seja superior à apresentada na figura 9. Durante a ocorrência de defeito, não é permitido o consumo de potência reativa ou ativa.

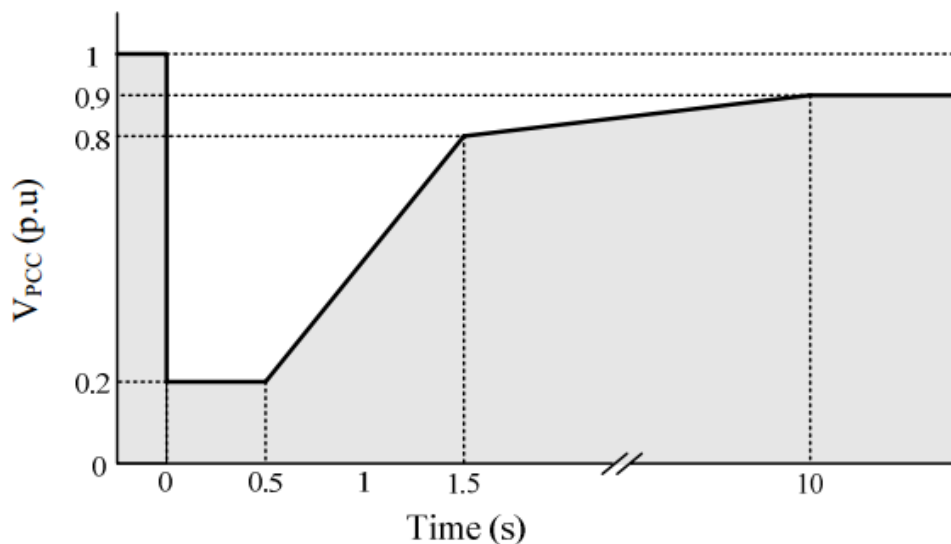


Figura 9: Característica tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólicas para suportarem cavas de tensão em Portugal [13].

Logo após o defeito ser eliminado, e iniciada a recuperação dos valores de tensão, a potência ativa produzida pela central eólica deve crescer a uma taxa mínima de 5% da potência nominal, por segundo. A figura 9 apresenta a forma como os parques eólicos devem reagir perante cavas de tensão.

As instalações de produção eólica devem permanecer ligadas sempre que os incidentes na rede provoquem correntes com componente inversa até 5% da corrente nominal [12].

O operador de rede também tem o poder de limitar os parques eólicos na potência produzida.

### **Energia Reativa**

A nível da energia reativa, o operador de rede define que deve fornecer corrente reativa à rede durante cavas de tensão às instalações de produção eólica ligadas à rede de transporte e às ligadas à rede de distribuição, com mais de 6 MVA de potência instalada, de acordo com a figura 10, proporcionando desta forma suporte para a tensão na rede. O cumprimento desta curva de produção mínima de corrente reativa durante cavas de tensão pelas instalações de produção eólica deve iniciar-se com um atraso máximo de 50 msec após a deteção da cava de tensão [12]. Durante o defeito, a percentagem de corrente reativa fornecida à rede deve estar dentro dos limites impostos pela zona laranja representada na figura 10.

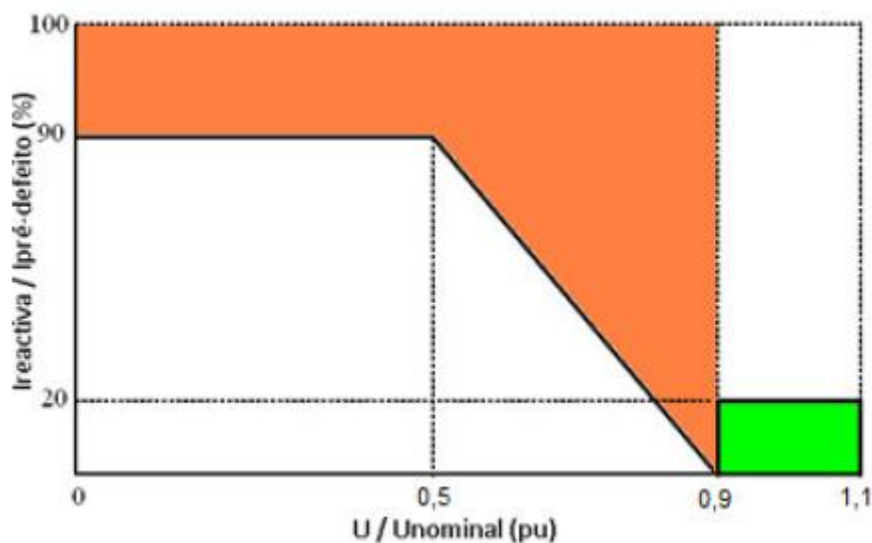


Figura 10: Curva característica da entrega de corrente reativa por geradores eólicos durante/ após quedas de tensão [13].

A zona verde da figura 10 representa o regime de funcionamento normal. Ao estar nesta zona de funcionamento, o produtor eólico deve cumprir as regras da reativa em vigor, ou seja, é obrigado a fornecer energia reativa nas horas de ponta e cheias, cujo valor deve ser apurado em intervalos de sessenta minutos e de acordo com a tabela 1.

Tabela 1: Energia reativa em funcionamento normal [12].

Rede de Transporte		
Tensão nominal no ponto de ligação	tgφ	
	Horas Ponta e Cheia	Horas Vazio e Super-vazio
MAT	0,2	0
AT	0,2	0
Rede de Distribuição		
Tensão nominal no ponto de ligação	tgφ	
	Horas Ponta e Cheia	Horas Vazio e Super-vazio
AT	0	0
MT (P > 6 MVA)	0	0
MT (P < 6 MVA)	0,3	0
BT	0	0

Para os valores descritos na tabela 1 é admitida uma tolerância de  $\pm 5\%$  da energia ativa no mesmo período.

Pode ainda existir a hipótese de as instalações eólicas, ligadas à rede de transporte, terem outros limites de funcionamento, caso haja um acordo com o operador de rede. Neste caso, o produtor deve possuir a capacidade de ajustar a potência reativa injetada na rede para tgφ entre 0 e 0,2, correspondendo a um fator de potência entre 1 e 0,98 indutivo [14].

## Controlo da Frequência

O Regulamento das Redes de Transporte e Distribuição define as condições técnicas de ligação de instalações à rede, impondo aos produtores em regime especial, como é o caso dos produtores eólicos, que suportem incidentes sem sair da rede, para valores de frequência compreendidos entre 47,5 Hertz (Hz) e 51 Hz.

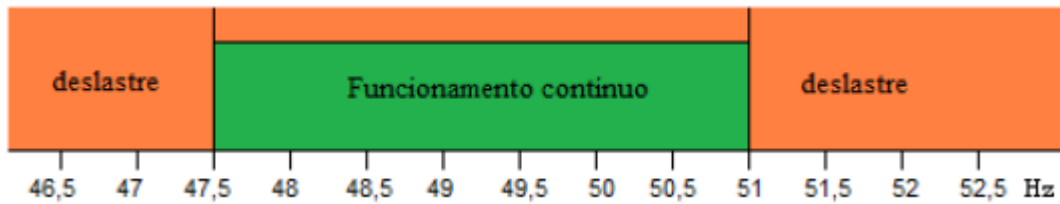


Figura 11: Variação da frequência permitida na rede elétrica portuguesa [12].

### 2.3.2. GRID CODE NOS EUA

#### Fault Ride Through

Em 2005, o Regulador Norte-americano para as transmissões de gás natural, petróleo e eletricidade definiu as condições necessárias para a interligação de instalações de produção eólica às redes.

Este define que as instalações de produção eólica devem manter-se ligadas à rede sempre que ocorram perturbações na rede com duração e características apresentadas na figura 12.

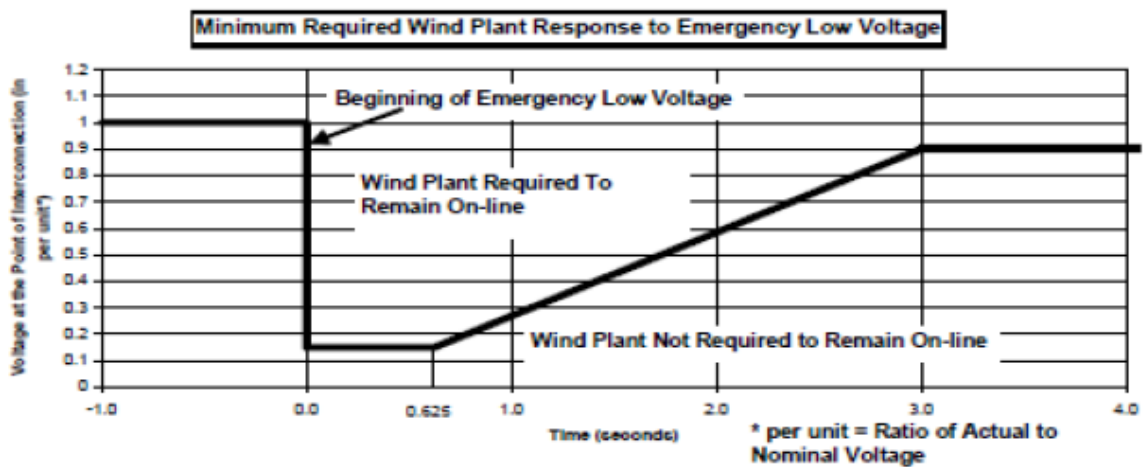


Figura 12: Curva limite da tensão no ponto de interligação, na presença de um defeito na rede [15].



De acordo com a figura 12, sempre que ocorra uma perturbação na rede que cause uma queda de tensão com valores até 85% da tensão nominal com a duração de 0.625 segundos, as instalações de produção eólica têm que ter a capacidade de se manterem ligadas à rede. A instalação também não pode ser desligada da rede sempre que a tensão medida do lado da rede no transformador de interligação se mantém até 90% da tensão nominal.

### **Energia Reativa**

No ponto de interligação à rede, as instalações de produção eólicas ligadas à rede devem manter o fator de potência dentro do intervalo 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo. De modo a poder manter este intervalo, podem ser usados equipamentos de eletrónica de potência, ou baterias de condensadores, ou ambos. De referir ainda que estes equipamentos nunca poderão ser desligados caso a instalação de produção eólica esteja em funcionamento [15].

### **Controlo da Frequência**

Não se encontra definida uma gama de variação da frequência que os parques eólicos tenham de suportar sem se deligarem da rede. O único requisito existente é o facto de a instalação eólica ter um sistema de supervisão, controlo e aquisição de dados (SCADA) que transmita dados e receba instruções do operador de rede, de modo a que seja assim garantida a segurança da operacionalidade do sistema.

## **2.4. SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA**

Os sistemas de produção de energia eléctrica a partir do vento têm estado presentes na vida do Homem ao longo de séculos, desde os velhos moinhos de vento para bombear água, ou a moagem de grãos, até aos grandes parques eólicos existentes hoje em dia para produção de energia eléctrica. No entanto, por um longo período na história, que começou na revolução industrial, o desenvolvimento da energia eólica ficou para trás em advento de outras formas de produção de energia através de combustíveis fósseis e da fissão nuclear. Após o século XX e através da evolução tecnológica em outras áreas, começou a revolução da energia eólica, que até aos dias de hoje ainda não parou e continua a mostrar resultados no sector.

Este processo de investigação iniciou-se ainda antes de 1960 com indivíduos como *Poul la Cour*, *Albert Betz*, *Palmer Putnam* e *Percy Thomas*.

Este desenvolvimento e o surgimento do vento com uma fonte importante de energia, foram desencadeados por uma forte necessidade de atender ao cada vez mais elevado consumo de energia mundial e à necessidade de reduzir o impacto ambiental causado pelas tecnologias convencionais da geração da eletricidade.

Assim sendo, foram realizados progressos consideráveis no desenvolvimento da tecnologia de conversão de energia eólica em energia elétrica, durante as últimas décadas, sendo a energia eólica uma importante fonte primária de energia a nível mundial. Hoje em dia a energia eólica é a tecnologia de energia renovável que cresce mais rapidamente e mais amplamente, tendo já uma capacidade mundial instalada de 318 GW até ao final de 2013 [1].

Ao longo dos últimos 30 anos, têm ocorrido grandes avanços tecnológicos, melhorando o rendimento e diminuindo os custos de produção. A partir da máquina típica de 50 kW do início dos anos 80, o desenvolvimento das turbinas eólicas nunca mais parou, sendo que atualmente podemos encontrar máquinas com potências compreendidas entre 3,6 MW e 6 MW. Os modelos comerciais dentro desta gama estão disponíveis em vários fabricantes, como por exemplo: *GE, RE-Power, Enercon, Vestas e Siemens*.

Recentemente, os especialistas da indústria estão virados para o desenvolvimento de turbinas eólicas *offshore*, cujas potências andaram entre os 7,5 MW e os 12 MW. Se esta geração de superturbinas for desenvolvida e aplicada com sucesso, os custos da energia eólica seriam ainda mais baixos.

Devido aos recentes avanços realizados na eletrónica de potência, nomeadamente ao nível dos conversores potência, surgiram os aerogeradores equipados com máquinas síncronas, operadas a velocidade variável. Paralelamente, também as máquinas de indução sofreram desenvolvimentos que levaram os aerogeradores a estar equipados com geradores de rotor bobinado duplamente alimentados e mantendo a caixa de velocidades.

Na atualidade, dois tipos de tecnologia coexistem, subsistindo fabricantes, como por exemplo a *Enercon*, que optam por equipar os aerogeradores com máquinas síncronas e sem caixa de velocidades, e outros fabricantes que optam por equipar os aerogeradores com máquinas assíncronas, duplamente alimentadas e com caixa de velocidades, como por exemplo a *Vestas, Nordex* e a *Gamesa*. Na figura seguinte, pode-se observar um aerogerador com caixa de engrenagens e outro sem caixa de engrenagens.

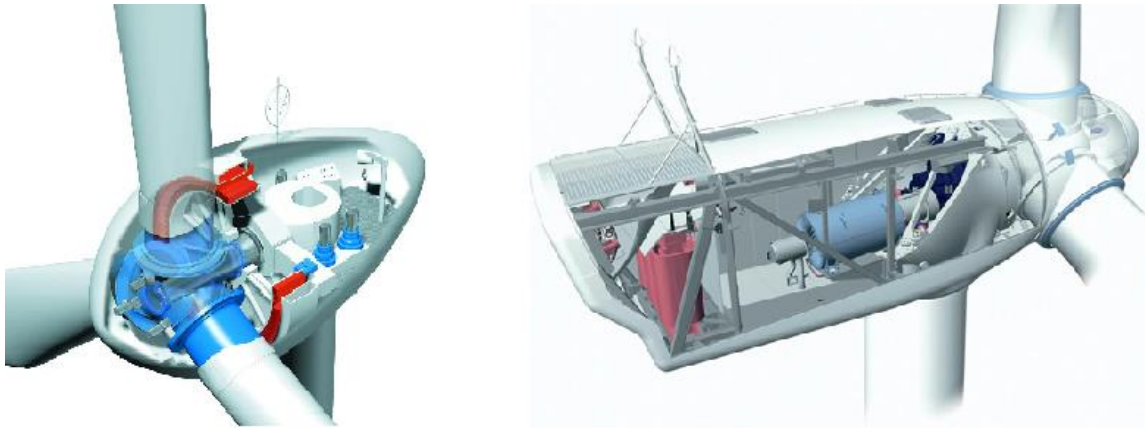


Figura 13: Aerogerador sem caixa de engrenagens à esquerda e aerogerador com caixa de engrenagens à direita [16] [17].

De seguida, realiza-se uma demonstração da evolução sofrida pelos aerogeradores eólicos ao longo dos anos. A primeira turbina eólica que foi construída com o propósito de produzir energia elétrica foi construída em 1887-1888, por *Charles F. Brush*. Esta possuía um gigante rotor com um diâmetro de 17 metros e 144 pás de madeira e utilizava um gerador de corrente contínua (DC) para carregar um banco de baterias. Este sistema possuía uma velocidade de rotação baixa e um rotor muito pesado, sendo por isso muito enorme, e produzia apenas 12 kW [18].

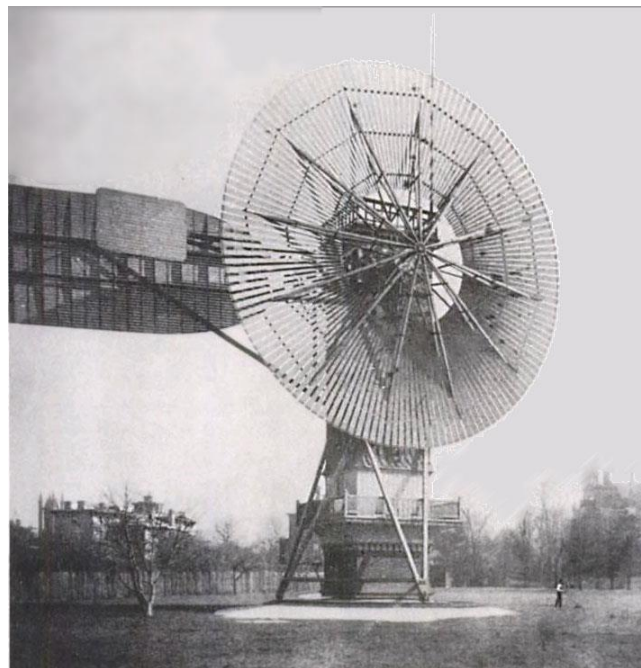


Figura 14: Aerogerador de *Charles F. Brush* [18].

Passados poucos anos e ainda no século XIX, o dinamarquês *Dane Poul la Cour* chegou à conclusão de que com um número de pás muito menor fazia as turbinas girar mais rápido. *Dane Poul la Cour* desenvolveu assim uma turbina com apenas quatro pás, o que permitiu girar o rotor com velocidades superiores às da turbina eólica de *Charles F. Brush* [19].

Após a segunda guerra mundial, o interesse dinamarquês nesta tecnologia diminuiu. De salientar que as guerras mundiais impulsionaram um avanço tecnológico em diversas áreas de estudo, o que possibilitou o desenvolvimento de novas tecnologias. Foi então que, em 1957, *J. Jull* desenvolveu a primeira turbina eólica com um gerador assíncrono de corrente alternada e ligou-a à rede elétrica. Esta turbina ficou conhecida por *Gedser* e tinha um rotor eólico de eixo horizontal de 200 kW. Possuía ainda um sistema eletromecânico para orientação da turbina com o vento. A *Gedser* foi uma turbina revolucionária no mundo da energia eólica, influenciando as demais gerações de aerogeradores, servindo de base para o desenvolvimento dos aerogeradores como os conhecemos hoje [20].



Figura 15: Turbina *Gedser* [20].

Relativamente à potência de geração elétrica, as primeiras turbinas eólicas desenvolvidas para comercialização tinham potências nominais entre 10 kW e 50 kW. No início da década de 1990, a capacidade de geração aumentou para valores entre 100 kW e 300 kW. Em 1995, foram desenvolvidos avanços que permitiram chegar a valores de potência entre

os 300 kW e os 750 kW. Apenas dois anos mais tarde, foram comercializadas turbinas com potências nominais entre 1 MW e 1,5 MW, surgindo assim as primeiras turbinas de grande porte.

Atualmente, a turbina eólica comercializada com maior potência é o modelo E-126 da *Enercon*, com 7,58 MW, com 126 metros de diâmetro do rotor e com uma altura de torre até aos 138 metros [21]. A nível *offshore* a *Vestas* criou em 2014 o modelo V164 com uma potência nominal de 8 MW [22]. Foi ainda lançado, em 2010 o *Aerogenerator X®* de eixo vertical, com cerca de 274 m de largura e uma plataforma semelhante à das petrolíferas, por parte do fabricante *Wind Power Ltd* [23].



Figura 16: *Aerogenerator X®* de 10 MW [23].

A norueguesa *Sway* instalou na costa norueguesa um protótipo com 10 MW de potência e com um rotor com 145 m de diâmetro, no entanto esta solução ainda está a ser testada [24].



Figura 17: Aerogerador da *Sway* de 10 MW [24].

A *American Superconductor* está também a desenvolver o modelo *SeaTitan*® de 10 MW e espera colocá-lo em comercialização entre 2014 e 2015. Esta deverá ter um diâmetro de 190 metros de rotor e não terá caixa de engrenagens [25].

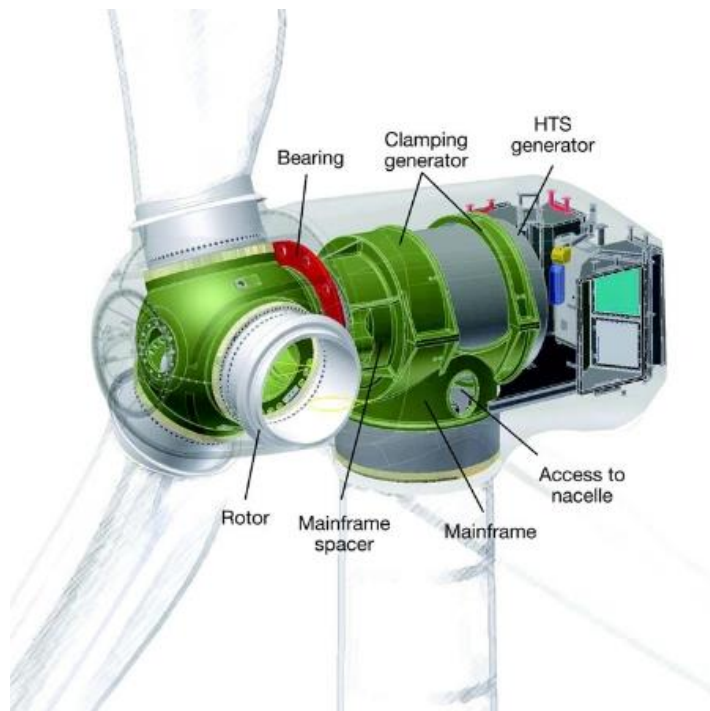


Figura 18: Turbina *SeaTitan*® de 10 MW [25].

Encontra-se ainda atualmente em fase de desenvolvimento uma turbina com 12 MW na *Boulder Wind Power*, todavia ainda não existem especificações sobre a mesma.

Em síntese, apresenta-se, na figura seguinte, a evolução de tamanho e da potência sofrida pelos aerogeradores nos últimos anos.

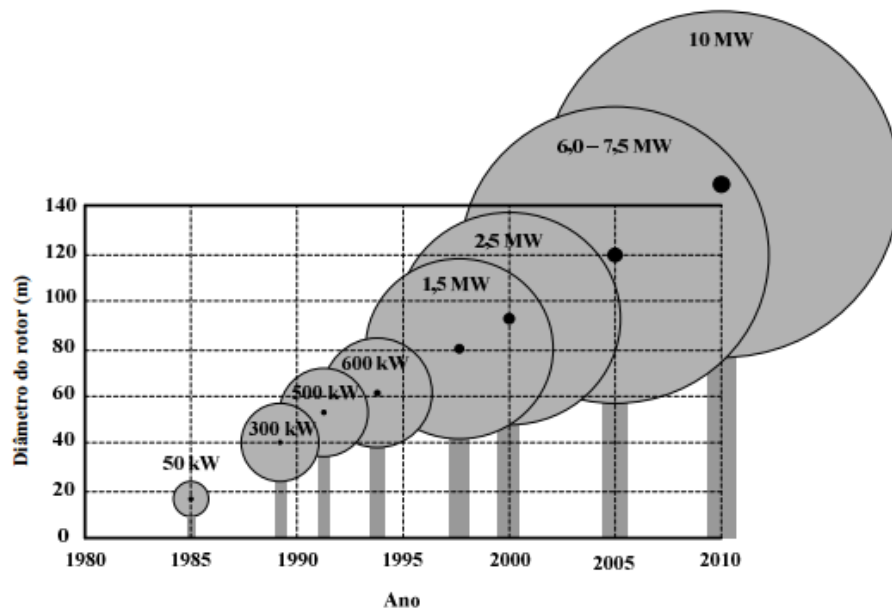


Figura 19: Evolução dos aerogeradores [26].

Pela análise, verifica-se assim ao longo dos anos uma tendência de acréscimo da potência bem como da altura para captura de ventos. O peso dos componentes, no entanto, tem vindo a ser menor, contudo a dimensão da *nacelle* não se tem alterado muito. Estes progressos não são apenas fruto do forte desenvolvimento sofrido em muitas outras áreas, mas também da forte investigação, investimento e inovação que abarca este sector.

## 2.5. CARACTERÍSTICAS DA ENERGIA EÓLICA

No rotor da turbina converte-se a potência disponibilizada pelo vento em potência mecânica. Assim sendo, à medida que o rotor retira velocidade ao vento que por ele atravessa, consegue “extrair” a energia cinética transportada pela massa de ar. Esta redução da velocidade é um resultado do somatório das diferentes pressões que são exercidas pelas massas de ar sobre as pás e da reação destas.

Ao longo desta secção abordar-se-á o limite de *Betz* e da potência eólica.



### 2.5.1. LIMITE DE BETZ

De modo a que ocorra conversão de energia, o vento que passa pela turbina tem de criar um tubo de vento e perder velocidade, como se pode verificar na figura 20; assim  $V_2$  será inferior a  $V_1$ . Caso  $V_2$  seja igual a zero também não há conversão de energia, pois se extrairmos toda a energia do vento, o ar teria velocidade zero, logo não deixava a turbina. Logo existe uma quantidade máxima de energia que se pode extrair do vento, sendo esse valor designado de limite de *Betz*.

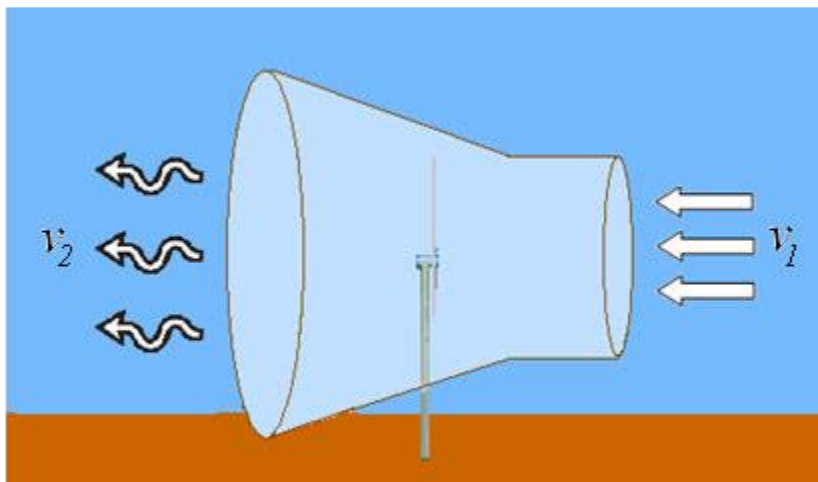


Figura 20: Ilustração do fluxo de ar no interior de uma turbina [27].

Como a potência eólica contida no vento não pode ser totalmente convertida em energia mecânica, para evitar que a velocidade do vento seja zero à saída do rotor, devemos usar o limite de *Betz*. A aplicação da lei de *Betz* a uma turbina eólica permite obter um valor teórico máximo para o rendimento da conversão de energia eólica em energia mecânica, sendo o seu valor de 59,26% ( $16/27$ ) [28].

O limite de *Betz* refere-se a uma turbina ideal, o que significa que o coeficiente máximo de potência teórico é de 0,59. Este coeficiente para casos mais reais compreende valores entre 0,3 e 0,4 no máximo, uma vez que na realidade existem perdas de energia associadas ao aerogerador e ao rendimento aerodinâmico das pás. Este coeficiente  $C_p$  pode ser obtido através da seguinte fórmula:

$$C_p = \frac{P_{mecânica}}{P_{disponível}} \quad (1)$$



A figura 21 mostra que este coeficiente ( $C_p$ ) pode ser usado para estimar a potência elétrica de saída de qualquer gerador, em conjunto com a curva de densidade de potência dos ventos.

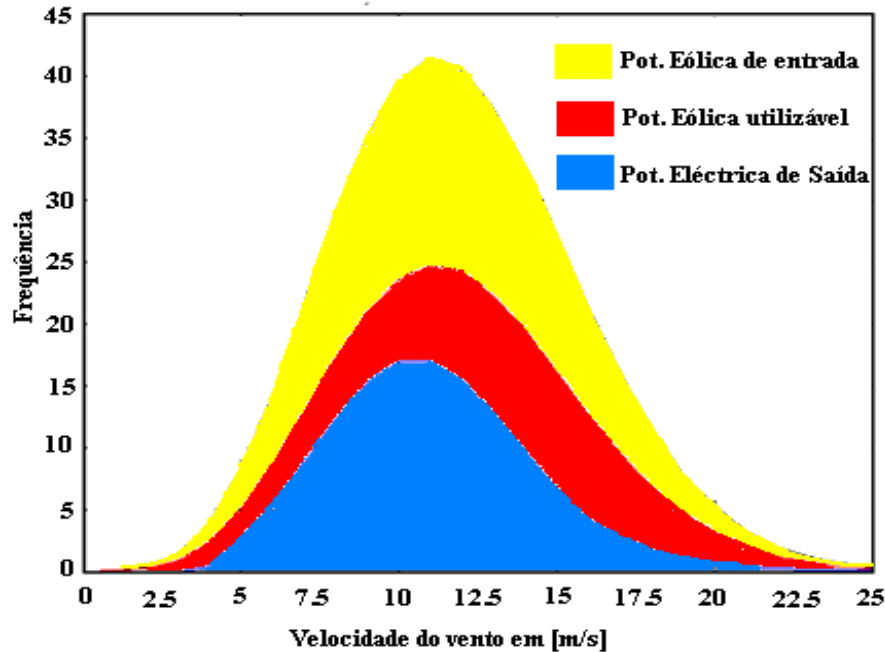


Figura 21: Relação entre as densidades de potência: disponível no vento, captada pela turbina ideal (limite de *Betz*) e convertida em elétrica por um determinado aerogerador real [29].

### 2.5.2. POTÊNCIA EÓLICA

O principal objetivo da produção de energia elétrica é obter energia elétrica ao mais baixo custo possível, logo, as turbinas devem ser projetadas em função desses critérios. As turbinas devem assim produzir à sua máxima potência para os ventos predominantemente disponíveis nos locais onde estão instaladas. De referir que não seria boa prática projetar as turbinas para as velocidades máximas de vento, uma vez que estes apenas ocorrem durante um curto período de tempo. Em Portugal, a velocidade do vento encontra-se tipicamente compreendida entre 7 e 15 m/s.

Uma massa de ar ( $m$ ) que se desloque a uma velocidade constante ( $v$ ) origina uma energia cinética ( $Ec$ ) que pode ser calculada pela equação 2.

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

Se a coluna de ar se movimentar perpendicularmente a uma secção plana transversal  $A$  ( $m^2$ ), esta desloca uma massa  $\rho Av$  (Kg/s), onde  $\rho$  é a massa específica do ar. Deste modo,

substituindo na equação 2, a potência disponível no vento é então proporcional ao cubo da velocidade do vento.

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \cdot (\rho \cdot A \cdot v) \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (3)$$

Pode-se assim constatar a forte importância que a velocidade do vento tem na potência disponibilizada, justificando-se assim também a relevância da colocação das turbinas em locais com ventos fortes de modo a poder tirar o maior proveito possível desta fonte de energia.

De modo a conseguir ter a melhor localização possível para a instalação das turbinas eólicas, devem-se realizar estudos sobre o vento nos possíveis locais de instalação de maneira a verificar qual o mais adequado. Esta informação pode ser dada em termos de densidade de potência disponível do vento ( $W/m^2$ ), ou seja, a potência por unidade de área varrida pelas pás da turbina. Esta medição é realizada através da instalação de anemómetros nos locais de possível localização das eólicas. Existem ainda mapas de vento disponíveis, que podem e devem ser consultados, tais como o mapa europeu de vento que se demonstra nas figuras 22 e 23.

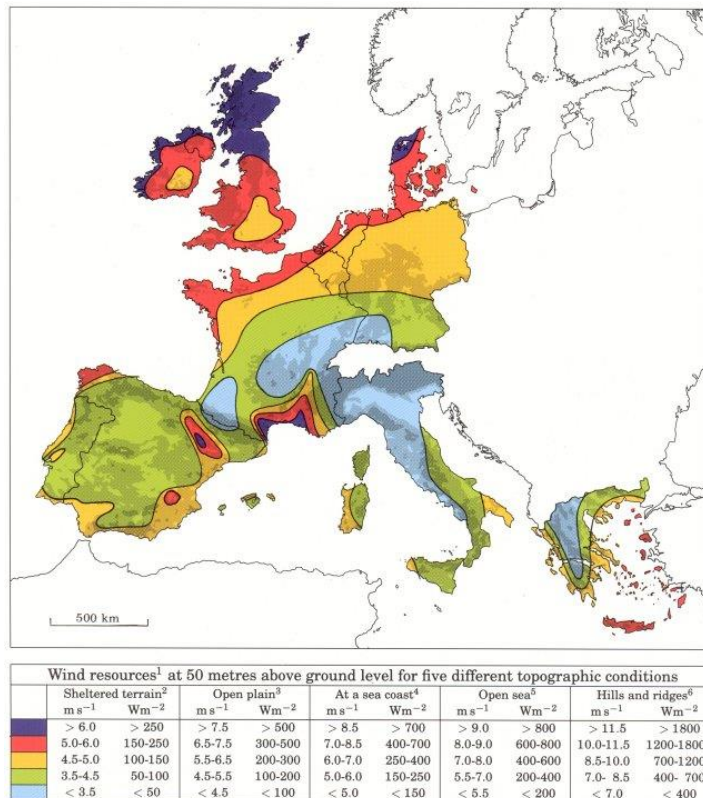


Figura 22: Mapa dos ventos para a Europa [30].

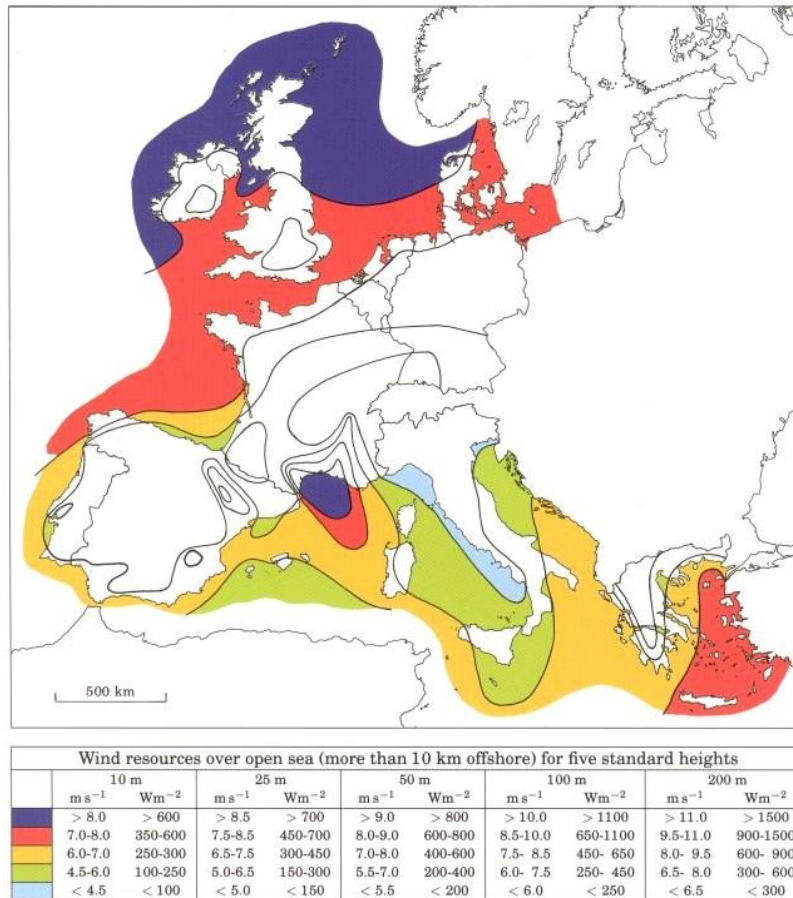


Figura 23: Mapa dos ventos para a Europa Offshore [30].

Uma vez medido o potencial do local de instalação deve-se selecionar as turbinas que melhor desempenho apresentam para o local em questão, ou seja, as turbinas deverão ser projetadas de acordo com a velocidade do vento disponível no local da instalação. De referir que cada turbina tem a sua potência nominal, visto que a partir de uma determinada velocidade do vento torna-se perigoso manter a operação, pelo que o aerogerador deve parar por razões de segurança. A figura 24 apresenta a curva característica potência/velocidade para uma turbina eólica da *Enercon* de 3 MW.

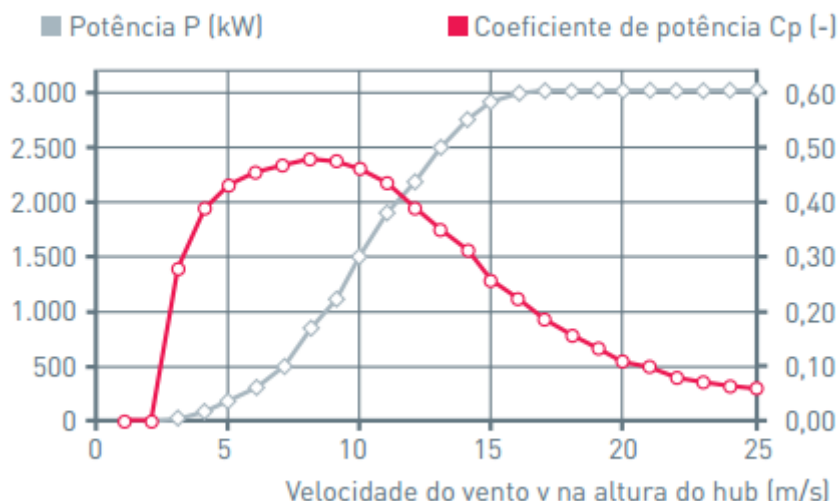


Figura 24: Curva Característica potência/velocidade, a cinzenta, do vento para a turbina E-82 de 3 MW da *Enercon* [21].

De ter ainda em atenção que as turbinas eólicas comerciais são classificadas de acordo com a Norma IEC 61400. Esta norma define as classes das turbinas de acordo com as velocidades extremas do vento nos últimos 50 anos, com a turbulência e com a velocidade média do vento à altura da torre. Esta norma classifica os aerogeradores de acordo com a tabela 2.

Tabela 2: Classe dos aerogeradores de acordo com a Norma IEC 61400 [31].

Classe	I	II	III	IV
Velocidades extremas nos últimos 50 anos (m/s)	70	59,5	52,5	42
Velocidade média do vento à altura da torre (m/s)	10	5,5	7,5	6
Turbulência Classe A	18%			
Turbulência Classe B	16%			

## 2.6. CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA EM ENERGIA ELÉTRICA

O gerador providencia um meio de conversão da energia mecânica vinda do rotor da turbina eólica, em energia elétrica para posteriormente abastecer cargas ou ser ligada diretamente à rede. As turbinas de grande dimensão estão preparadas, normalmente, para gerar mais eletricidade e a menor custo do que as turbinas de menor dimensão. Isto acontece porque os custos de instalação e manutenção não dependem do tamanho da máquina.

Salienta-se ainda que embora a potência dos aerogeradores tenha vindo a aumentar gradualmente, o intervalo de tensão para os geradores mais comuns situa-se em valores entre 380-690 V, com exceção da *Repower* que tem geradores de indução duplamente alimentados, a funcionar a 6,6 kV. Na tabela 3, pode-se observar os valores de tensão para algumas máquinas mais comuns, de diferentes fabricantes. Como se pode observar, o nível de tensão do conversor, também está na gama de 380-690 V, devido à baixa tensão do gerador e ao uso de inversores de dois níveis. Com exceção dos sistemas de geradores de indução com dupla alimentação, todos os outros tipos de sistemas de geradores necessitam de conversores de tensão de grande escala.

Tabela 3: Classificação de tensão de acordo com diferentes máquinas de diferentes fabricantes [32].

Turbine power (MW)	Voltage (V)	Model	Manufacturer
1.50	575	1.5 <sub>SLE</sub>	GE Energy
1.65	690	Wt1650	Windtec
2.05	575	MM92	Repower
3.00	400	E-82 E3	ENERCON
5.00	690	Bard 5.0	Bard Engineering
5.50	690	Wt5500	Windtec
10.00	690	SeaTitan	Windtec

Em suma, uma turbina eólica pode estar equipada com máquinas de indução ou máquinas síncronas. Vários tipos de máquinas (síncronas e assíncronas) são normalmente usadas também em aplicações *offshore*. Atualmente as máquinas assíncronas são as mais usadas nas turbinas eólicas, pois cerca de 70% dos geradores usados para conversão de energia eólica em energia elétrica são deste tipo.

### 2.6.1. GERADOR DE INDUÇÃO DE ROTOR GAIOLA DE ESQUILO

O gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo é usado em fabricantes como a *Sinovel* e a *Siemens*. O seu uso em aplicações reais pode ser justificado pela simplicidade construtiva, alta eficiência, baixa necessidade de manutenção, pequenas alterações da velocidade percentual e baixo custo. Este tipo de gerador é usado predominantemente em sistemas de turbinas eólicas com velocidade constante. Na tabela seguinte apresenta-se as possibilidades de utilização dos geradores de indução em gaiola de esquilo ou rotor bobinado duplamente alimentados.

Tabela 4: Configuração usual e utilização dos geradores de indução.

Gerador de indução	Velocidade		Ligação à Rede	Isolada	Frequência		Tensão	
	Constante	Variável			Constante	Variável	Constante	Variável
Duplamente alimentado		X	X		X		X	
Gaiola de esquilo	X	X	X	X	X	X	X	X

Os geradores de indução contêm dois enrolamentos, um no estator e outro no rotor. O enrolamento do estator da máquina de indução possui duas funções: proporcionar a excitação ou magnetização, e injetar na rede a corrente gerada obtida por indução. Por outro lado, o enrolamento do rotor apenas transporta a corrente da armadura. Quando se está na presença de uma excitação em corrente alternada (AC), o campo magnético gira a uma velocidade determinada, conjuntamente pelo número de polos no enrolamento e pela frequência da tensão, ou seja, a velocidade de sincronização. Se o rotor rodar a uma velocidade diferente da velocidade de sincronização, uma força eletromotriz (*fem*) é induzida no enrolamento do rotor com uma frequência correspondente à diferença entre as duas velocidades, conhecida como deslizamento.

Os geradores de indução em gaiola de esquilo possuem uma característica de velocidade do binário muito íngreme, o que significa que a ocorrência de flutuações na energia eólica é transmitida diretamente para a rede elétrica. Normalmente, o rotor é de forma cilíndrica e montado sobre um eixo, sendo internamente constituído por barras condutoras compridas

(normalmente em alumínio ou cobre) separadas entre si por ranhuras e todas ligadas nas suas extremidades por anéis condutores que curto-circuitam as barras condutoras, dando assim um aspeto de gaiola de esquilo.

A máquina de indução, ao funcionar como gerador, não é auto-excitada, ou seja, requer uma magnetização, o que constitui um problema. Existem assim duas formas de obter a energia reativa necessária para colocar a máquina de indução a funcionar como gerador, ou seja, o valor de energia reativa que cria um campo girante: a primeira consiste em retirar a energia reativa diretamente da rede elétrica à qual está ligada e a segunda processa-se através de baterias de condensadores.

Os geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo tanto podem ser usados em turbinas eólicas de velocidade fixa como de velocidade variável. No caso das turbinas eólicas de velocidade variável, são usados conversores de potência bidirecionais.

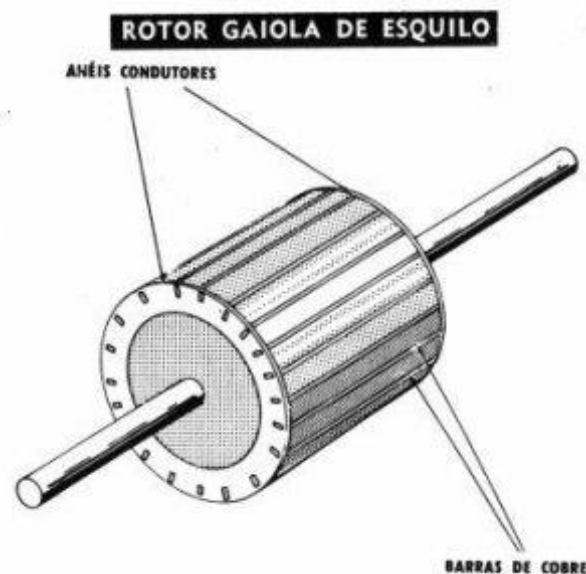


Figura 25: Rotor em gaiola de esquilo.

### 2.6.2. GERADOR SÍNCRONO DE ROTOR BOBINADO

O gerador síncrono de rotor bobinado é usado em diversos fabricantes, como por exemplo a *Enercon*. Na máquina síncrona, o estator possui um enrolamento trifásico igual ao usado na máquina de indução. O rotor poderá ser de polos salientes ou lisos. O rotor de polos salientes é normalmente usado para máquinas com velocidades mais baixas, sendo a versão mais usada em geradores eólicos para produção de energia elétrica. O enrolamento do estator do gerador síncrono de rotor bobinado está ligado diretamente com a rede elétrica e

por isso, a velocidade de rotação está diretamente fixada pela frequência da rede de alimentação. O enrolamento do rotor é excitado com uma corrente contínua através do recurso a anéis condutores e escovas, ou com um excitador sem escovas mas com um retificador rotativo.

Ao contrário do gerador de indução, o gerador síncrono não precisa de compensação de energia reativa. No rotor, circulam os fluxos de corrente contínua, o que gera um campo de excitação, que roda a uma velocidade síncrona. A velocidade do gerador síncrono é determinada pela frequência da tensão de rotação e pelo número de pares de polos do rotor.

Este tipo de geradores pode ser aplicado a sistemas com velocidade constante e com velocidade variável. Em ambos os casos é necessário excitar o enrolamento do rotor com corrente contínua, usando anéis condutores e escovas, ou um excitador sem escovas com um retificador rotativo.

### **2.6.3. GERADOR SÍNCRONO DE ÍMANES PERMANENTES.**

O gerador síncrono de ímanes permanentes encontra-se hoje em dia em turbinas comercializadas pela *GE Energy*, *Vestas*, *Gamesa*, *Siemens* e *Goldwind*. O estator do gerador síncrono de ímanes permanentes encontra-se bobinado e o rotor possui um polo magnético permanente, que pode ter a forma de polos salientes ou lisos. Normalmente, para velocidades mais baixas, usam-se nas máquinas síncronas os polos salientes. Estas máquinas apresentam muitos polos. Por outro lado, se o gerador síncrono possuir um número adequado de polos, este pode ser usado como um sistema de acionamento direto. Com base na orientação do fluxo magnético, os tipos mais comuns são a máquina de fluxo radial, a máquina de fluxo transversal e a máquina de fluxo axial.

Os geradores síncronos de ímanes permanentes possuem uma eficiência de conversão mais alta que os das máquinas de indução, uma vez que a excitação não consome energia. Contudo, os materiais que são necessários para a produção dos ímanes permanentes têm custos elevados e são também difíceis de produzir.

Adicionalmente ao uso da excitação por ímanes permanentes, deve-se usar conversores de alta escala de potência, que convertam a tensão e a frequência da energia gerada para valores de tensão e da frequência da rede de transmissão, o que eleva o custo desta solução devido ao elevado preço destes conversores.



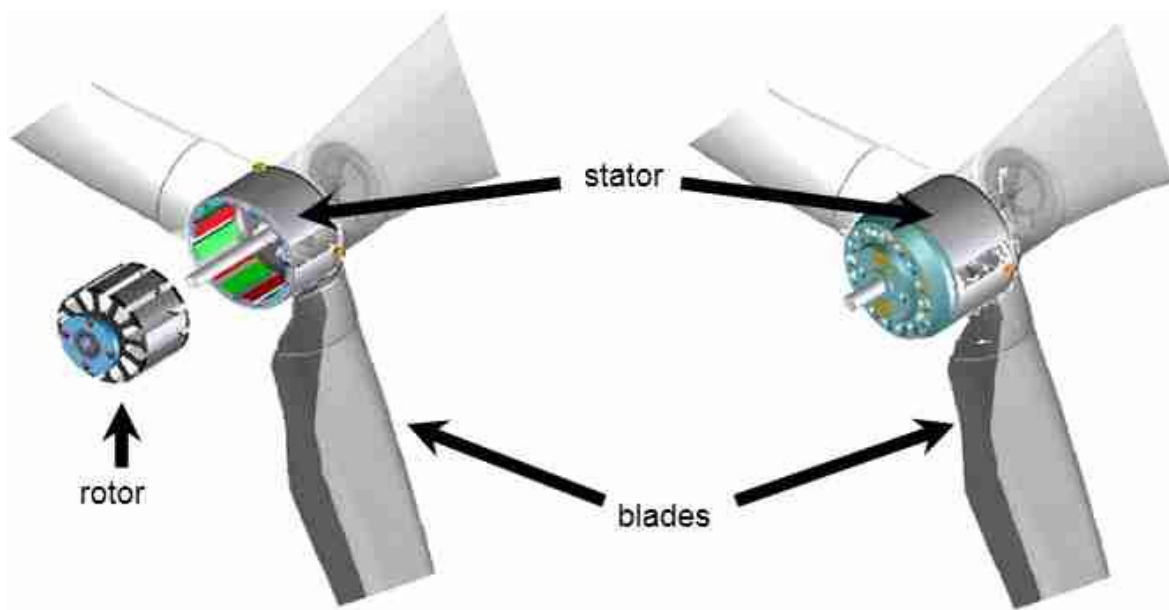


Figura 26: Gerador síncrono de ímanes permanentes inserido na turbina eólica.

Contudo, este tipo de geradores apresenta uma grande vantagem, que se prende com o facto de a potência poder ser gerada a qualquer velocidade, o que é excelente, visto que o vento muda de velocidade várias vezes. Uma outra vantagem deste sistema prende-se com o facto de normalmente só ser necessário levar a cabo ações de manutenção para lubrificação dos rolamentos. Para além disto, o gerador síncrono de ímanes permanentes tem um tamanho consideravelmente reduzido e é muito fiável. Por estas vantagens, este tipo de geradores está cada vez mais a tornar-se uma solução interessante para aplicações em turbinas eólicas.

O maior problema apresentado por esta solução é a manutenção da temperatura do rotor abaixo do valor máximo de operação da temperatura do íman, o que pode ser limitado pelo ponto de Curie do material magnético e pelas propriedades térmicas do material de ligação no caso de ser composto por materiais compósitos. Também a natureza síncrona de operação causa problemas em relação ao arranque e na excitação. Um outro inconveniente é a falta de controlo da tensão, uma vez que a excitação é constante, o que leva a que seja necessário a existência de conversores para apoiar no controlo da tensão.

#### **2.6.4. GERADOR DE INDUÇÃO DE DUPLA ALIMENTAÇÃO.**

A maioria dos geradores de indução de dupla alimentação usados hoje em dia na indústria são usados para gerar energia elétrica em aerogeradores de grandes dimensões. Isto deve-se muito ao facto de os geradores de indução duplamente alimentados possuírem grandes vantagens em relação aos outros tipos de geradores, em aplicações onde a potência mecânica está sempre a variar (como é o caso do vento que apresenta uma velocidade variável).

Este tipo de geradores é usado em turbinas eólicas de velocidade variável, uma vez que permite que a tensão de saída do gerador e a frequência permaneçam em valores constantes, independentemente de a velocidade no rotor ser variável. Isto é conseguido através da alimentação por correntes alternadas (AC) de frequência e amplitude variáveis nos enrolamentos do rotor do gerador. Ao ajustar a amplitude e a frequência da corrente alternada que alimenta os enrolamentos do rotor do gerador, é possível manter a amplitude e frequência das tensões (no estator) produzidas no gerador constantes, apesar das variações da velocidade do rotor na turbina eólica e consequentemente na velocidade de rotação do gerador, causadas pelas flutuações da velocidade do vento. Ao realizar isto, também permite que a operação ocorra sem variações bruscas no binário do rotor da turbina eólica, diminuindo assim o desgaste imposto aos componentes mecânicos da turbina e suavizando as variações na quantidade de energia elétrica produzida. Através dos mesmos meios é ainda possível ajustar a quantidade de energia reativa trocadas entre o gerador e a rede de energia de corrente alternada. Isto permite que o fator da potência do sistema seja controlado, ou seja, pode manter-se o fator de potência da instalação.

Finalmente, usando um gerador de indução duplamente alimentado em turbinas eólicas de velocidade variável pode-se conseguir geração de energia elétrica a velocidades de vento mais baixas do que com as turbinas eólicas de velocidade fixa que usam geradores síncronos.

Seria ainda possível obter resultados semelhantes em turbinas eólicas de velocidade variável através do uso de um gerador síncrono de três fases e eletrónica de potência, como já referido anteriormente, exemplificado na figura 27a. Nesta configuração, o gerador gira a uma velocidade que é proporcional à velocidade do vento. As correntes de corrente alternada produzida pelo gerador são convertidas em corrente contínua por um conversor AC/DC, que por sua vez são convertidas por um outro conversor AC/DC de volta para as

correntes de corrente alternada que são sincronizadas com a rede de alimentação de corrente alternada. Por conseguinte, é necessário que os dispositivos eletrônicos de potência sejam dimensionados de modo a que tenham capacidade de processamento para 100% da potência total de saída do gerador.

Os dispositivos de eletrônica de potência que são usados em geradores de indução duplamente alimentado precisam apenas de processar uma fração da potência de saída do gerador, ou seja, a energia que é fornecida para ou a partir dos enrolamentos do rotor do gerador, que é tipicamente cerca de 30% da potência nominal do gerador. Conseqüentemente, os dispositivos de eletrônica de potência usados em turbinas eólicas de velocidade variável, utilizando geradores de indução duplamente alimentados, normalmente só precisam de cerca de 30% da dimensão dos dispositivos de eletrônica de potência usados nos geradores síncronos. Isto reduz o custo dos dispositivos de eletrônica de potência, bem como as perdas de energia nestes dispositivos.

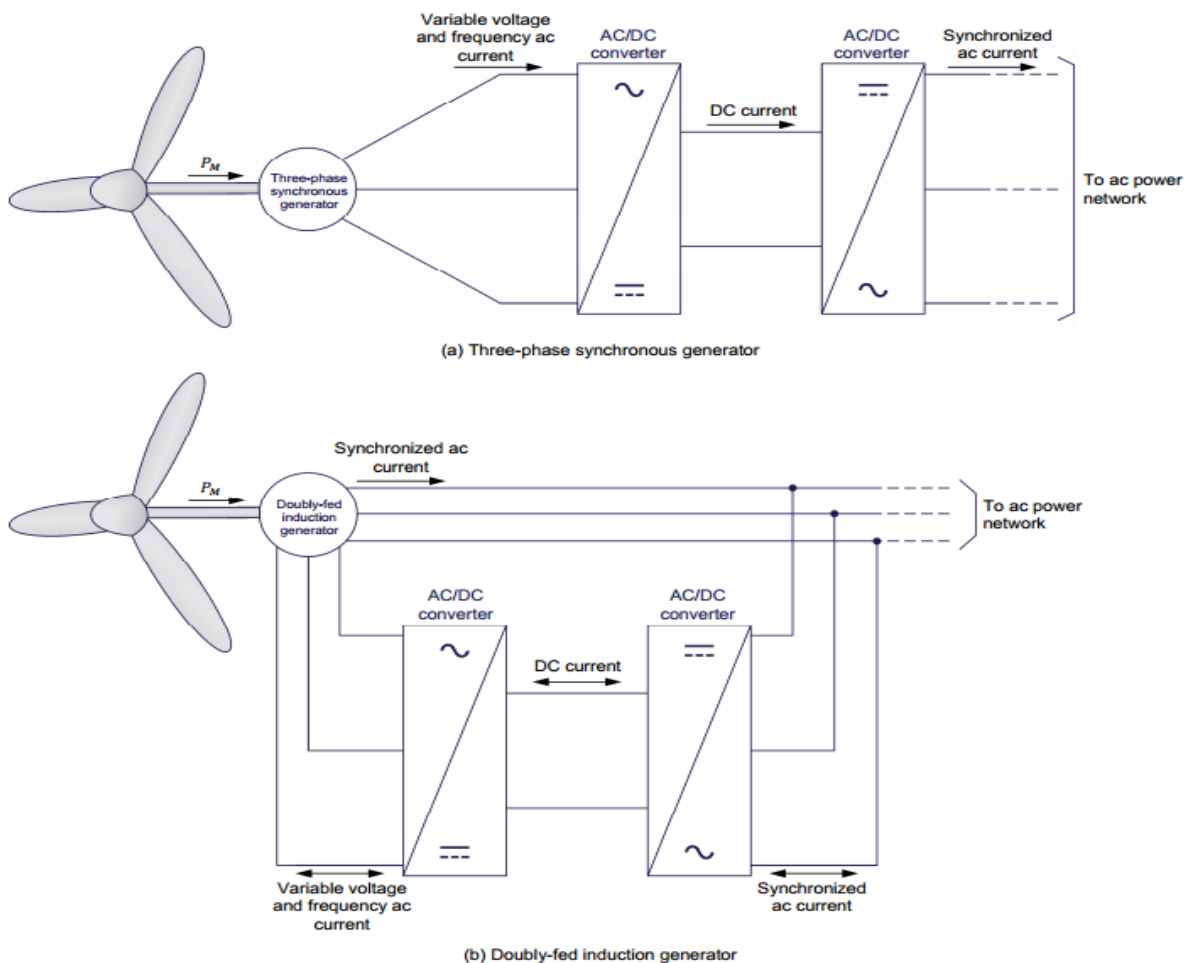


Figura 27: Topologias de circuito para dois tipos de geradores encontrados em turbinas eólicas de velocidade variável [33].

Na figura 27b, apresenta-se o esquema de ligação, desde a torre eólica até à rede elétrica, para as situações em que se usa geradores de indução duplamente alimentados.

As principais vantagens do uso do gerador de indução duplamente alimentado são:

- Operação a velocidade do rotor variável, mantendo a amplitude e frequência das tensões geradas constantes;
- Otimização da quantidade de energia gerada, em função do vento disponível até à potência nominal do gerador;
- Eliminação virtual das variações bruscas do binário do rotor e da potência de saída do gerador;
- Geração de energia elétrica a baixas velocidades do vento;
- Controlo do fator de potência.

Por outro lado, o gerador de indução duplamente alimentado requer circuitos de conversão de potência muito complexos. Outra das possíveis desvantagens é o facto de ser necessário levar a cabo ações de manutenção nos anéis condutores do rotor bobinado.

Em suma, ambos os geradores de indução bem como os geradores síncronos são usados em turbinas eólicas, e ambos requerem dois conversores AC/DC. No entanto, os dois conversores AC/DC usados nos geradores de indução duplamente alimentados são significativamente menores que os usados nos geradores síncronos, para uma potência comparável. Isto deve-se ao facto de os conversores AC/DC usados nos geradores duplamente alimentados terem de transmitir apenas 30% da potência nominal de saída do gerador, ao passo que os conversores AC/DC usados nos geradores síncronos têm de transmitir 100% da potência nominal de saída do gerador.

## **2.7. CAIXAS DE ENGRENAGENS**

As caixas de engrenagens estão presentes nos aerogeradores do parque eólico que serve de estudo para este trabalho e serão o componente alvo de monitorização através da ferramenta de monitorização desenvolvida. As caixas de engrenagens encontram-se no interior da nacelle, entre o rotor e o gerador e nos aerogeradores em que marcam presença

são um dos principais componentes a ter em atenção. A sua função é adequar a velocidade de rotação das pás do rotor à velocidade de rotação do gerador [98].

As caixas de engrenagens são um componente com elevado custo e por isso, as ações de manutenção são também de elevado custo.

Existem vários tipos de caixas de engrenagens e alguns tipos de configurações, no entanto as mais usadas em turbinas eólicas são normalmente a engrenagem de dentes retos, a engrenagem de dentes helicoidais e a engrenagem de dentes helicoidais duplos.



Figura 28: Engrenagem de dentes retos, engrenagem helicoidal e engrenagem helicoidal dupla [99-100].

Consoante o tipo de aplicação a que se destinam, as engrenagens podem ser combinadas de diferentes maneiras, dando origem a diferentes configurações. Em aerogeradores as combinações mais usadas são a configuração planetária e a configuração paralela.

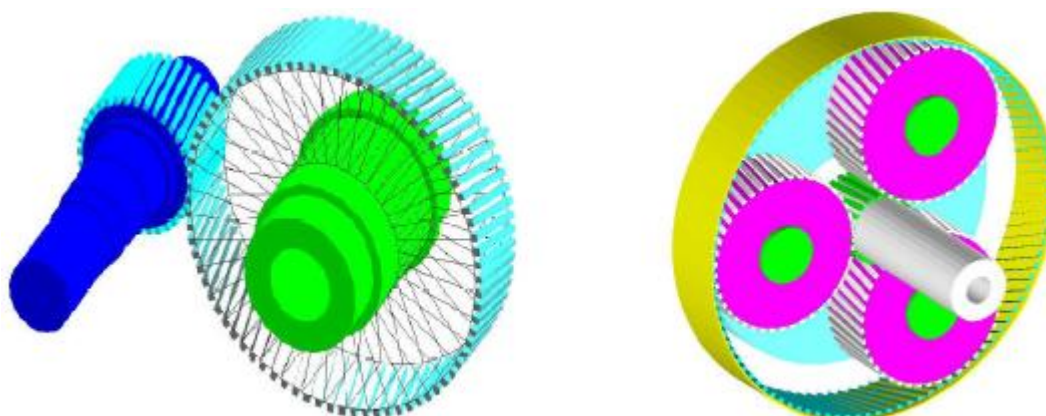


Figura 29: Configuração paralela e configuração planetária [101].

Normalmente utilizam-se caixas de engrenagens planetárias em aplicações nas turbinas eólicas, pois estas possuem algumas vantagens comparativamente às caixas de

engrenagens de configuração paralela, entre elas a dimensão e o peso. As caixas de engrenagens planetárias são compostas por uma engrenagem central e várias engrenagens à sua volta, usualmente três. A engrenagem central roda à velocidade das pás do aerogerador e as três outras engrenagens de menor dimensão realizam o incremento de velocidade. O eixo de alta velocidade é o eixo que estará ligado ao gerador elétrico. Na figura 30, pode-se observar uma caixa de engrenagens planetária e o eixo de velocidade mais elevada.

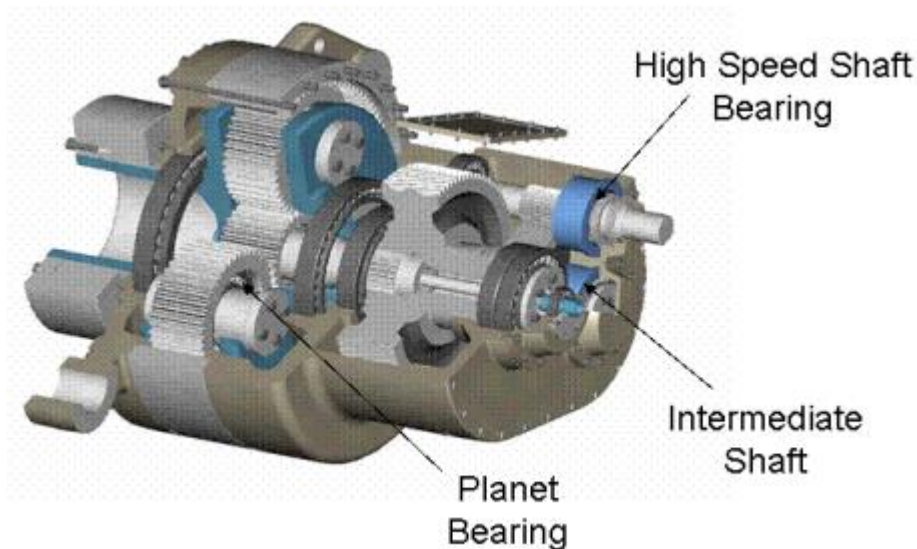


Figura 30: Caixa de engrenagens planetária [102].

Existem ainda as caixas de engrenagens de configuração paralela, e estas possuem dois rolamentos acoplados a dois eixos paralelos. Nesta configuração a engrenagem maior está associada ao eixo de menor rotação e a relação entre as velocidades dos eixos é inversamente proporcional ao número de dentes da engrenagem. Normalmente são usados dentes helicoidais e devido ao limite físico para a transformação da velocidade, são usados vários níveis de transformação.

As caixas de engrenagens aplicadas em turbinas eólicas com potência entre os 1,5 e 3 MW foram desenvolvidas a partir das caixas de engrenagens já existentes na indústria. De referir que normalmente este equipamento não avaria nos primeiros anos de funcionamento, no entanto a partir dos 3 anos de funcionamento, e através de inspeções, foi possível constatar que o desgaste associado a estas, leva normalmente a falhas graves, que originam grandes períodos de interrupção de funcionamento e grandes reparações, podendo ser mesmo necessário a substituição das mesma [103]. Daí que seja necessário possuir uma ferramenta informática que monitorize este equipamento, pois uma falha

grave pode implicar diversos custos, devido ao facto de este equipamento ser muito caro, bem como aos meios necessários e ao tempo de inatividade implicado.

De salientar que a maior parte dos problemas associados às caixas de engrenagens surgem da lubrificação deficiente, uma vez que as caixas de engrenagens são puramente mecânicas e necessitam de uma excelente lubrificação. As causas principais de avarias neste componente estão assim, normalmente associadas à falta de lubrificação, a falhas nos rolamentos, ao desgaste de materiais e à quebra dos dentes da engrenagem.

Assim sendo o lubrificante usado é de extrema importância e deve ser escolhido de forma criteriosa de acordo com as características do local onde irá ser instalada a torre eólica. Se a turbina se encontrar em zonas de temperatura baixa, o óleo torna-se espesso e por isso certas zonas da caixa de engrenagens não serão bem lubrificadas, o que pode originar quebra de alguns componentes. Por outro lado, se o óleo aquecer demasiado, vai perdendo as suas características e se for atingido o *flash point* pode haver mesmo risco de incêndio.

As caixas de engrenagens são um componente de forte desgaste, pois estão sujeitas constantemente a cargas estáticas e dinâmicas que dependem da turbina e do gerador, da massa e rigidez do eixo de transmissão e acoplamento, e da condição de operação. Por sua vez um excesso de velocidade, provocado pela rede ou por fortes condições atmosféricas, pode originar numa sobrecarga para o equipamento. Por outro lado, grandes variações no binário a velocidades reduzidas e cargas extremas, provocadas por paragens de emergência ou curto-circuito do gerador, levam a que a caixa de engrenagens fique sujeita a cargas várias vezes superiores ao binário nominal. Nestas situações qualquer torção do rolamento ou no veio, ou alguma rigidez forte nas partes móveis, podem levar à quebra dos dentes das engrenagens, originando assim uma falha muito grave no equipamento.

De referir também que as falhas em engrenagens normalmente são precedidas por falhas no rolamentos. Embora os rolamentos não estejam sujeitos às mesmas condições extremas de funcionamento das engrenagens, ao longo do tempo o óleo que lubrifica os rolamentos vai perdendo características e vão-se originando partículas devido ao desgaste das peças, o que pode explicar a origem das falhas nos rolamentos [104].

As causas mais comuns que originam falhas nas caixas de engrenagens são os desalinhamentos, os rolamentos e a fraca lubrificação. Na causa dos desalinhamentos podem estar problemas na montagem da caixa de engrenagens, ou esforços e deformações

causados por variações térmicas. Por outro lado os rolamentos são peças muito sensíveis que podem originar a falha total da caixa de engrenagens. De modo a evitar falhas em caixas de engrenagens deve-se sempre possuir um bom sistema de lubrificação e um óleo em excelentes condições.

Deste modo resta acrescentar que a taxa de avarias de uma caixa de engrenagens depende do tipo de rolamento usado, pois os rolamentos planetários, os rolamentos do veio intermédio e os rolamentos de alta velocidade possuem uma taxa de avarias mais elevada, enquanto que os rolamentos portadores planetários e os rolamento livres possuem uma taxa de avarias mais reduzida [105].

As anomalias em caixas de engrenagens mais comuns são consequência de aumentos de temperatura significativos, elevado ruído, fortes vibrações o desgaste da roda dentada e dos rolamentos.

## **2.8. CENTROS DE CONTROLO E SISTEMAS SCADA**

A necessidade da existência de Centros de Controlo (CC) das redes elétricas surgiu após o *blackout* ocorrido no nordeste dos Estados Unidos da América, no final da década de 1960, por recomendação de uma comissão que estudou o *blackout*. Do resultado deste estudo, a comissão chegou à conclusão que a rede necessitava de ser operada com maior supervisão e controlo, ou seja, deveriam ser instalados mais computadores por parte dos operadores de rede, de modo a que fosse realizado um melhor planeamento e uma melhor operação da rede elétrica. Este planeamento e operação da rede elétrica levariam por sua vez a uma maior estabilidade e segurança no sistema [34].

Desde a década de 1960 muitas outras áreas de estudo sofreram fortes desenvolvimentos, sendo que uma das mais importantes foi a indústria informática. O forte desenvolvimento registado nesta área permitiu implementar um conjunto alargado de ferramentas informáticas nos centros de controlo ao longo dos anos. Estas ferramentas foram muito úteis pois permitiram realizar o despacho ótimo, estimação de estado, cálculos de trânsitos de potência, *unit commitment* e muitas outras funcionalidades avançadas, utilizadas na atualidade para uma eficaz gestão dos SEE.



### 2.8.1. CENTROS DE CONTROLO

Os SEE seriam difíceis de operar sem os centros de controlo, pelo que se pode afirmar que a sua importância nos SEE é fulcral, uma vez que todo o desempenho e qualidade do sistema depende dos centros de controlo. O bom desempenho dos centros de controlo só é possível se existirem sistemas que forneçam informação rápida e fidedigna sobre a rede elétrica. É aqui que se enquadram os Sistemas de Controlo e Aquisição de Dados (SCADA), que são fundamentais para a transmissão de informação aos centros de controlo e supervisão, de modo a permitir que estes operem eficazmente [35].

O SCADA deve realizar o envio de dados que forneçam informação sobre um determinado estado de funcionamento de um sistema de energia aos CC em tempo real. A aquisição e transmissão dos dados são realizadas de forma cíclica, por isso torna-se importante o tempo que demora a realizar um ciclo por parte do SCADA para a aquisição das medidas [36]. As principais funções dos centros de controlo são garantir a segurança e a operação da rede elétrica, bem como manter o equilíbrio entre a produção, o consumo e o saldo das interligações.

Um sistema SCADA é constituído por uma Unidade Central (UC) e por uma Unidade Remota Terminal (URT) na sua forma mais simplificada, no entanto quando aplicado às redes elétricas de energia temos vários UC e várias URT, uma vez que a dimensão do SCADA é muito maior.

O SCADA é constituído por instrumentação de campo, por URT, por sistema de comunicação, por unidade central e por interface Homem-Máquina. As URT deverão ser colocadas nas centrais e subestações e devem estabelecer uma interface para a instrumentação de campo, isto é, os atuadores e sensores digitais e analógicos situados em cada localização remota. Devem ainda obter a informação e codificá-la de forma a ser transmitida para os CC e possuir capacidade para receber e processar as ordens enviadas pela unidade central. A estação central coleta todos os dados das várias URT e normalmente disponibiliza, em computadores ou estações de trabalho com *softwares* específicos, interfaces homem-máquina para visualização e controlo remoto das localizações. Relativamente aos sistemas de comunicação, estes têm a função de estabelecer um meio de comunicação entre os CC e as URT e vice-versa, entre as URT e os CC. Estes assumem um papel importante uma vez que levam a informação necessária em ambas as direções e, qualquer que seja o sistema de comunicação implementado, este deve assegurar de forma

segura o envio dos dados. Perante a múltipla variedade de sistemas de comunicação implementados, destacam- os seguintes:

- Linhas telefónicas;
- Transmissão por GSM;
- Transmissão por feixes hertzianos;
- Transmissão por correntes portadoras;
- Transmissão por fibras óticas;
- Transmissão por micro-ondas.

### **2.8.2. CENTROS DE CONTROLO DE PARQUES EÓLICOS**

Os centros de controlo em parques eólicos apenas começaram a ser desenvolvidos recentemente. A energia eólica tem vindo a proliferar ao longo dos anos e, enquanto esta ainda não estava no mercado com uma forte presença, não existia a necessidade de centros de controlo e despacho especificamente dedicados aos parques eólicos. O que era implementado para controlo dos parques eram *softwares* desenvolvidos pelos fabricantes dos aerogeradores que, ao nível dos parques, possuíam sistemas SCADA que monitorizavam e regulavam alguns dos parâmetros da máquina.

Normalmente, as medidas retiradas das máquinas são valores médios das potências produzidas, velocidade do vento, ângulos de *pitch* e diversas temperaturas de alguns componentes dos aerogeradores. As figuras 31 a 37 mostram alguns interfaces desenvolvidos para sistemas de monitorização de aerogeradores eólicos.

Na figura 31 pode-se observar o interface do sistema de monitorização usado em aerogeradores na marca Enercon.

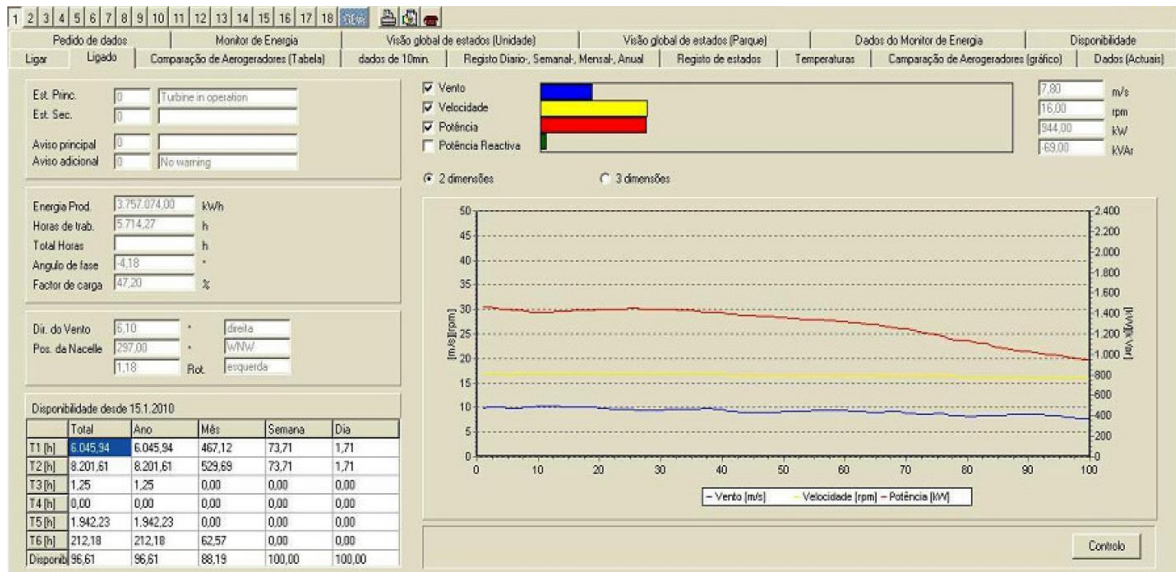


Figura 31: Interface do sistema de monitorização de aerogeradores da Enercon [6].

Na figura 32 pode-se observar o interface do sistema de monitorização usado em aerogeradores na marca Nordex.



Figura 32: Interface do sistema de monitorização de aerogeradores da Nordex [6].

Na figura 33, está representado o interface do sistema de monitorização usado em aerogeradores da marca ALSTOM.

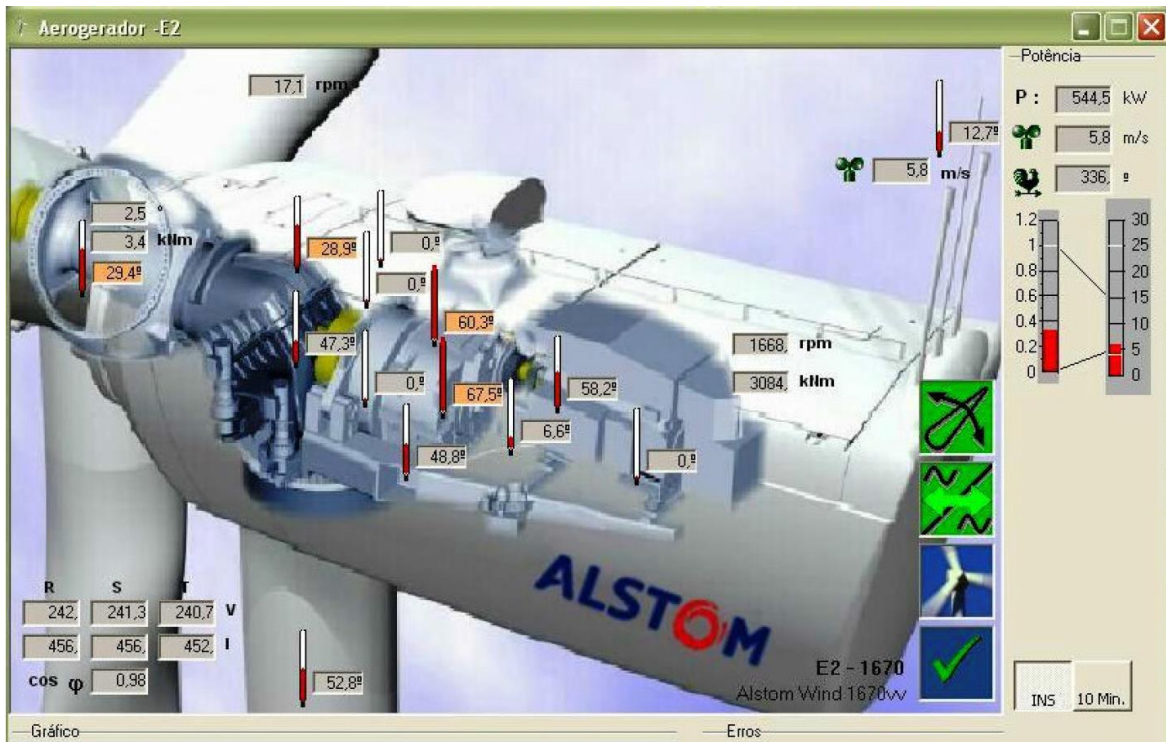


Figura 33: Interface do sistema de monitorização de aerogeradores da ALSTOM [6].

Na figura 34, está representado o interface do sistema de monitorização usado em aerogeradores da marca Vestas.

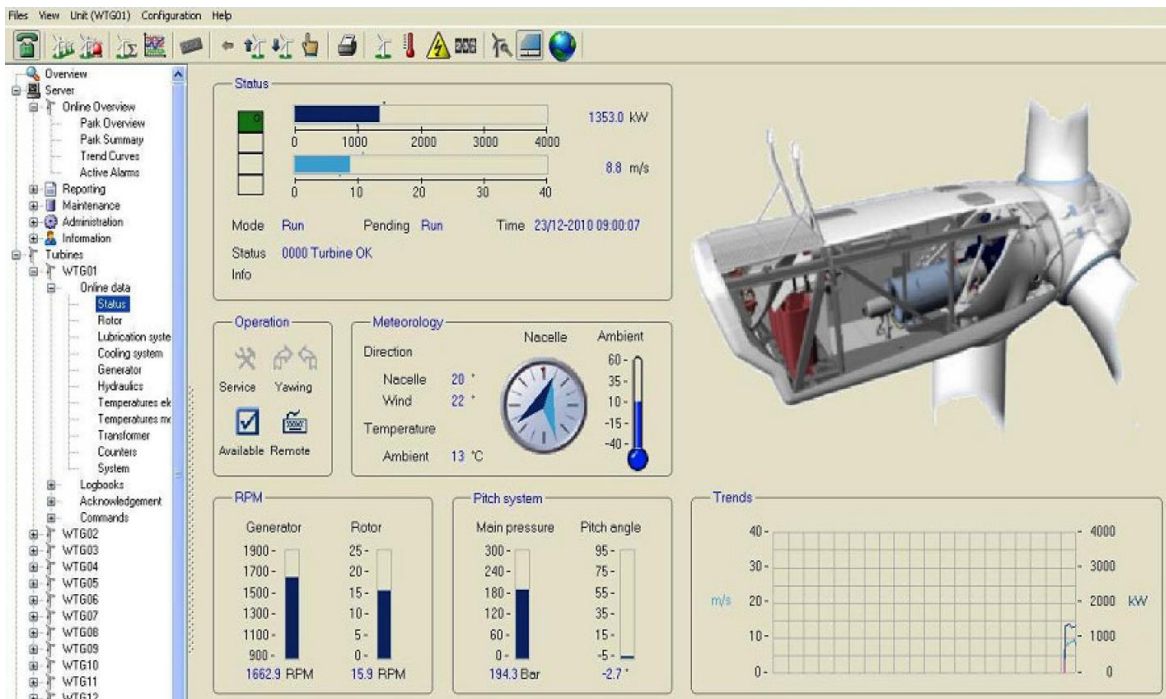


Figura 34: Interface do sistema de monitorização de aerogeradores da Vestas [6].

Na figura 35, está representado o interface do sistema de monitorização usado em aerogeradores da marca Siemens.





Figura 35: Interface do sistema de monitorização de aerogeradores da Siemens [6].

Na figura 36, está representado o interface do sistema de monitorização usado em aerogeradores da marca Gamesa.

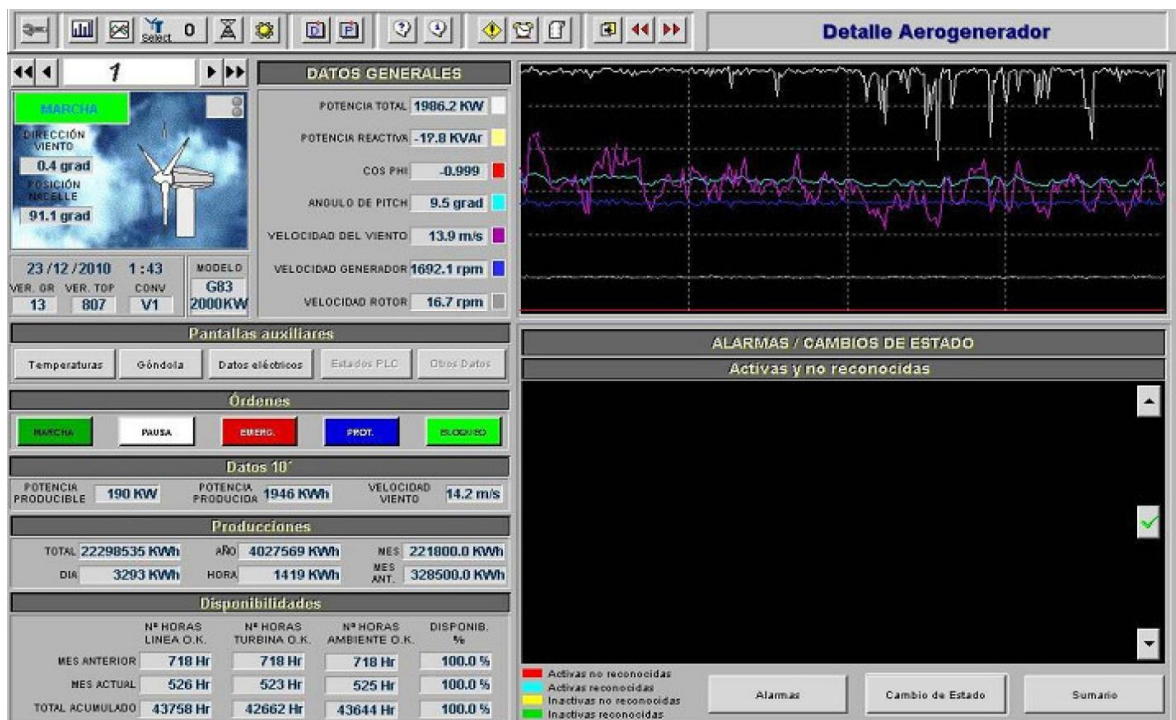


Figura 36: Interface do sistema de monitorização de aerogeradores da Gamesa [6].

Na figura 37, está representado o interface do sistema de monitorização usado em aerogeradores da marca Gewe.

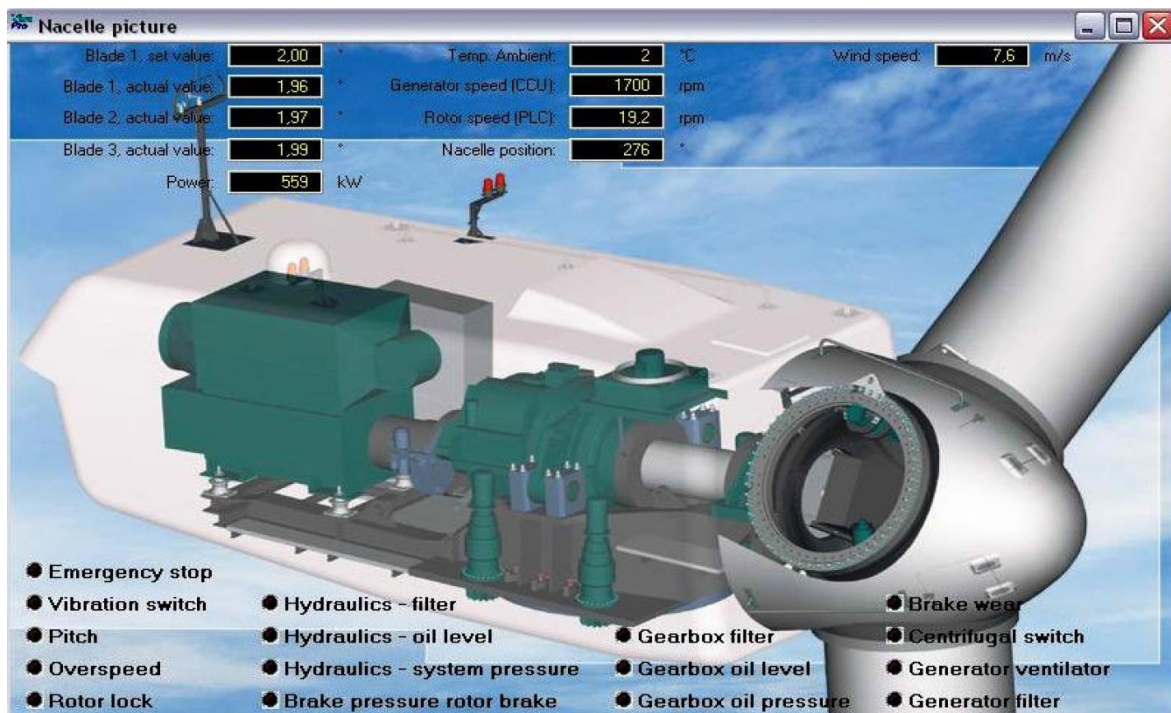


Figura 37: Interface do sistema de monitorização de aerogeradores da Gewe [6].

Com a crescente expansão que a potência eólica instalada em alguns países sofreu nos últimos anos, como em Espanha, Portugal, EUA, Dinamarca e Alemanha, tornou-se necessário tomar medidas de controlo que permitissem aos operadores de sistema ter acesso a todas as informações do estado do sistema. Ou seja, o desenvolvimento que se verificou nesta área foi de tal ordem que a penetração de energia eólica na rede elétrica começou a ser controlada [37].

Foram ainda criados centros de controlo nos parques eólicos, de maneira a ser possível obter uma centralização das operações dos parques. Esta monitorização é realizada todos os dias e a toda a hora em todas as máquinas do parque, o que leva a uma maior disponibilidade do parque e menor tempo de interrupção provocada por falhas ou paragens dos aerogeradores. Os centros de controlo recebem todo o tipo de alarmes e sinais de cada gerador, todas as medidas da torre meteorológica do parque, todas as medidas passíveis de ser medidas nos aerogeradores e toda a informação sobre medidas importantes na subestação de ligação à rede.

Este sistema de supervisão dos parques eólicos permite realizar uma melhor operação e manutenção do sistema, pois em caso de ocorrência de avarias, o aviso chega mais rápido às equipas de manutenção e caso seja possível, permite a reposição remota [38]. Estas vantagens aumentam os lucros do operador e aumentam a disponibilidade dos parques.

Os centros de controlo realizam ainda as comunicações com o operador, podendo acatar ordens de deslastre total ou parcial e da colocação em serviço dos parques eólicos de acordo com as necessidades da rede elétrica.

## **2.9. CONCLUSÕES**

Neste capítulo foi observado que a injeção de energia eólica em Portugal e no Mundo tem vindo a aumentar, não podendo por isso ser menosprezada. Muito contribuiu para esta evolução as diretivas divulgadas pelos organismos mundiais com a finalidade de redução dos GEE e o aumento da produção de energia elétrica através de fontes de energia renováveis, com especial enfoque para a energia eólica. Verificou-se também que quando os parques eólicos atingiram uma importância elevada na produção de energia elétrica, foi necessário criar legislação em alguns países para controlo deste tipo de instalações, como forma de obrigar estes produtores a contribuírem para a estabilidade e segurança da rede elétrica.

A nível construtivo também se verifica uma evolução enorme ao longo dos anos e para tal muito contribui a evolução da indústria nos últimos anos. Verifica-se que cada vez mais os aerogeradores produzem mais energia eólica, possuem maior potência, são mais estáveis e em alguns casos arrojados. Verifica-se também uma aposta clara da indústria eólica em soluções *offshore*, explorando deste modo a produção de energia eólica em lugares inexplorados.

Constou-se ainda o problema da integração destes parques na rede elétrica e a forte necessidade da recorrência a centros de despacho e controlo como forma de aumentar a segurança da operação de todo o sistema.





### 3. MONITORIZAÇÃO E MANUTENÇÃO

A injeção de energia eólica na rede elétrica aumentou muito na última década em Portugal e no mundo. O Departamento de Energia dos EUA prevê que a energia eólica forneça 20% das necessidades elétricas dos EUA em 2030 [39]. A Associação Europeia da Energia eólica prognostica também que a energia eólica irá atender 15,7% e 28,5% da necessidade europeia de energia em 2020 e 2030, respectivamente [40]. Na china estima-se um aumento da capacidade eólica nos próximos anos para 200 GW em 2020, 400 GW em 2030 e uma meta ambiciosa de 1000 GW em 2050 [41]. Como se pode constatar, em todo o mundo têm sido realizados progressos nesta área e as previsões são de ainda maior contribuição por parte da energia eólica, para a satisfação do consumo e nível mundial.

Como o número de turbinas eólicas continua a crescer, torna-se cada vez mais difícil para os engenheiros realizar inspeções e manutenções nos parques eólicos. Devido ao facto de os geradores eólicos serem instalados em torres altas, que por sua vez são instalados em locais remotos, distribuídos por grandes áreas, expostas a ambiente hostis e sujeitas a uma elevada taxa de avarias, a inspeção e a manutenção dos geradores das turbinas eólicas exigem um esforço significativo e elevados custos financeiros. Estimou-se que os custos de manutenção de turbinas eólicas *onshore* e *offshore* sejam na ordem de 10-15% e 20-35%,

respetivamente, do custo total da eletricidade gerada [42] [43]. Em média cada gerador está parado entre 52-237 horas por ano devido a falhas causadas por erros de fabrico ou instalação, pelos efeitos do envelhecimento, pelo ambiente hostil, pelas condições e operacionalidade em carga variável vividas pelos componentes das turbinas eólicas, entre outras [44]. Além disso, deve-se ter em consideração o elevado custo das reparações e das peças para substituição, bem como os custos associados ao tempo de inatividade se o gerador não for bem monitorizado. Por exemplo, uma pequena falha em um enrolamento pode resultar numa avaria na caixa de engrenagens ou no gerador se não for reparada atempadamente, o que levaria a custos muito maiores que uma pequena reparação efetuada no tempo certo. Para as turbinas eólica *offshore*, deve-se ter em conta o facto de estas estarem expostas a condições climáticas adversas, como por exemplo as tempestades e as marés altas, facto que pode impedir qualquer ação de reparação durante semanas. O tempo de inatividade de uma turbina eólica acarreta custos associados à ausência de produção repercutindo-se em perdas na produção de energia elétrica. De maneira a que seja possível tornar a energia eólica ainda mais competitiva relativamente às outras formas de produção de energia elétrica tradicionais, torna-se necessário minimizar os custos associados à manutenção e melhorar a fiabilidade do sistema.

Os métodos de manutenção para as turbinas eólicas podem ser divididos em três categorias: manutenção corretiva, manutenção preventiva e manutenção condicionada ou baseada no estado do equipamento [45]. Para atingir a manutenção condicionada, a monitorização de estado de estado do sistema e a deteção de falhas é necessário usar e analisar os dados de monitorização. O serviço de manutenção deve ocorrer antes da ocorrência de uma falha. Para isso, a monitorização de estado *online* e a deteção de falhas são eficazes, contribuindo não só para o aumento da fiabilidade do sistema, mas também para uma diminuição dos custos associados com a operação e manutenção em turbinas eólicas.

A manutenção corretiva realiza-se após a ocorrência de uma anomalia e tem como objetivo a reparação do sistema. Por outro lado, a manutenção preventiva é aquela que é efetuada em períodos de tempo pré-determinados com um critério específico e que tem como principal objetivo evitar que ocorra uma anomalia.

De seguida, na tabela 5, apontam-se elementos comparativos dos vários métodos de manutenção usados nas turbinas eólicas. Desta forma, pode-se visualizar, de uma forma concisa, as principais vantagens de desvantagens de cada método.

Tabela 5: Comparação entre os métodos de manutenção [46].

Método	Vantagem	Desvantagem
Manutenção corretiva	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Baixos custos de manutenção durante a operação;</li> <li>– Os componentes serão usados para o tempo máximo de vida.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Alto risco de uma avaria resultar num elevado tempo fora de serviço;</li> <li>– A manutenção não pode ser planeada;</li> <li>– A logística das peças de reversa é complicada;</li> <li>– Provável longo tempo de espera na entrega das peças para reparação;</li> <li>– Elevado custo de manutenção.</li> </ul>
Manutenção preventiva	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Tempo fora de serviço reduzido;</li> <li>– A manutenção pode ser planeada;</li> <li>– Fácil logística das peças de reserva.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Os componentes não são usados para o período máximo da sua vida útil;</li> <li>– Os custos de manutenção são superiores comparados aos custos da manutenção corretiva.</li> </ul>
Manutenção condicionada	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Componentes usados quase até ao fim da totalidade do seu tempo de vida;</li> <li>– Tempo fora de serviço reduzido;</li> <li>– A manutenção pode ser planeada;</li> <li>– Fácil logística das peças de reserva, pois a falha pode ser detetada atempadamente.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– São necessárias informações fiáveis sobre o tempo de vida que resta dos componentes;</li> <li>– É necessário um esforço adicional para aquisição de <i>hardware</i> e <i>software</i> de monitorização operacional;</li> <li>– O mercado dos sistemas de monitorização para turbinas eólicas ainda não está maduro</li> </ul>

Neste capítulo abordar-se-á as falhas mais comuns em turbinas eólicas, monitorização do estado e métodos de deteção de falhas.

### 3.1. AVARIAS EM TURBINAS EÓLICAS

Para ter uma melhor ideia das avarias que surgem nas turbinas eólicas, deve-se ter presente os principais componentes que desta fazem parte e necessitam de ser monitorizados. Como se pode observar na figura 38, entre os referidos componentes encontra-se as pás dos aerogeradores, o rotor e o eixo, a caixa de engrenagens, o sistema da direção e o gerador elétrico. Ao longo do tempo de vida útil de uma turbina eólica, todos estes componentes estão sujeitos inevitavelmente a falhas, embora uns com maior probabilidade do que outros devido ao papel que cada um desempenha.

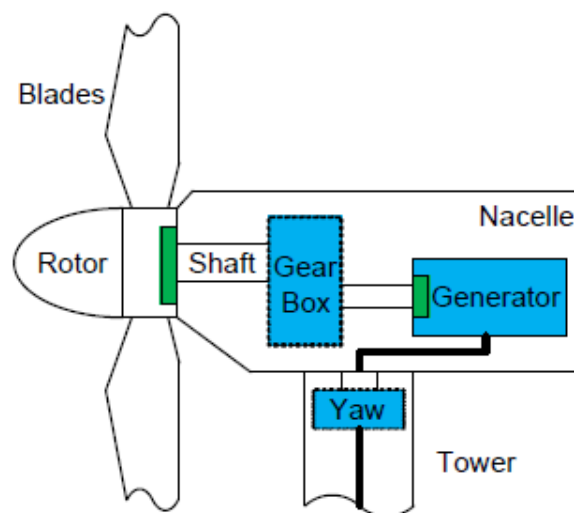


Figura 38: Principais componentes de uma turbina eólica a serem monitorizados.

#### 3.1.1. AVARIAS TÍPICAS EM COMPONENTES DE TURBINAS EÓLICAS

Duas das grandes avarias que podem ocorrer nas pás de um aerogerador são o desequilíbrio e a assimetria aerodinâmica das mesmas. O desequilíbrio da máquina pode ser causado por erros de fabrico, erros na construção, congelamento, deformação devido ao envelhecimento ou desgaste e fadiga durante a operação das turbinas eólicas. A assimetria aerodinâmica pode ser causada por vários fatores, incluindo as altas rajadas de vento e erros no controlo do mecanismo. Se o *pitch* de uma pá for diferente do das outras duas pás, devido aos erros no mecanismo de controlo, as forças no eixo de rotação não estarão equilibradas, o que leva à existência de assimetria aerodinâmica [47] [48] [49] [50].

Outros dois componentes muito importantes que devem ser monitorizados são o rotor e o eixo. As avarias no rotor e no eixo de uma turbina eólica podem dever-se ao desequilíbrio do eixo, rachaduras e falhas nos rolamentos do eixo. O rotor e o eixo de uma turbina eólica transmitem a energia mecânica variável gerada, a partir da energia cinética do vento, para o gerador elétrico e por isso é sempre considerado um dos componentes mais importantes do sistema que deve ser monitorizado constantemente [51] [52].

As falhas nas caixas de engrenagens de turbinas eólicas podem dever-se ao desgaste dos dentes, a fissuras, à excentricidade das rodas dentadas e a falhas nos rolamentos da caixa de engrenagens. A caixa de engrenagens é constituída por uma estrutura compacta, uma razão de transmissão compacta, um grande binário de acionamento, uma carga complexa e mudanças de estado durante o processo de produção de energia. Devido a estas condições de operação, este é um componente altamente crítico para fins de manutenção pelo que deve ser constantemente monitorizado de modo a prevenir falhas graves [53] [54]. Devido ao elevado risco de avaria que este equipamento apresenta e aos elevados custos associados às suas resoluções, este foi o equipamento escolhido para ser alvo de estudo e análise nesta tese.

O sistema de direção controla o modo como a torre eólica gira, porque a direção do vento não é sempre a mesma e a *nacelle* precisa de se ajustar de modo a enfrentar o vento da forma mais correta possível. O sistema de direção pode estar sujeito a um ângulo de direção desajustado e o desgaste ou quebra dos dentes do equipamento de direção. Este tipo de equipamentos, como está sujeito a um grande desgaste diário, possui uma elevada taxa de avarias [55].

Atualmente a maioria das turbinas eólicas encontram-se equipadas com um gerador de indução duplamente alimentado ou com um gerador síncrono de ímanes permanentes. As falhas em geradores estão normalmente associadas a um superaquecimento, a danos no rotor do gerador elétrico, ou no anel ou no estator. Ao longo dos últimos anos têm sido desenvolvidas muitas ferramentas informáticas que permitem uma melhor monitorização e uma melhor deteção de falhas neste equipamento específico [56].

As avarias em rolamentos constituem uma parcela significativa de todas as avarias em turbinas eólicas, pois estas podem surgir no rotor, nos eixos, nas caixas de engrenagens ou nos geradores. A experiência da indústria da energia eólica comprova que as falhas em

rolamentos são uma das mais típicas que pode ocorrer numa turbina eólica. De acordo com as diferentes fases do processo de desenvolvimento de uma avaria, as avarias nos enrolamentos podem ser classificadas em dois tipos [57]:

1. Defeito de ponto único, o qual é definido como um defeito único e localizado sobre a superfície de um rolamento intacto:
2. Rugosidade generalizada, ou seja, é um tipo de falha incipiente onde a condição da superfície de um rolamento se tem degradado consideravelmente ao longo de uma grande área e torna-se áspera, irregular e deformado.

### 3.1.2. FREQUÊNCIA DAS AVARIAS E TEMPO DE INATIVIDADE

A frequência das avarias e o respetivo tempo de inatividade associado variam entre os principais componentes de um sistema eólico. De modo a encontrar quais são os componentes de uma turbina eólica que são mais críticos deve-se relacionar as frequências das avarias com o tempo de inatividade associado componente a componente, de modo a verificar o comportamento de cada uma. Desde que a estatística é usada para as avarias em turbinas eólicas, esta foi geralmente tratada como um segredo comercial, pelo que existe pouca informação divulgada para fora dos parques eólicos. No entanto, existe algum conhecimento sobre esta matéria e na tabela 6, pode-se visualizar em percentagem a frequência de avarias e o respetivo tempo de inatividade associado [58].

Tabela 6: Estatística de avarias nos principais componentes das turbinas eólicas.

Componentes principais	Distribuição da frequência de avarias	Distribuição do tempo de inatividade
Pás	5% - 13,4%	9,4%
Rotor e eixo	-	-
Caixa de engrenagens	9,8% - 12%	19,4%
Sistema de direção	6,7% - 8%	13,3%
Gerador	5% - 5,5%	8,9%

Através da tabela 6, pode-se observar que as avarias nos principais componentes de uma torre eólica contribuem pelo menos 26,5% - 38,9% das falhas totais e para 41,9% do tempo total de inatividade em turbinas eólicas. Para além disso, verifica-se que a caixa de engrenagens possui a frequência de avarias e o tempo de inatividade mais altos, de entre os principais componentes listados na tabela 6. De referir ainda que as falhas nos rolamentos são muito comuns nas avarias das caixas de engrenagens, o que leva à conclusão de que este é o componente com maior taxa de avarias e com maior tempo de inatividade, pelo que deve ser o elemento mais e melhor monitorizado de modo a evitar longos períodos de inatividade.

### **3.2. MÉTODOS DE MONITORIZAÇÃO E DETEÇÃO DE FALHAS**

De acordo com as medidas que os diversos sensores instalados fornecem, a maioria dos métodos para monitorização e deteção de falhas em turbinas eólicas podem ser classificados nas seguintes categorias:

- Monitorização da vibração;
- Monitorização do binário;
- Monitorização da temperatura;
- Análise do óleo/detritos;
- Monitorização da emissão acústica;
- Monitorização por fibra ótica;
- Monitorização de corrente/potência.

Os requisitos do uso destes sensores e do desempenho destes são discutidos ao longo deste ponto 3.2. e resumidos na tabela 7.

#### **3.2.1. MONITORIZAÇÃO DA VIBRAÇÃO**

A maior parte dos defeitos que ocorrem nos principais componentes das turbinas eólicas causam vibrações nas turbinas. As pás eólicas ou o desequilíbrio do eixo de uma turbina, produzem vibrações na *nacelle* na direção horizontal, devido a uma maior rigidez na

direção vertical e uma menor rigidez na direção horizontal da turbina. Está também descrito que a simples perda de um parafuso na raiz de uma pá eólica leva a um aumento considerável da vibração na *nacelle* de uma turbina eólica. Uma avaria, por exemplo, por corrosão ou desgaste da superfície de um dente na caixa de engrenagens pode originar vibração na mesma. Um defeito num enrolamento pode gerar um movimento radial do rotor e a uma variação do binário no eixo e, conseqüentemente, a vibração na *nacelle*. Atualmente a maioria dos fabricantes de turbinas eólicas empregam sistemas de monitorização e deteção de falhas com técnicas baseadas em vibração, que são bastante sofisticadas. Os sensores e os cabos necessários para a implementação deste método são bastante dispendiosos [59] [60].

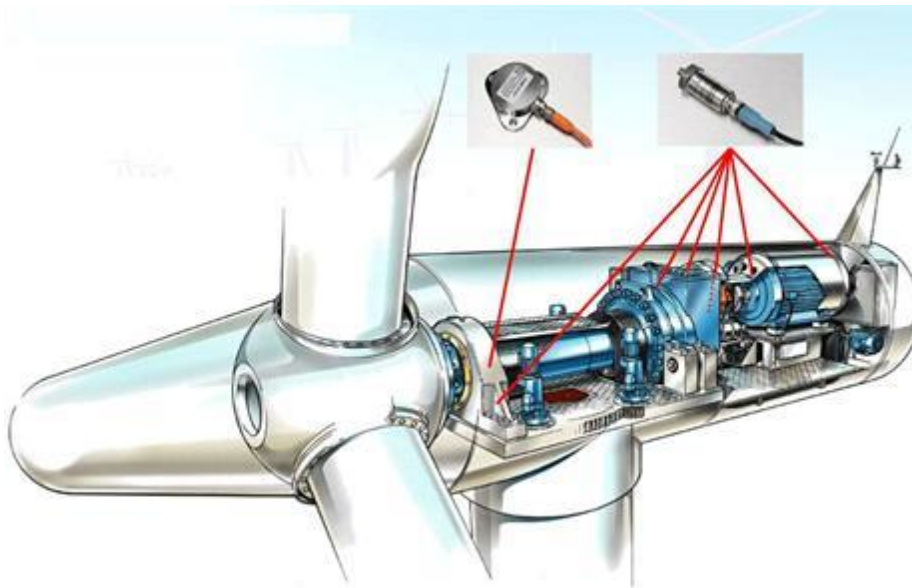


Figura 39: Colocação de sensores de vibração em uma turbina da Siemens [61].

A monitorização através da vibração tem vindo a ser intensamente estudada nas universidades e amplamente utilizada em aplicações industriais. A norma para monitorização baseada em vibração aplicada é a ISO 10816, cujo objetivo é fornecer orientações para a avaliação da intensidade de vibração em máquinas que operam no eixo de rotação, na faixa de frequência de 10 a 200 Hz (600 a 12.000 rpm) [62] [63]. No entanto, uma das principais desvantagens da monitorização por vibração é o elevado custo associado à implementação deste sistema. Uma outra desvantagem é que os sensores de vibração são colocados sobre a superfície dos componentes da turbina eólica, que por sua vez estão situados em torres eólicas altas e de difícil acesso durante a operação. Para além disso este tipo de equipamentos está inevitavelmente sujeito ao insucesso, o que pode



causar problemas associados à fiabilidade do sistema e provocar custos de operação e manutenção adicionais. Ultimamente, tem sido relatado que as falhas dos sensores podem contribuir diretamente em mais de 14% das falhas nos sistemas eólicos, e mais de 40% das falhas nos sistemas eólicos estão relacionadas com a falha de sensores.

### **3.2.2. MONITORIZAÇÃO DA TEMPERATURA**

A temperatura dos rolamentos deve permanecer num determinado intervalo de valores durante o modo de operação da turbina eólica. O *IEEE standard 841* diz que a temperatura de um rolamento estabilizado sobe até à carga nominal e não deve exceder os 45°C [51]. Aumentos abruptos de temperatura durante as condições normais de funcionamento normalmente significam que pode existir uma avaria nos rolamentos das turbinas eólicas. Por exemplo, uma falha de lubrificação irá irremediavelmente levar a aumentos bruscos de temperatura nos rolamentos. Da mesma forma, a temperatura do óleo da caixa de engrenagens deve permanecer num determinado conjunto de valores, e, caso assim não seja, poder-se-á estar perante uma avaria. Portanto, a monitorização da temperatura é capaz de revelar o estado de funcionamento de um rolamento de turbinas eólicas e das caixas de engrenagens.

A principal desvantagem deste método de monitorização prende-se com o facto de a temperatura medida poder ser afetada por diversos fatores. A pesquisa realizada nesta área mostra que a temperatura do rolamento depende do tipo de avaria que ocorre nesse rolamento, da temperatura ambiente, do aquecimento do estator e da velocidade de rotação do gerador [65].

No entanto este é um dos métodos mais promissores para controlo dos rolamentos e das caixas de engrenagens, podendo ser efetuados estudos nesta área que permitam dar o salto para uma nova geração de monitorização nestes equipamentos eólicos, nomeadamente nas caixas de engrenagens que necessitam de ser controladas, como já vimos anteriormente, devido ao facto de serem o equipamento eólico com maior frequência de avarias e maior tempo de inatividade.

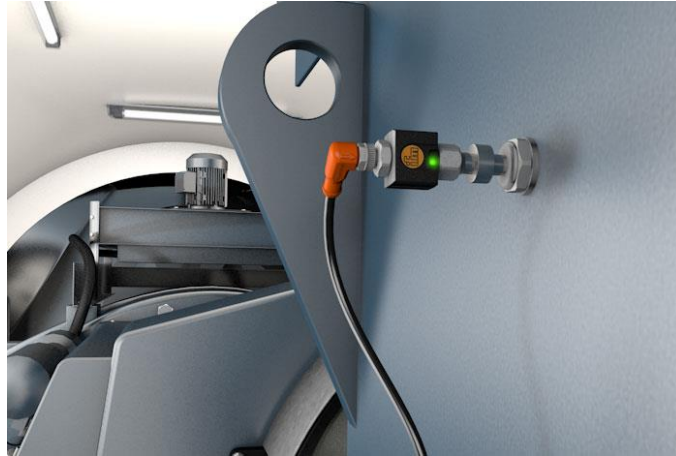


Figura 40: Sensor de temperatura colocado num gerador eólico [95].

### 3.2.3. ANÁLISE DO ÓLEO/DETRITOS

Este tipo de análise é atualmente um dos meios mais importantes de monitorização existentes na indústria. Ao realizar uma análise à composição, conteúdo, tamanho e classificação das partículas de desgaste do óleo de lubrificação dos componentes de uma turbina eólica, torna-se possível saber qual o seu estado de utilização. Na indústria eólica, a análise de dados relativos ao óleo/detritos é normalmente usada na maioria dos sistemas eólicos. Contudo, o uso deste tipo de análise de óleo/detritos necessita de óleo para lubrificação e/ou resfriamento dos rolamentos e das caixas de engrenagens. Ou seja, este método só deve ser usado para classificações de alta potência. [66].

### 3.2.4. MONITORIZAÇÃO DA EMISSÃO ACÚSTICA

Este tipo de monitorização para frequências a partir de 1kHz até 2MHz pode ser usado para melhoria significativa da monitorização por vibrações, especialmente em situações com alto ruído ambiente, como é o caso das eólicas. Nas turbinas eólicas, este é um método tipicamente usado para monitorização da condição dos componentes. Por exemplo, quando um rolamento de baixa velocidade é carregado e stressado, este atinge o limite da força material, o que irá resultar num pequeno espaço nos componentes do rolamento em falha, de modo a que haverá emissão de *stress* para manter o equilíbrio de energia. Esta onda de tensão gerada pelo rolamento quebrado pode ser medida e utilizada para a deteção de avarias em rolamentos [67].

Este método tem vindo a ser utilizado com sucesso para deteção de avarias em rolamentos de turbinas eólicas. No entanto, a principal desvantagem da monitorização por emissão

acústica é o seu elevado custo, uma vez que a frequência do sinal de emissão acústica é de até 100MHz, e estes sensores e equipamentos de aquisição de dados são muito dispendiosos, principalmente quando comparados com outros métodos existentes no mercado.

### **3.2.5. MONITORIZAÇÃO POR FIBRA ÓTICA**

A monitorização por fibra ótica pode detetar vários parâmetros físicos como por exemplo a tensão e a temperatura dos componentes de turbinas eólicas. Portanto, há cada vez mais tendência para a aplicação da monitorização por fibra ótica na indústria eólica. Este é um tipo de tecnologia de monitorização que ainda está a ser desenvolvido, embora já exista. Ultimamente, tem vindo a ser desenvolvido um sistema de fibra ótica para detetar os estados estruturais das pás de uma turbina eólica. De modo a evitar os danos causados pelas descargas atmosféricas nas turbinas, está também a ser desenvolvido um método de monitorização baseado em fibra ótica que permita a deteção de relâmpagos [68]. No entanto, as fibras óticas devem ser instaladas sobre a superfície ou embutidas nos componentes das turbinas eólicas a serem monitorizados. Pode-se também realçar que este método é mais difícil de aplicar no mundo real em comparação com outros métodos de monitorização existentes no mercado das turbinas eólicas.

### **3.2.6. MONITORIZAÇÃO DE CORRENTE/POTÊNCIA**

A monitorização da corrente/potência usa as correntes e/ou tensões medidas nas turbinas eólicas que são utilizadas pelos centros de controlo dos parques eólicos, pelo que não é necessário equipamentos adicionais ou sensores adicionais. Além disso, os sinais de corrente e/ou tensão são fiáveis e facilmente acessíveis a partir do solo sem ser necessário entrar nas torres eólicas. Portanto, a monitorização da corrente/potência é um método não intrusivo, com grandes benefícios económicos e com enorme potencial de vir a ser adotado na indústria eólica. Algumas pesquisas têm vindo a ser desenvolvidas com o efeito de detetar avarias em rolamentos através das medições de corrente. Por exemplo, as medidas de corrente estão a ser usadas para deteção de falhas em geradores síncronos de imanes permanentes e em geradores de indução duplamente alimentados. As medidas de potência têm também sido utilizadas para deteção de avarias em rolamentos e em geradores. Pode-se ainda estimar-se a acumulação de gelo em turbinas eólicas através das medidas de corrente. Foi também já referido que é possível detetar avarias nas pás com sucesso através

do uso das medidas de corrente ou de potência [69]. Além do que já foi referido, as medidas de corrente e potência podem ainda ser usadas em conjunto para deteção de avarias em caixas de engrenagem e para deteção de desequilíbrio no rotor.

No entanto, existem ainda alguns desafios para o uso dos sinais de corrente/potência para monitorização e deteção de falhas em turbinas eólicas. A informação útil em sinais de corrente e/ou tensão possui estatísticas não estacionárias, devido à condição de funcionamento a velocidade não variável. Isto constitui um problema, uma vez que não é fácil extrair “assinaturas” de avarias de dados não estacionários de corrente e tensão através dos métodos de análise tradicionais. Portanto, a informação útil em sinais de corrente e tensão que pode ser usada em monitorização deste tipo tem, normalmente, uma reduzida relação de sinal-ruído (SNR), o que faz com que este tipo de monitorização e deteção de avarias seja difícil.

Tabela 7: Resumo dos métodos de monitorização e deteção de falhas.

Métodos de monitorização	Componentes das turbinas eólicas que podem ser monitorizados	Desvantagens
Monitorização da vibração	Pás, caixa de engrenagens, enrolamentos, gerador.	Alto custo, intrusivo
Monitorização do binário	Pás, eixo, gerador.	Alto custo, alta complexidade, intrusivo.
Monitorização da temperatura	Caixa de engrenagens, enrolamento, gerador.	Múltiplos fatores afetam os dados de saída do sensor, intrusivo.
Análise do óleo/detritos	Caixa de engrenagens, enrolamento.	Apenas para componentes que usam óleo ou lubrificante, intrusivo.
Monitorização da emissão acústica	Enrolamentos, pás, caixa de engrenagens.	Alto custo, intrusivo.
Monitorização por fibra ótica	Pás.	Alta complexidade, intrusivo.
Monitorização da corrente/potência	Pás, caixa de engrenagens, enrolamentos, eixo, gerador.	Baixo valor de SNR.

### 3.3. TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE FALHAS EM AEROGERADORES

Ao longo deste tópico realiza-se uma análise às principais técnicas de processamento de sinal que já se encontram implementadas em sistemas eólicos. Existem várias técnicas de processamento do sinal, no entanto, abordar-se-á apenas as principais já implementadas em sistemas eólicos, como a análise de densidade de potência espectral (PSD), a análise de *Wavelet*, os métodos de desmodulação e a transformada de *Hilbert-Huang*.

A análise PSD é um método tradicional na área de processamento do sinal e por isso já se encontra suficientemente desenvolvida. A análise PSD tem vindo a ser amplamente utilizada para encontrar as excitações geradas pelas avarias em componentes eólicos com falhas na frequência característica. Em [70], a frequência característica de desequilíbrio das pás foi encontrada através do uso do método PSD com base em medições das correntes e/ou de vibrações. Em [71] [72], o método PSD foi aplicado com sucesso para extrair a frequência característica de avarias em rolamentos de geradores e máquinas elétricas baseado em medidas de correntes ou de vibrações. Como se pode constatar este método já vem a ser usado há algum tempo e já demonstra alguns resultados positivos.

A análise *Wavelet* oferece uma ferramenta poderosa para extração de características, compressão de dados e redução do ruído no processamento de sinais não estacionários. A análise *Wavelet* já foi aplicada para deteção de falhas em turbinas eólicas e máquinas elétricas, devido à sua forte capacidade de análise de frequências para sinais não estacionários. Também já foi bem aplicada em deteção de falhas de desequilíbrio do rotor, na deteção de falhas nos rolamentos e na deteção de falhas de desequilíbrio do estator. Este método pode ainda ser usado para deteção de avarias em caixas de engrenagem. Como se pode constatar este método tem uma rede muito ampla de deteção de avarias.

Os métodos de desmodulação, que consistem na desmodulação de amplitude e desmodulação de frequência, podem separar a informação útil relativa a falhas em turbinas eólicas, a partir dos principais componentes nos sinais de corrente, de forma que se possa facilitar a extração da “assinatura” da avaria. Tem-se demonstrado que os métodos de desmodulação de amplitude são capazes de descobrir avarias em rolamentos através de medições de corrente em turbinas equipadas com geradores de indução duplamente alimentados. Foi ainda usado este método para deteção de avarias em caixas de engrenagens.

Por fim, a transformada de *Hilbert-Huang* pode caracterizar tanto sinais não estacionário como sinais não lineares. Este método pode ser usado para detetar avarias em caixas de engrenagens e em pás. Esta transformada foi também já usada para caracterizar os sinais de emissão acústica produzidos por um rolamento de uma turbina eólica.

Na tabela 8, pode-se observar um resumo das principais desvantagens do uso de cada método e quais são os principais componentes em que se pode detetar avarias com as suas aplicações destes métodos para tratamento dos dados recebidos no sistema SCADA.

Tabela 8: Características dos métodos de processamento de sinal.

Métodos de processamento de sinal	Componentes com avaria que podem ser detetados	Desvantagens
Análise PSD	Pás, rolamentos	Apenas para velocidades constantes de rotação
Análise <i>Wavelet</i>	Gerador, caixa de engrenagens	Baixa resolução no domínio da frequência
Métodos de desmodulação	Rolamentos, caixa de engrenagens	Baixa precisão
Transformada de <i>Hilbert-Huang</i>	Pás, rolamentos, caixa de engrenagens.	Exige elevados recursos computacionais.

### 3.4. OTIMIZAÇÃO DA MANUTENÇÃO

A otimização da manutenção é um processo que tenta equilibrar os requisitos necessários à manutenção (económica, técnica, etc.) com os recursos utilizados para levar a cabo o programa de manutenção (pessoas, materiais de consumo, instalações, equipamentos, etc.). De ter em conta que a estratégia de manutenção que pode ser a melhor agora, pode não ser a ideal num futuro próximo, devido à natureza errática das variáveis de entrada, tais como taxas de juros, custo dos componentes, entre outras. Assim, a otimização da manutenção não é um procedimento momentâneo mas sim um processo contínuo que requer avaliação periódica do desempenho e melhoria contínua. Desta forma, a otimização da manutenção

tem como principal objetivo determinar qual a melhor estratégia de manutenção que se pode adotar à melhor relação custo/benefício.

Basicamente existem duas abordagens possíveis para a otimização da manutenção, a qualitativa e a quantitativa [73]. Constatou-se que a otimização da manutenção qualitativa está demasiado sujeita à opinião subjetiva e à experiência dos operadores, pelo que se sugere a utilização de métodos quantitativos para realizar a otimização das atividades de manutenção das turbinas eólicas [73]. As técnicas de otimização da manutenção quantitativas (OMQ) utilizam um modelo matemático no qual o custo e os benefícios da manutenção são quantitativos e deve ser obtido um equilíbrio entre ambos [74].

Existem muitas técnicas de otimização da manutenção quantitativa na área da matemática aplicada e da pesquisa operacional, como por exemplo a cadeia de *Markov* e os processos de hierarquia analítica, algoritmos genéticos e muitos outros [75] [76]. No entanto, a maioria das abordagens são muito criticadas por serem desenvolvidas apenas por processos matemáticos e são por isso raramente usadas na gestão em parques eólicos ativos para resolver problemas de manutenção em casos reais. Os *Modeling System Failures* (MSF) [96] são os sistemas mais recomendados por terem uma melhor abordagem para avaliar a fiabilidade do sistema e para realizar a otimização dos sistemas mecânicos. Existe ainda o *Delay-Time Maintenance Model* (DTMM) [97], que é muito conhecido por ter uma modelagem matemática simplista e por isso é aplicado para otimizar os intervalos de inspeção de alguns componentes essenciais com sucesso.

O uso da otimização da manutenção de turbinas eólicas encontra-se ainda a dar os primeiros passos, mas prevê-se que caso seja bem aplicado possa trazer inúmeras vantagens.

A manutenção é baseada em condições observadas, o que reduz os danos nos componentes e previne avarias catastróficas nas turbinas eólicas. Deste modo, os custos associados com longas interrupções são reduzidos, garantido que as avarias sejam de menor dimensão e por isso sejam resolvidas antes da ocorrência de uma falha de grande extensão. Uma boa manutenção não necessita de substituições ou revisões de componentes que até estavam em ótimas condições de funcionamento, pois apenas haverá troca de materiais que estejam a mostrar indícios de avarias ou que estejam mesmo em avaria.

Desta forma a disponibilidade global das turbinas eólicas é aumentada, maximizando o intervalo de tempo entre reparos e revisões. Para além disso, os intervalos adequados de tempo de manutenção, da logística, das peças de reposição e do trabalho associados são planeados com antecedência, o que leva a um acréscimo da disponibilidade das turbinas. Consequentemente, também se reduz o número de acessos às torres eólicas e os custos de logística.

O estado de funcionamento das turbinas pode ser monitorizado remotamente, em tempo real, sem que o pessoal tenha de se deslocar até aos locais remotos onde se encontram os parques eólicos. Por sua vez, um aviso dado numa turbina pelo sistema de monitorização, permite a paralisação da mesma antes que esta atinja um estado crítico e nada possa ser feito.

De uma forma genérica pode-se concluir que a otimização da manutenção traz inúmeras vantagens para a exploração dos parques eólicos, uma vez que a fiabilidade e a disponibilidade do sistema é maior e há uma redução significativa dos tempos de inatividade e dos custos associados à manutenção dos parques.

### **3.5. CONCLUSÕES**

Neste capítulo verifica-se que existe uma grande preocupação dos promotores eólicos em aumentar a disponibilidade dos parques eólicos. Devido ao aumento da idade dos aerogeradores mais antigos e o fim da garantia dos mesmos torna-se essencial apostar em ferramentas que permitam monitorizar os equipamentos e realizar assim um planeamento mais seguro das ações de manutenção a levar a cabo. Realiza-se também uma análise aos métodos de manutenção usados em aerogeradores bem como às avarias em aerogeradores.

Os métodos de monitorização e deteção de falhas são recentes, no entanto já se encontram desenvolvidas e em investigação muitas soluções que permitam ajudar os operadores dos parques eólicos e às suas empresas na manutenção dos mesmos. Estas ferramentas possuem em comum o facto de usufruírem dos dados fornecidos pelos sistemas SCADA implementados nos parques eólicos, devendo estas medidas serem analisadas da melhor forma possível e modo a prevenir futuras avarias.



Nesta perspectiva de melhoria surge a temática da otimização da manutenção, de modo a que esta seja cada vez mais eficiente, diminuindo o tempo de reparação, diminuindo o tempo de inatividade e aumentando o tempo de disponibilidade dos parques eólicos.



## 4. MONITORIZAÇÃO DO FUNCIONAMENTO DE CAIXAS DE ENGRENAGENS

Normalmente os sistemas de monitorização de aerogeradores eólicos recorrem às medidas recolhidas das diversas turbinas eólicas constituintes de um parque eólico. Estas medidas são recolhidas, normalmente com uma periodicidade de entre 5 a 10 minutos. Facilmente se constata que ao longo de um determinado período de funcionamento se adquire um conjunto de dados enorme e impossível de ser tratado sem recurso a ferramentas informáticas que auxiliem na análise dos dados.

De modo a que a informação seja fiável, deve-se ter uma base de dados com informação relevante a cada turbina eólica com um período de tempo que seja o mais alargado possível, de pelo menos um ano, obtidos através do SCADA. Facilmente se percebe que esta base de dados se torna impossível de analisar sem recurso a uma ferramenta informática, uma vez que os dados são recolhidos a cada 5-10 minutos, durante 24h por dia, todos os meses, durante todo o ano.

Este trabalho focaliza-se no uso de redes neuronais para detecção das avarias em caixas de engrenagens nos aerogeradores. Uma das premissas para que as redes neuronais funcionem adequadamente é de que a base de dados deve ter uma dimensão adequada e os dados devem ser fiáveis e transmitir todos os estados do equipamento sob monitorização.

A qualidade da rede neuronal está fortemente associada ao número de medidas disponíveis e à qualidade das mesmas. Os resultados obtidos serão melhores, quanto maior for a qualidade dos dados [77].

Tendo em conta que o objetivo deste trabalho é desenvolver uma rede neuronal que detete avarias em caixas de engrenagens, neste capítulo irá falar-se de redes neuronais, do *software* usado para criar e treinar a rede neuronal, do modelo desenvolvido, das simulações realizadas e dos resultados obtidos.

## **4.1. REDES NEURONAIS**

As redes neuronais são baseadas no funcionamento do cérebro humano, ou seja, na existência de neurónios e na sua interligação entre si. Os neurónios são muito importantes neste método pois são eles que recebem a informação, que a processam e depois emitem o resultado processado. O cérebro é muito importante pela sua capacidade de adquirir informação ao longo da vida, sendo esta maior nos primeiros anos de vida, embora dure para sempre. Esta aptidão para obter informação e poder criar regras próprias permite que se reconfigure e reaja muito rapidamente a estímulos. Esta mais-valia das redes neuronais para responder a estímulos, mesmo sem saber a sua origem, foi a característica mais importante desta rede, que permitiu o seu desenvolvimento para aplicação de rede neuronais artificiais em processos físicos.

### **4.1.1. REDE NEURONAL CEREBRAL**

Uma rede neuronal cerebral possui inúmeros neurónios interligados entre si. Prevê-se que o cérebro humano possua em média  $10^{11}$  neurónios, interligados entre si e formando uma estrutura complexa. A ligação entre os neurónios é realizada através dos axónios, que são responsáveis pela transmissão dos impulsos elétricos para outros neurónios ou para outros músculos. Por sua vez, a informação vinda do meio envolvente ou de outros neurónios chega até aos neurónios através dos dendritos. Na figura 41 pode-se visualizar a estrutura de um neurónio.

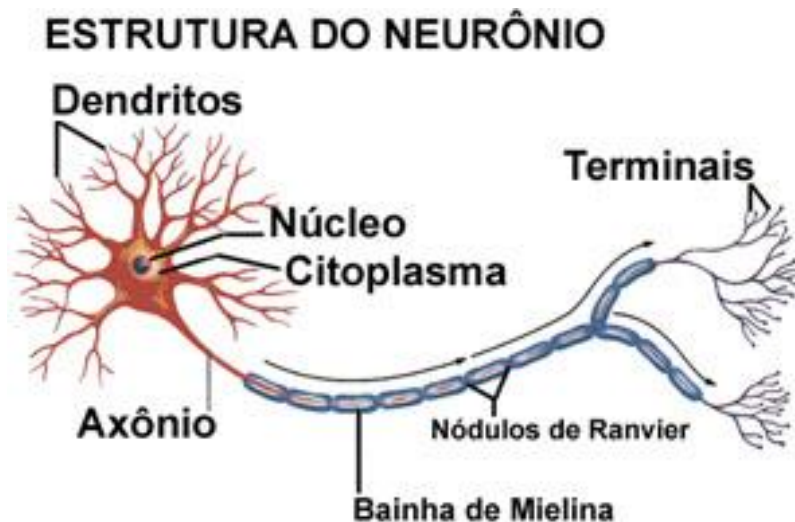


Figura 41: Estrutura de um neurônio [78]

Hoje em dia, ainda muito pouco é conhecido sobre a forma como o cérebro se treina para processar a informação, pelo que existem muitas teorias sobre o tema. Os neurónios encontram-se muito próximos uns dos outros e a informação é transmitida em forma de impulsos elétricos, através das sinapses. As sinapses são pontos de contacto entre os dendritos e as extremidades dos axónios. Estes impulsos elétricos circulam a alta velocidade, através dos axónios que interligam os neurónios até que uma reação seja transmitida aos atuadores musculares. Um axónio normal pode gerar mais de 1000 ligações sinápticas com outros neurónios, o que demonstra bem a complexidade deste sistema [79] [80].

Os neurónios cerebrais podem ser classificados, quanto à sua função, em três categorias: os neurónios motores, que são responsáveis pela transmissão de informação aos músculos e glândulas; os neurónios sensores, cuja funcionalidade é levar informação sensorial e de coordenação motora e, por fim, os interneuronais cuja função consiste em proteger e realizar a conexão entre os outros neurónios [81]. A existência desta classificação leva a que os neurónios estejam organizados por camadas. Na camada das entradas estão os neurónios sensoriais, na camada intermédia encontram-se os neurónios que executam as operações inerentes aos estímulos e na camada de saída estão os neurónios motores que executam as ações de cada estímulo.

#### 4.1.2. REDE NEURONAL ARTIFICIAL

Uma rede neuronal artificial é um modelo computacional inspirado no funcionamento dos neurónios reais. A rede neuronal artificial simula o sistema nervoso real, através de uma ferramenta informática, que por meio de relações matemáticas processa a informação de entrada, respondendo aos sinais externos dados.

As redes neuronais, através dos dados de entrada, têm como função descobrir qual a relação existente entre eles. Este tipo de redes é muito importante quando se trabalha com grandes quantidades de dados. As redes neuronais artificiais necessitam de um processo de aprendizagem, tal como o cérebro humano. Este processo de aprendizagem irá permitir à rede melhorar o seu desempenho, pelo que o conjunto de treinos é muito importante, uma vez que tem influência direta nos resultados a obter [79]. Na figura 42, apresenta-se o modelo simplificado não linear, normalmente usado para descrever um neurónio de uma rede neuronal artificial.

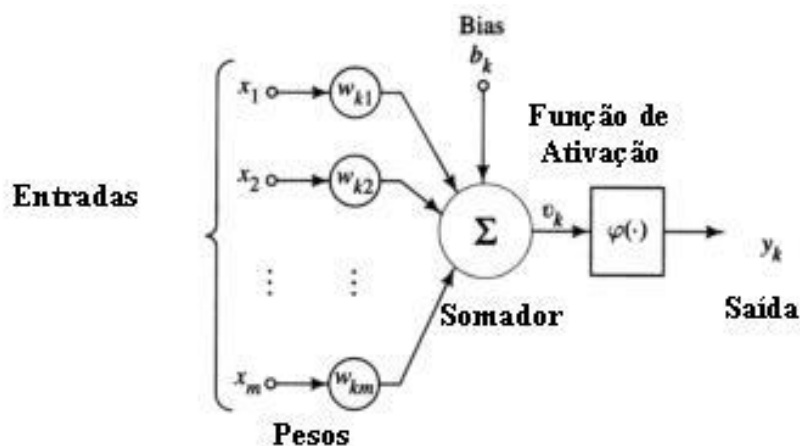


Figura 42: Modelo simplificado de um neurónio de uma rede neuronal artificial [80].

Este modelo possui três elementos fundamentais: as ligações que representam a entrada de dados ( $x_m$ ); o somador que junta todos os sinais de entrada e produz o sinal ( $u_k$ ) de entrada para o neurónio; por fim a função de ativação que transforma o sinal de entrada no sinal de saída ( $y_k$ ), que posteriormente é transmitido aos outros neurónios. Por sua vez cada sinal ( $x_m$ ) é multiplicado por um peso ( $w_{km}$ ), que representa a importância que cada sinal de entrada ( $x_m$ ) tem no processo.

Matematicamente um neurónio é descrito pelas seguintes equações:

$$u_k = \sum_{m=1}^n x_m \cdot W_{km} \quad (4)$$

e

$$y_k = \varphi \cdot (u_k + b_k) \quad (5)$$

onde  $x_m$  representam os sinais de entrada,  $W_{km}$  representa o peso de cada sinal de entrada,  $u_k$  representa a saída do somador,  $b_k$  representa o *bias* e  $y_k$  representa o sinal de saída do neurónio k.

A função de ativação é muito importante no modelo artificial do neurónio, porque é ela que define o sinal de saída, de acordo com os sinais de entrada. Para realizar esta função utilizam-se normalmente três tipos de funções: a função limiar, a função linear por partes e a função sigmoide. Nas três figuras seguintes apresenta-se graficamente as três funções referidas.

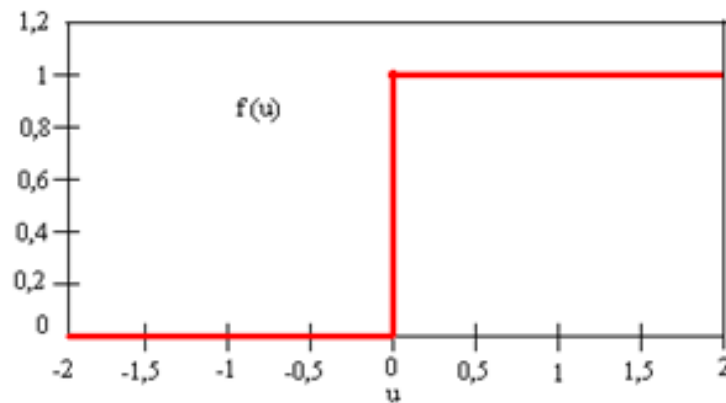


Figura 43: Função de ativação limiar [79].

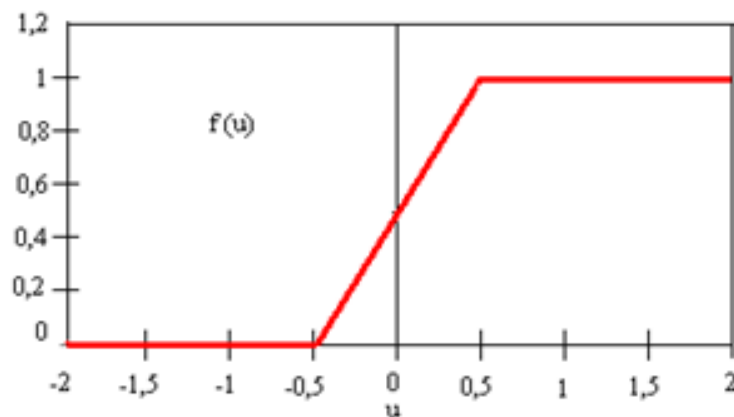


Figura 44: Função de ativação linear por partes [79].

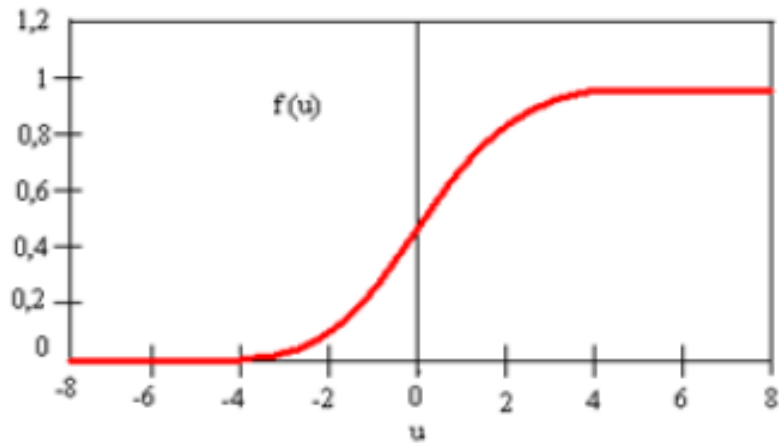


Figura 45: Função de ativação sigmoide [79].

A função limiar, também denominada de degrau unitário ou função de *Heaviside*, caso o somatório das entradas seja de um determinado valor (denominado valor limiar), é usada para desativar ou ativar a saída de um neurónio [82]. A função limiar pode ser descrita matematicamente pela equação 6.

$$f(u) = \begin{cases} 1 & \text{se } u \geq 0 \\ 0 & \text{se } u < 0 \end{cases} \quad (6)$$

A função de ativação linear por partes produz uma saída linear até que se atinja o mínimo ou o máximo definidos na função. De referir que quando o fator de multiplicação na região linear for muito elevado, esta função de ativação assume as características da função limiar. A função representada na figura 44 pode traduzir-se matematicamente de acordo com a equação 7.

$$f(u) = \begin{cases} 1, & u \geq 0,5 \\ u, & 0,5 > u > -0,5 \\ 0, & u \leq -0,5 \end{cases} \quad (7)$$

Por fim, falta referir a função sigmoide, que é a função de ativação mais usual na construção de redes neuronais. Esta função apresenta um bom desempenho no processo de aprendizagem devido ao facto de ser uma função não linear, contínua e estritamente crescente. Na equação 8 está representada matematicamente a função sigmoide.

$$f(u) = \frac{1}{1+e^{-au}} \quad (8)$$

onde  $a$  representa a inclinação da função. Para valores de  $a$  muito elevados, esta função é similar à função limiar.



### 4.1.3. ARQUITETURAS DAS REDES NEURONAIS

As arquiteturas das redes neuronais é muito importante, pois o tipo de arquitetura usado tem influência na escolha do algoritmo de aprendizagem a ser usado. Ao longo dos anos foram desenvolvidos vários métodos de estruturar as redes neuronais, sendo que os mais usados são:

- Redes alimentadas diretamente (*Feed-forward neural networks*);
- Redes em cascata correlacionada (*Cascade correlation neural networks*);
- Redes probabilísticas (*Probabilistic neural networks*);
- Redes de regressão generalizada (*General regression neural networks*);
- Mapas auto-organizáveis (redes de aprendizagem competitiva).

Para a realização deste trabalho apenas será usada a arquitetura de redes alimentadas diretamente (*Feed-forward neural networks*) e por esse motivo, apenas este tipo de arquitetura será aqui descrita.

#### **Redes alimentadas diretamente (*Feed-forward neural networks*)**

Esta arquitetura é a mais usada em redes neuronais e encontra-se organizada por camadas, podendo ter uma ou mais. No entanto, usualmente possui várias camadas: a de entrada, uma ou mais camadas intermédias e a camada de saída. A informação deve sempre fluir da camada de entrada até à camada de saída. Na figura 46 está representada uma rede neuronal multicamada *feed-forward*.

Os neurónios de uma camada encontram-se ligados aos neurónios da camada seguinte e cada uma destas ligações possui um peso a ser atribuído de acordo com a importância que os dados possuem na determinação do sinal de saída. Relativamente à definição do número de camadas existe alguma divergência. Por exemplo, relativamente à rede neuronal da figura 46, pode-se dizer que possui três camadas, a de entrada, uma intermédia e a de saída, mas existe quem defenda que só tem duas camadas, uma vez que a camada de entrada tem apenas como função a entrada de informação, contabilizando assim apenas a camada intermédia e a de saída [83].

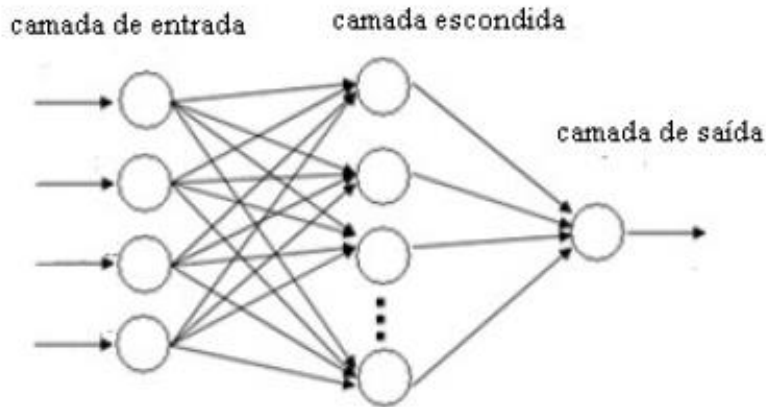


Figura 46: Rede neuronal multicamada com arquitetura *feed-forward* [77] .

Na camada de entrada recebe-se a informação e fornece-se os sinais de entrada aos neurónios da camada escondida. A função dos neurónios da camada escondida é processar a informação vinda da camada de entrada e fornecer informação à camada de saída. Por sua vez a camada de saída elabora uma resposta para o padrão de ativação fornecido pela cama de entrada. A rede encontra-se totalmente ligada sempre que cada neurónio de uma camada seguinte está conectado com o neurónio da camada anterior. Caso tal não se verifique, estamos perante uma rede parcialmente ligada [79].

As redes neuronais possuem capacidade de aprendizagem e para tal necessitam de ser treinadas de modo a terem um bom desempenho. Quanto melhor for o treino, melhor será a resposta ao estímulo de entrada dado. Este conhecimento depende do peso que é atribuído às ligações sinápticas. Existem várias formas de realizar o treino da rede, todavia em redes multicamada usa-se normalmente o algoritmo *back-propagation*. O processo de treino com o algoritmo *back-propagation* está dividido em duas fases, sendo elas:

1. Na primeira, os pesos e as *bias* são fixos e a informação flui da entrada para a saída produzindo um sinal de erro, que traduz a diferença entre o real e o desejável;
2. Na segunda, o sinal de erro é propagado pela rede no sentido contrário, ou seja, da camada de saída para a camada de entrada, e a *bias* e os pesos são ajustados de forma a minimizar o erro o mais possível.

Daqui se pode enfatizar a grande importância que os dados de entrada possuem neste sistema, pois é durante o treino que a rede ajusta os pesos e a *bias*, contendo estes a informação que no fim será fundamental para a produção de uma resposta aos estímulos

com melhor ou pior qualidade. O número de camadas escondidas não deve ser muito grande, pois quantas mais camadas escondidas tiver a rede maior será o tempo de treino da rede. Uma limitação deste algoritmo é o facto de que o treino pode não convergir, o que nestas situações torna o processo de treino muito lento.

## 4.2. IMPLEMENTAÇÃO DA REDE NEURONAL

### 4.2.1. NNTOOL

As redes neuronais artificiais podem ser desenvolvidas por todos, desde os profissionais da área até aos menos especialistas. Para tal foram desenvolvidas ferramentas informáticas que possibilitam a criação de uma rede neuronal de forma muito intuitiva. Um dos *softwares* que permite esta criação de uma rede neuronal é o *MATLAB*, mais concretamente a *toolbox nntool* [91]. Neste trabalho em concreto, este é o *software* a ser utilizado para a criação da rede neuronal que detete avarias em caixas de engrenagens, sendo que a arquitetura utilizada é a multicamada (*Multi Layer Perceptron*), já referida no ponto 4.1.3.

O *nntool* é um interface gráfico do *MATLAB* que permite realizar a construção de redes neuronais sem ser necessário desenvolver o código para ativar as funções ou treinar o algoritmo [92]. Na figura 47, está representado o interface gráfico do *nntool* do *MATLAB*.

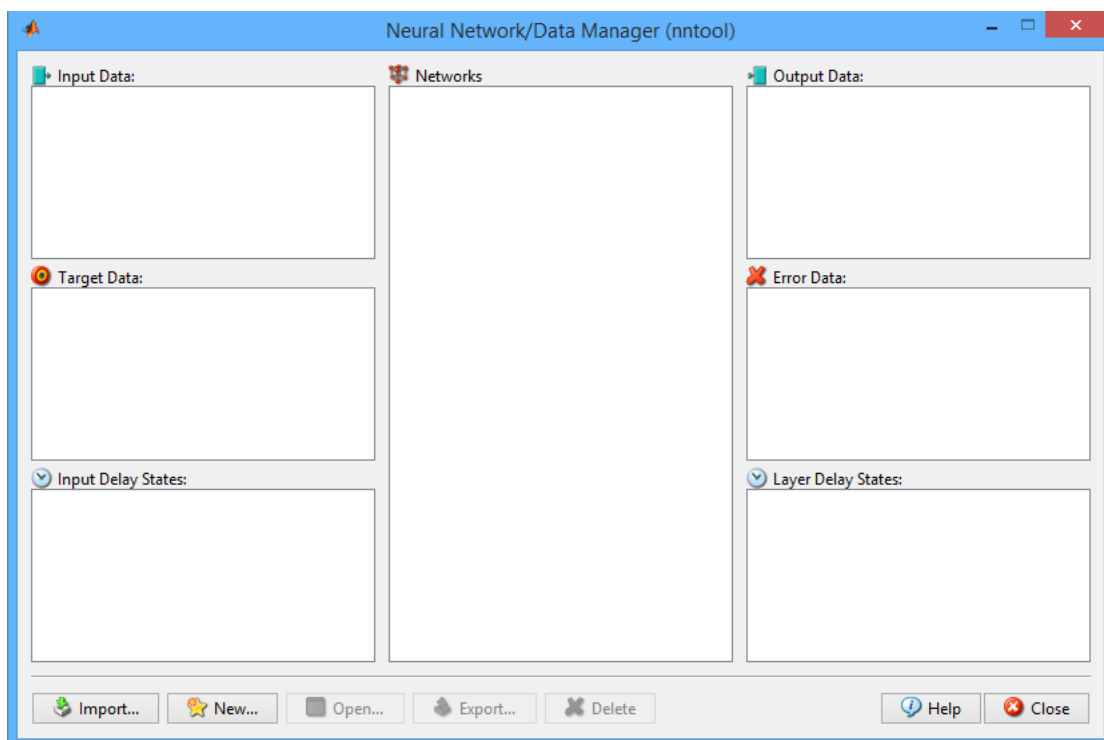


Figura 47: Interface gráfico da ferramenta *nntool* do *MATLAB* para definição da rede neuronal.

Para criar a rede é necessário introduzir no campo “*input data*” os dados de entrada necessários para o treino da rede neuronal, e no campo *target data* a informação sobre a variável de saída. Estes dados devem ser previamente carregados para o *MATLAB* através da leitura de ficheiros *Excel* já trabalhados e posteriormente para o *nntool* através do campo “*import*”.

Após a introdução da informação referente às variáveis de entrada e da variável de saída, a próxima fase é a criação da rede neuronal. Para tal utiliza-se o campo “*new*” surgindo uma nova “janela”, exemplificada na figura 48, onde se define a estrutura da rede, o número de camadas escondidas, o número de neurónios na camada escondida e a função de treino.

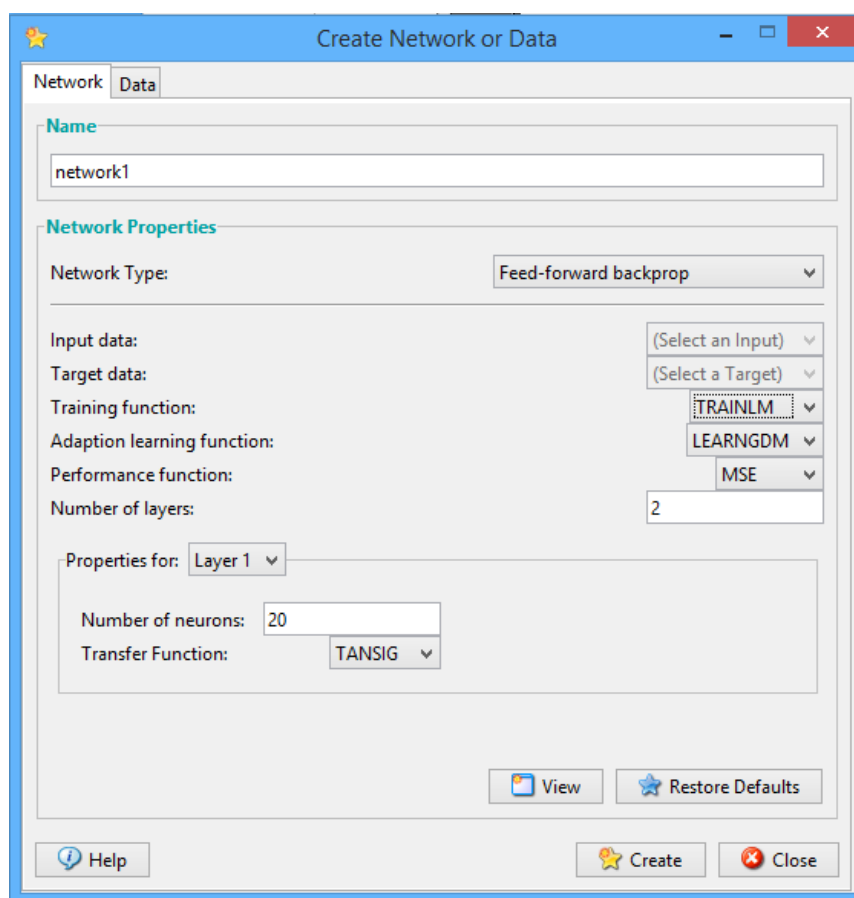


Figura 48: *Interface gráfico de definição da rede neuronal do nntool do MATLAB.*

Após a criação da rede neuronal, realiza-se o treino da rede, com o conjunto de treino que represente todos os estados do sistema e com um conjunto de dados que sejam o mais fiáveis possível. O conjunto de treino deve ser muito bem definido, uma vez que quanto melhor ele for melhor serão os resultados obtidos e melhor será a possibilidade de detetar as avarias nos aerogeradores. Para a realização do treino da rede surge uma nova *toolbox*,

denominada *nntool*, que, de acordo com os dados introduzidos para o treino, executa o treino da rede. No *nntool* (representado na figura 49) o treino da rede é efetivado e deve-se apenas selecionar os parâmetros de paragem do treino.

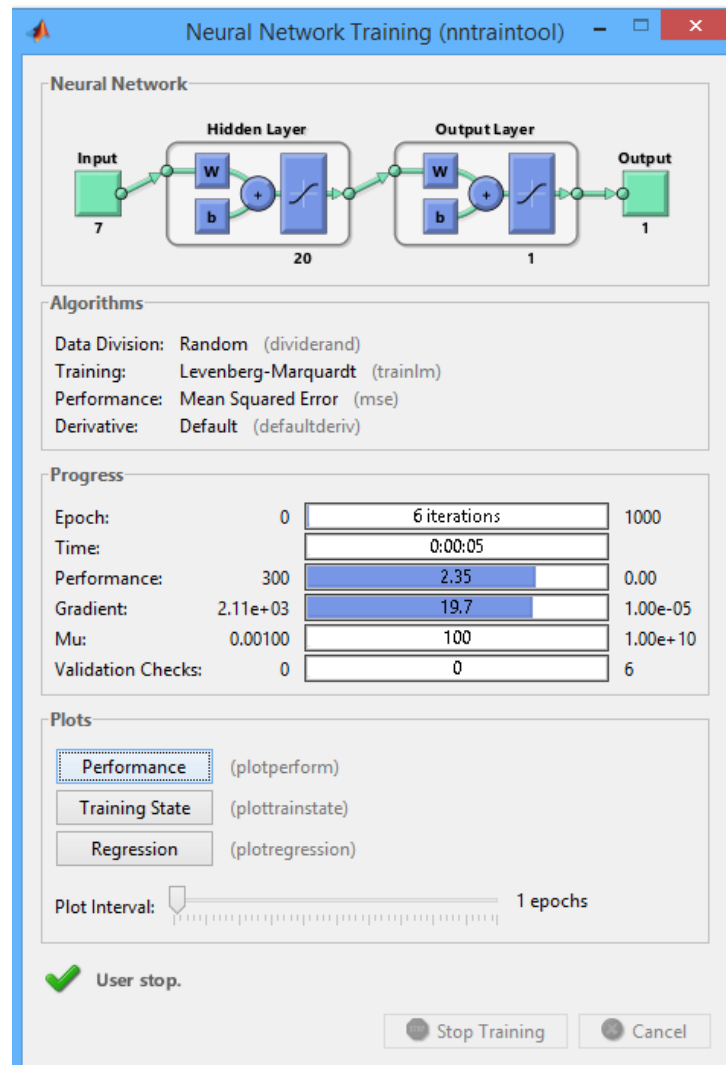


Figura 49: Interface gráfico do *nntool* na *nntool* do *MATLAB*.

Uma vez finalizado o treino da rede neuronal, a rede criada encontra-se pronta a ser utilizada. Pode-se então introduzir novos dados e realizar simulações. Os resultados ficam guardados num vetor que podem ser extraídos para o *interface* do *MATLAB*, onde se podem realizar todas as funcionalidades disponíveis nesta ferramenta.

De referir ainda que este *software* possui ferramentas que permitem aferir o desempenho do treino. Estas ferramentas tornam-se importantes, pois permitem visualizar a *performance* do treino da rede neuronal, treino esse que é deveras importante para que a rede neuronal funcione e produza resultados com qualidade. Na figura 50, está

representado o desempenho do treino de uma rede neuronal, cuja *toolbox* se denomina *plotperform*.

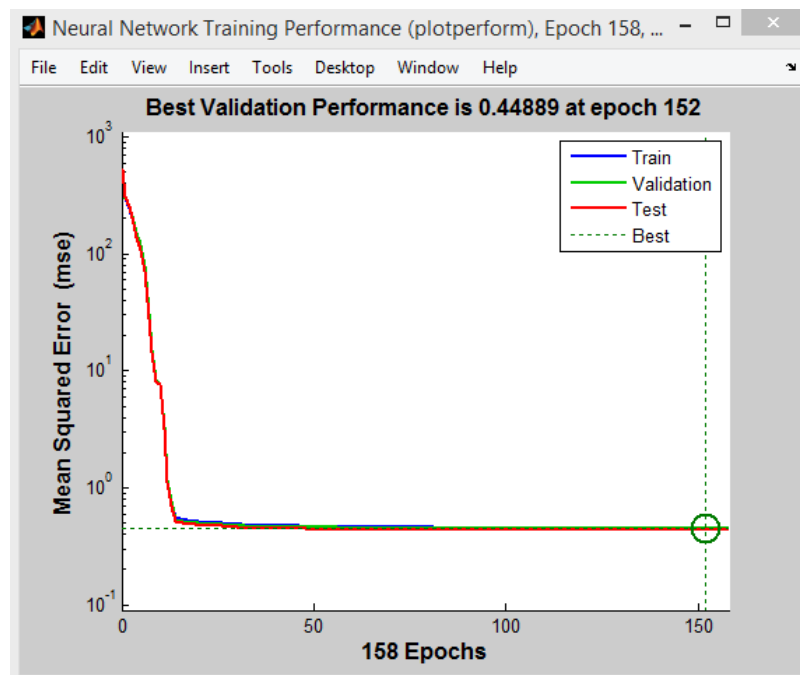


Figura 50: Desempenho do treino de uma rede neuronal, em MATLAB, no *plotperform* do *nn toolbox*.

### 4.3. TREINO DA REDE NEURONAL

De modo a que a rede possua o melhor desempenho possível na chegada ao resultado final, é necessário garantir que o conjunto de treino é de grande qualidade, fiável e sem conter erros. Para garantir que a seleção do conjunto de treino é excelente deve-se selecionar de forma criteriosa os dados que deste conjunto fazem parte, pois uma rede neuronal que seja bem treinada, deve ser capaz de generalizar, ou seja, na presença de dados que não pertencem ao conjunto de treino deve ser capaz de desenvolver uma resposta próxima do esperado. Por outro lado se o conjunto de treino contiver erros ou ruído, a rede perde a sua capacidade de generalizar, pois ao ser treinada com erros ela assume estes como dados fiáveis, embora não o sejam. No entanto quanto maior for o conjunto de treino, melhor será o treino da rede, mas também maior é a possibilidade de se introduzirem erros no conjunto de treino. Devido à sua grande importância no sistema, a escolha do conjunto de treino deve ser realizada de forma criteriosa e com recurso a ferramentas de seleção, que permitam escolher um conjunto de treino que seja o “ideal”.

Embora existam diferentes algoritmos de treino, o usado neste trabalho é o *back-propagation*. Neste trabalho, como já foi referido, utiliza-se a arquitetura de redes

neuronal *feed-forward*, onde a informação flui num só sentido (da entrada para a saída), no entanto, durante o treino da rede haverá também informação a fluir no sentido contrário durante a atribuição dos pesos às diferentes ligações. Como referido no ponto 4.1.3., o processo de treino com o algoritmo *back-propagation* está dividido em duas fases.

Na primeira, os pesos e as *bias* são fixos e a informação flui da entrada para a saída produzindo um sinal de erro, que traduz a diferença entre o real e o desejável;

Na segunda, o sinal de erro é propagado pela rede no sentido contrário, ou seja, da camada de saída para a camada de entrada, e a *bias* e os pesos são ajustados de forma a minimizar o erro o mais possível.

O conjunto e processo de treino assumem assim uma enorme importância, pois é durante o treino que a rede ajusta os pesos e a *bias*, contendo estes a informação que no fim será fundamental para a produção de uma resposta aos estímulos com melhor ou pior qualidade. O número de camadas escondidas não deve ser muito grande, pois quantas mais camadas escondidas tiver a rede maior será o tempo de treino da rede.

Como se poderá observar no capítulo seguinte, o conjunto de treino da rede neuronal foi selecionado de forma criteriosa e cuidada, pois uma má escolha poderia influenciar negativamente os resultados finais, o que não é de forma alguma desejável.

#### **4.4. CONCLUSÕES**

Constata-se que as redes neurais são uma ferramenta potentíssima na análise de grandes quantidades de dados bem como em definir relações entre os dados que seriam impossíveis de descobrir somente pela análise humana. As redes neurais baseiam-se no funcionamento do cérebro humano, simulando a transferência de informação entre os neurónios, atribuindo diferentes pesos a cada ligação de acordo com a sua relevância para o resultado final. As redes neurais possuem diversas arquiteturas e métodos de treino, cada um com uma utilidade diferente, devendo-se usar sempre aquele que for mais adequado ao fim que se pretende.

O treino da rede é extremamente importante, pois um treino que não seja bem realizado pode levar a resultados errados e a conclusões erradas. Quanto maior for a dimensão dos dados de treino melhor será o resultado final, no entanto maior será também a possibilidade de os dados possuírem erros e ruído e com isso realizar um treino que

introduza erros na rede neuronal fazendo com que ela depois considere um estado errático como normal. Por outro lado também se deve ter em conta o facto de que um treino excessivo possa levar a que a rede perca a sua capacidade de generalizar, pelo que de acordo com o trabalho se deve analisar muito bem o conjunto de treino a ser implementado.

As redes neuronais aqui desenvolvidas foram construídas com recurso à ferramenta *nntool* do *MATLAB*. O *nntool* permite a construção e definição da rede neuronal a ser construída de uma forma fácil e simples, bem como a realização do treino da rede e a realização de simulações.



## 5. DETEÇÃO DE AVARIAS EM CAIXAS DE ENGRENAGENS

Para a realização deste trabalho, cujo principal objetivo é o desenvolvimento de uma ferramenta que permita a deteção de avarias em caixas de engrenagens de aerogeradores eólicos, foi utilizado para estudo um parque eólico situado no norte dos EUA. Este parque é composto por sessenta e nove aerogeradores, de eixo horizontal e velocidade variável, fabricados pela *GE Energy*, equipados com gerador de indução duplamente alimentado de 1.5 MW, com caixa de engrenagens e com potência máxima de produção de energia de 1.8 MW. A altura ao centro do rotor é de 82,5 metros. A velocidade de início de produção de fornecimento de energia é de 3 m/s e a velocidade máxima de produção é de 20 m/s.

Este parque eólico entrou em serviço em 2010 e possui uma capacidade instalada total de 103.5 MW. Produz em média 238 GWh durante o ano e as torres encontram-se a cerca de 300 metros de altura em relação ao nível médio do mar. Na zona foi ainda construída uma subestação para realizar a interligação do parque eólico com a rede elétrica. Na figura 51, pode-se observar uma parte do parque eólico que serviu para este estudo.



Figura 51: Foto do parque eólico que serviu de caso de estudo.

Este parque serve de caso de estudo devido ao facto de o fabricante possuir nos aerogeradores um sistema SCADA que fornece algumas medidas muito importantes que descrevem o funcionamento dos componentes do sistema eólico. Por outro lado, este parque teve bastantes avisos de avarias em caixas de engrenagens em diversas máquinas, o que possibilita testar o funcionamento da ferramenta desenvolvida neste trabalho. As grandezas medidas pelo sistema SCADA implementado neste parque eólico estão descritas na tabela 9.

Estas medidas dizem respeito aos valores médios registados, de 10 em 10 minutos, para todos os sessenta e nove aerogeradores instalados neste parque. Todas as medidas são guardadas no computador central do parque eólico. O sistema SCADA deste fabricante permite ainda a visualização e monitorização *online* de algumas das grandezas, o que é muito útil para que se possa ter uma melhor ideia do que se passa no parque. Para além disto, estas medidas podem e devem ser usadas para monitorização do parque e deteção de avarias e sempre que possível para otimização da manutenção do parque eólico.

Tabela 9: Grandezas medidas pelo sistema SCADA do parque eólico em estudo.

Medidas efetuadas	Período de extração de medidas
Potência ativa	10 Minutos
Temperatura ambiente	
Corrente nas fases	
Frequência	
Temperatura do enrolamento da frente da caixa de engrenagens	
Temperatura do óleo da caixa de engrenagens	
Temperatura do enrolamento da frente do gerador	
Temperatura do enrolamento grande do gerador	
Temperatura do enrolamento traseiro do gerador	
Velocidade de rotação do gerador	
Temperatura no enrolamento principal	
Temperatura na <i>nacelle</i>	
Potência reativa	
Velocidade do rotor	
Tensões nas fases	
Velocidade do vento	

Este parque possui ainda os *service reports* onde estão discriminadas todas as ocorrências registadas no parque, o seu tempo de duração e as ações de manutenção tomadas. Este relatório é de extrema importância pois permitiu visualizar todas as ações levadas a cabo

pelas equipas de manutenção nos diversos aerogeradores com avarias, bem como as causas que estiveram na origem dos problemas e o modo como foram solucionados.

## **5.1. AVARIAS NO PARQUE EÓLICO**

As avarias ocorridas no parque foram registadas nos *service reports*. Contudo, apenas foram disponibilizadas medidas fornecidas pelo sistema SCADA e os *service reports* referentes aos últimos dois meses do ano de 2012 e o ano de 2013 completo. Através dos relatórios de manutenção pode-se realizar uma análise à origem das indisponibilidades que levaram a paragens no parque eólico, estando estas divididas em quatro categorias: indisponibilidades causadas por problemas ocorridos nos componentes dos aerogeradores, indisponibilidades impostas pela rede elétrica, indisponibilidades causadas pela atuação do operador e indisponibilidades causadas pelas condições atmosféricas.

As indisponibilidades causadas por problemas ocorridos agrupam todos os avisos e avarias registados. Normalmente estão associadas à avaria de componentes do sistema eólico ou à atuação dos sistemas de proteção. Este tipo de falhas decorrem ao longo da operação do parque nos mais diversos componentes das torres eólicas. Estas indisponibilidades são verificadas pontualmente e individualmente e nunca originam a saída total do parque de operação.

As indisponibilidades impostas pela rede elétrica são normalmente originadas pela atuação das proteções de máxima e mínima tensão, máxima ou mínima frequência, máxima potência ou máxima corrente. Neste tipo de indisponibilidades a saída de serviço pode ser total, quando associada a disparos devidos à tensão ou à frequência, ou a nível individual, quando associada a disparos originados pelas proteções de corrente ou de potência. A saída de serviço de apenas alguns geradores devido a imposições da rede elétrica também pode ser parcial no caso de não haver necessidade de o parque estar todo a produzir.

As indisponibilidades devido à ação do operador prendem-se com as ações de manutenção planeadas e com as indisponibilidades de curta duração. As ações de manutenção planeada estão programadas e o operador para a turbina onde se vai realizar as ações de manutenção. Nas indisponibilidades de curta duração, o operador para a turbina que necessita de pequenas verificações devido a avisos ocorridos ou devido a avisos dados pelo sistema SCADA de entrada em rutura de um equipamento, ou de sobreaquecimento ou de excesso

de velocidade de rotação, entre outros. Estas indisponibilidades não levam à retirada de serviço do parque eólico completo.

Podem ainda ocorrer indisponibilidades devido às condições atmosféricas, como por exemplo a criação de gelo, as descargas atmosféricas ou fortes tempestades. Dependendo da gravidade e do impacto, estas podem levar à paragem de todo o parque eólico. Porém, uma avaria com dimensão elevada nesta categoria pode ser difícil de surgir.

Na figura 52, pode-se observar o “peso” de cada uma destas indisponibilidades no panorama geral das paragens dos aerogeradores, observando-se claramente que aquelas que são causadas por problemas ocorridos se destacam das demais.

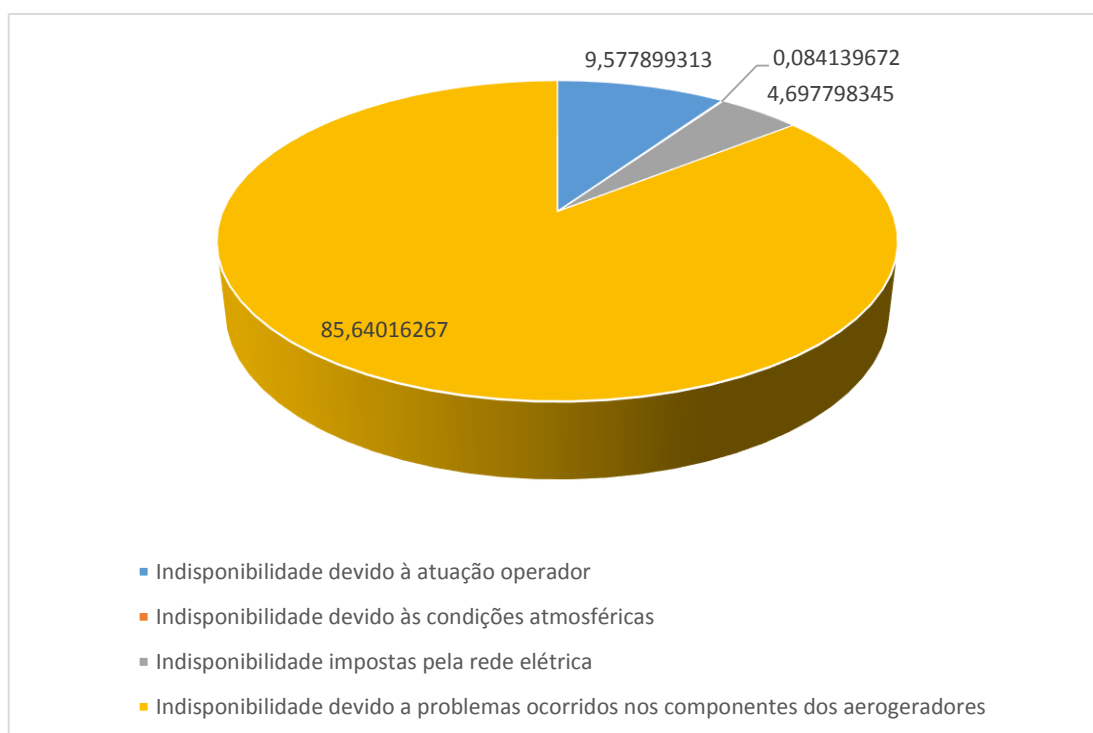


Figura 52: Valor percentual das indisponibilidades verificadas no parque eólico.

Na figura 53, pode-se visualizar a distribuição do tempo de indisponibilidade associado a cada tipo de indisponibilidade. Neste panorama, a maior percentagem de tempo de inatividade deve-se às indisponibilidades por problemas ocorridos com cerca de 82.8% do tempo total de horas de indisponibilidade verificadas. De referir ainda que o tempo de inatividade associado à rede elétrica ronda os 14.7%. Desta análise pode-se concluir que o tempo de inatividade associado às indisponibilidades por problemas ocorridos deve ser reduzido de modo a otimizar a produção do parque e aumentar a disponibilidade do mesmo.

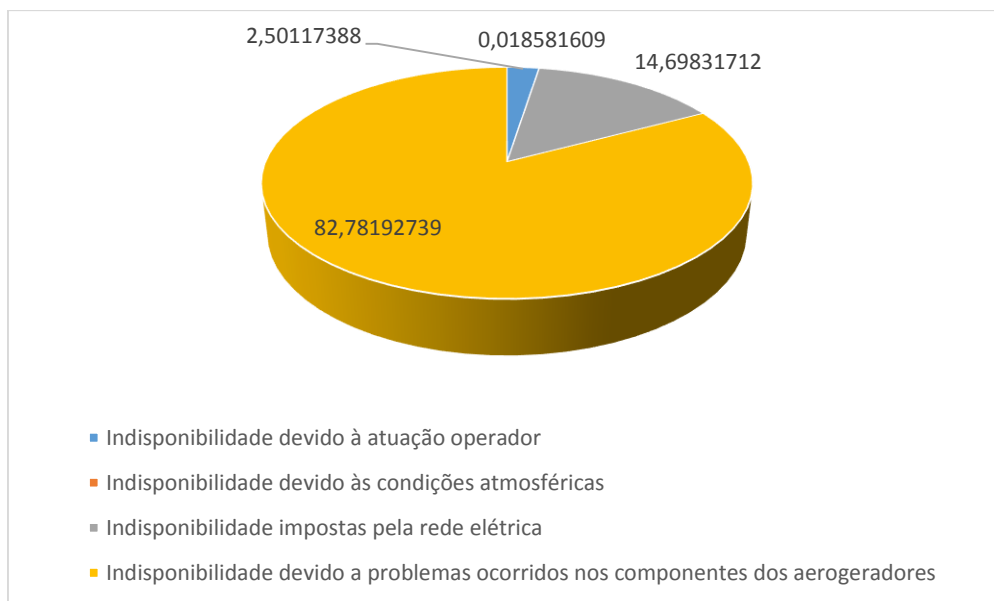


Figura 53: Valor percentual do tempo de indisponibilidade verificado no parque eólico.

### 5.1.1. AVARIAS NOS PRINCIPAIS COMPONENTES

Além da análise do ponto 5.1. deve ainda ser realizada uma análise às avarias ocorridas em componentes importantes para o bom funcionamento do parque eólico. Os principais componentes em que surgem avarias já foram referidos no ponto 3.1., e de entre eles as caixas de engrenagens é que são o alvo desta tese.

No parque eólico em estudo ocorreram alguns problemas com esses equipamentos. Na tabela 10 pode-se observar o tempo de inatividade associado aos principais componentes das turbinas eólicas deste parque, para os 14 meses de dados fornecidos. Facilmente se destaca o elevado tempo de paragem na produção associado às caixas de engrenagens, daí que estas sejam objeto de estudo e análise desta tese, pois o tempo de inatividade associado a este equipamento é muito elevado e, com uma melhor monitorização, este pode e deve ser reduzido, aumentando assim a disponibilidade das turbinas eólicas. De referir que, dos sessenta e nove aerogeradores que constituem o parque, apenas nove não registaram qualquer tipo de sinal de avaria durante os 14 meses de dados disponibilizados. Os problemas detetados nas caixas de engrenagens prendem-se, no entanto, apenas com avisos relacionados com a pressão e nível do óleo estarem baixos, tendo sido indispensável recorrer a ações de manutenção. O tempo necessário para estas ações de manutenção de modo a repor o funcionamento correto nas caixas de engrenagens varia entre 3 a 7 dias, nos casos estudados posteriormente nesta tese.

Tabela 10: Tempo de inatividade associado aos principais componentes das turbinas eólicas, no parque em estudo.

Sistema em avaria	Tempo de inatividade (h)
Pás	1,377778
Rotor e eixo	0,111806
Caixa de engrenagens	25,38697
Gerador	1,890972
Sistema de direção	2,573611

O tempo necessário para a reparação dos equipamentos está fortemente condicionado pelas condições atmosféricas existentes aquando da necessidade de intervenção nas torres, devido à necessidade de trabalhar na *nacelle* e deslocar equipas e equipamentos para o local da manutenção. As principais avarias geradas nas caixas de engrenagens, no parque em estudo, encontram-se normalmente associadas aos meses de Inverno, o que pode contribuir para um aumento do tempo de inatividade perante a necessidade de reparação devido às condições meteorológicas adversas existentes neste período. Assim sendo, estas ações de manutenção são de elevado custo, devido aos equipamentos necessários, às equipas especializadas, às peças a substituir e ao tempo de inatividade, pelo que se torna essencial o desenvolvimento de ferramentas informáticas que possam prevenir estas avarias ou mesmo detetá-las antes de ocorrerem e assim reduzir os elevados custos associados a estas ações de manutenção. Com este fim, pretende-se desenvolver neste trabalho uma proposta de estudo, análise e resolução destes constrangimentos por forma a prever avarias em caixas de engrenagens e assim reduzir os custos de manutenção elevados que este equipamento representa na generalidade dos parques eólicos que possuem turbinas eólicas com caixas de engrenagens.

## 5.2. FERRAMENTA DESENVOLVIDA

Como já foi referido anteriormente o sistema SCADA deste parque adquire medidas de 10 em 10 minutos, todos os dias sem interrupção, pelo que a quantidade de informação a dissecar é humanamente impossível de realizar. Deve-se assim recorrer a uma ferramenta informática que permita realizar esta análise de um modo muito mais rápido e fiável. Posto isto, foi então desenvolvido um método de deteção de avarias baseado em redes neuronais

*feed forward* multicamada. Esta rede neuronal tem como função analisar a informação e, através dos estímulos dados, incrementar uma resposta que é uma previsão variável que poder ser usada como indicadora de avaria nas caixas de engrenagens, de modo a que esta possa ser prevenida.

Deve-se ainda ter em especial atenção a escolha do conjunto de treino da rede neuronal, pois a qualidade dos resultados obtidos depende da qualidade do conjunto de treino usado. Para prever avarias em caixas de engrenagens de forma eficaz, a rede neuronal necessita de um conjunto de treino com todas as medidas que representem o funcionamento do equipamento em condições normais, sem avarias. Para tal, deve ser realizada uma seleção cuidadosa da informação que servirá de entrada para a rede neuronal. Uma rede neuronal bem treinada deve ser capaz de generalizar, ou seja, perante dados externos à rede de treino deve ser capaz de obter resultados semelhantes ao esperado, para esses novos dados. A rede perde esta capacidade de generalizar, caso seja treinada com uma quantidade de dados de treino muito elevada. Por outro lado, o conjunto de treino não deve conter dados com erros ou com períodos de mau funcionamento do equipamento, pois perante essa situação a rede pode adaptar-se aos erros e assim passarem a ser considerados como uma situação de funcionamento normal.

Para um melhor funcionamento deve-se ter em atenção a escolha correta das grandezas de entrada e da grandeza de saída que melhor construirão a rede neuronal. Estas grandezas de entrada e de saída são de extrema importância, uma vez que têm total influência sobre os resultados que irão ser obtidos.

### **5.2.1. SELEÇÃO DA GRANDEZA DE SAÍDA**

A grandeza de saída a ser escolhida para a rede neuronal deverá ser selecionada de entre as grandezas medidas pelo sistema SCADA do parque em estudo. Na tabela 11 estão representadas as grandezas medidas neste parque e as unidades em que são medidas. A grandeza de saída escolhida deve ser aquela que melhor descreve o comportamento da caixa de engrenagens, uma vez que este é o componente que se pretende monitorizar. Das referidas medidas destacam-se a temperatura do óleo da caixa de engrenagens e a temperatura do enrolamento da frente da caixa de engrenagens, pelo que apenas uma será selecionada para grandeza de saída.



Tabela 11: Grandezas do parque eólico em estudo guardadas pelo sistema SCADA e respetivas unidades.

Grandezas medidas	Unidade
Potência ativa	W
Temperatura ambiente	°C
Corrente nas fases	A
Frequência	Hz
Temperatura do enrolamento da frente da caixa de engrenagens	°C
Temperatura do óleo da caixa de engrenagens	°C
Temperatura do enrolamento da frente do gerador	°C
Temperatura do enrolamento grande do gerador	°C
Temperatura do enrolamento traseiro do gerador	°C
Velocidade de rotação do gerador	rpm
Temperatura no enrolamento principal	°C
Temperatura na <i>nacelle</i>	°C
Potência reativa	kVar
Velocidade do rotor	rpm
Tensões nas fases	V
Velocidade do vento	m/s

A medida escolhida para funcionar como grandeza de saída da rede neuronal que irá detetar avarias em caixa de engrenagens é a temperatura do óleo da caixa de engrenagens. A escolha recai sobre esta temperatura, pelo facto de as caixas de engrenagens serem um elemento rotativo que depende da velocidade do vento e da carga do gerador, o que faz com seja necessário a existência de um óleo lubrificante a circular por todos os elementos rotativos do sistema. O seu desempenho e durabilidade encontram-se assim diretamente associados à qualidade do lubrificante cuja temperatura assume assim uma importância relevante, pois quer temperaturas muito elevadas quer temperaturas muito reduzidas podem originar efeitos prejudiciais nas características do óleo. A função do óleo lubrificante na caixa de engrenagens é evitar o atrito entre as diversas peças rotativas, assegurando assim um bom funcionamento das mesmas.

A caixa de engrenagens encontra-se no interior da *nacelle*, pelo que encontra sujeita a condições ambientais rigorosas, o que destaca ainda mais a importância do controlo da

temperatura. Quando o lubrificante está exposto a temperaturas muito altas, a viscosidade diminui e o lubrificante deteriora-se, reduzindo assim a durabilidade da caixa de engrenagens. Por outro lado, se o lubrificante está exposto a temperaturas reduzidas, a viscosidade aumenta e, se o ponto crítico for atingido, pode congelar o óleo.

A durabilidade de um lubrificante pode diminuir cerca de 50% por cada 8 °C que a temperatura suba acima dos 60 °C. Pode ainda incendiar-se o óleo caso este atinja o limite definido pelo *flash point* do óleo [93].

Por todos estes motivos, se percebe a importância associada à temperatura do óleo da caixa de engrenagens e por isso a sua escolha para ser a grandeza de saída da rede neuronal.

### **5.2.2. SELEÇÃO DAS GRANDEZAS DE ENTRADA**

Após a seleção da grandeza de saída torna-se necessário definir quais serão as grandezas que irão servir de entrada para a rede neuronal. Esta escolha deve ser realizada de forma criteriosa, pois a qualidade das grandezas de entrada definem a qualidade dos resultados a serem obtidos.

Esta escolha é relevante e pertinente não só pela importância que tem na qualidade dos resultados mas também pelo facto de ao realizar-se uma seleção correta se diminuir o tempo computacional. Esta diminuição do tempo computacional é uma grande vantagem que permite que esta ferramenta informática seja aplicada na monitorização de equipamentos em tempo real. De referir ainda que um grande número de grandezas de entrada pode não ser totalmente benéfico, no entanto, depois de seleccionadas as grandezas de entrada, quanto maior for a informação disponível, melhor será o desempenho da rede. Isto acontece, porque quanto maior for a quantidade de informação maior será a informação que se fornece à rede neuronal, logo melhor será realizado o treino por parte da rede por possuir mais informação.

O processo de seleção das grandezas de entrada consiste em duas análises, uma de correlação e uma outra de correlação cruzada.

A correlação é uma ferramenta estatística que pretende analisar o grau de relacionamento existente entre duas grandezas aleatórias. Uma vez que já foi definida a grandeza de saída, irão então realizar-se análises de correlação entre todas as grandezas medidas pelo sistema SCADA do parque eólico e a grandeza de saída, que é a temperatura do óleo da caixa de

engrenagens. Para realizar a correlação utiliza-se o Excel, no qual foram introduzidos os dados, se produziram os gráficos de correlação e se calculou ainda o *R de Pearson*. Este coeficiente *R* fornece informação acerca da correlação através de dois aspetos, o sinal e a magnitude. Quanto ao primeiro, caso seja (+) estamos perante um relacionamento positivo e a reta é crescente, caso seja (-) estamos perante um relacionamento negativo e a reta é decrescente. Relativamente ao segundo, a magnitude de *R* indica a proximidade dos pontos da reta, sendo que para valores próximos de 1 e -1 os pontos estão próximos da reta e para valores próximos de zero existe uma maior dispersão.

A análise de correlação cruzada permite realizar o cálculo do atraso que as grandezas medidas pelos sensores apresentam em relação à grandeza de saída. Este estudo é realizado após a análise de correlação, já que após esta serão definidas as grandezas de entrada, e a análise de correlação será efetuada entre as grandezas de entrada e a grandeza de saída. Após a identificação dos atrasos, estes devem ser programados na rede neuronal, de modo a que influenciem as grandezas que estes possuem. Quando dois sinais variam ao mesmo tempo e sem atrasos, o valor da correlação cruzada é de zero. Quando os dois sinais possuírem um valor de correlação cruzada diferente de zero, então é porque existe um atraso. De modo a realizar esta observação utilizou-se o MATLAB, mais concretamente a função “*xcorr*”. A primeira análise a ser efetuada é a de correlação entre as grandezas medidas nos sensores do parque em estudo e a grandeza de saída já selecionada.

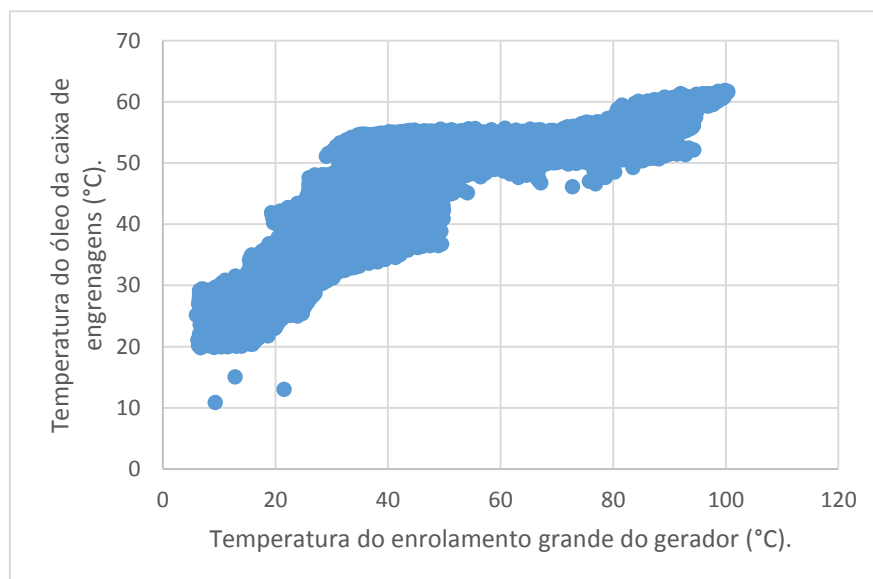


Figura 54: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a temperatura do enrolamento grande do gerador.

Na figura 54 está representada a correlação entre a grandeza de saída e a temperatura do enrolamento grande do gerador e, como se pode verificar, existe correlação entre ambos, pelo que esta medida será considerada como uma das grandezas de entrada.

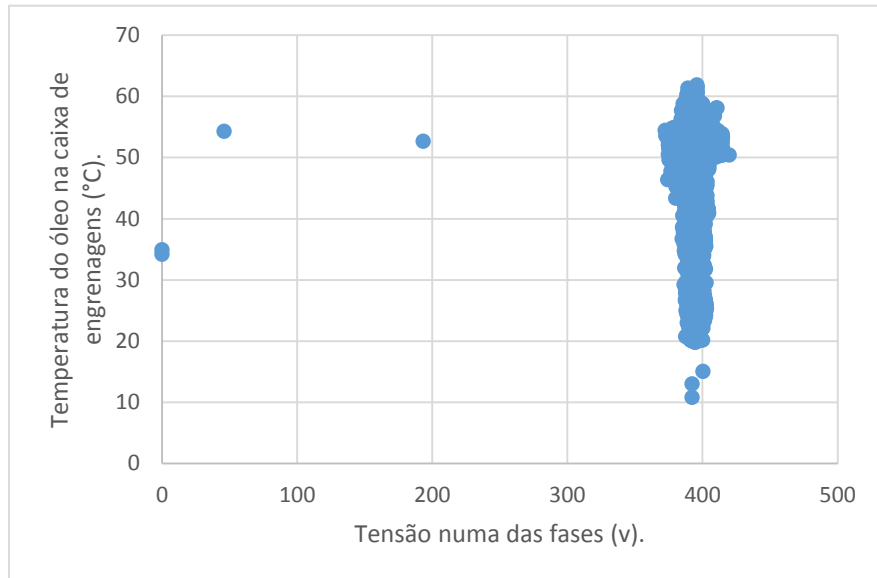


Figura 55: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a tensão nas fases.

Pelo que se conclui na figura 55, onde está representada a correlação entre a grandeza de saída e a tensão numa das fases, a correlação entre ambas é inexistente, pelo que não será considerada para grandeza de entrada da rede neuronal.

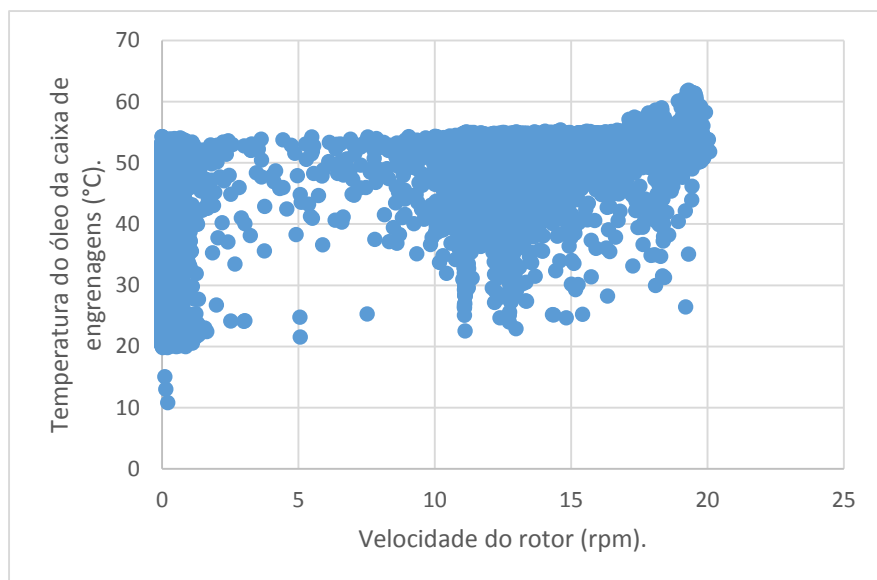


Figura 56: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a velocidade do rotor.

Na figura 56 está representada a correlação entre a grandeza de saída e a velocidade do rotor. Como não é totalmente perceptível através da visualização do gráfico se esta grandeza se correlaciona com a de saída, a sua introdução ou não nas grandezas de entrada será deixada para a análise através do cálculo de *R de Pearson*.

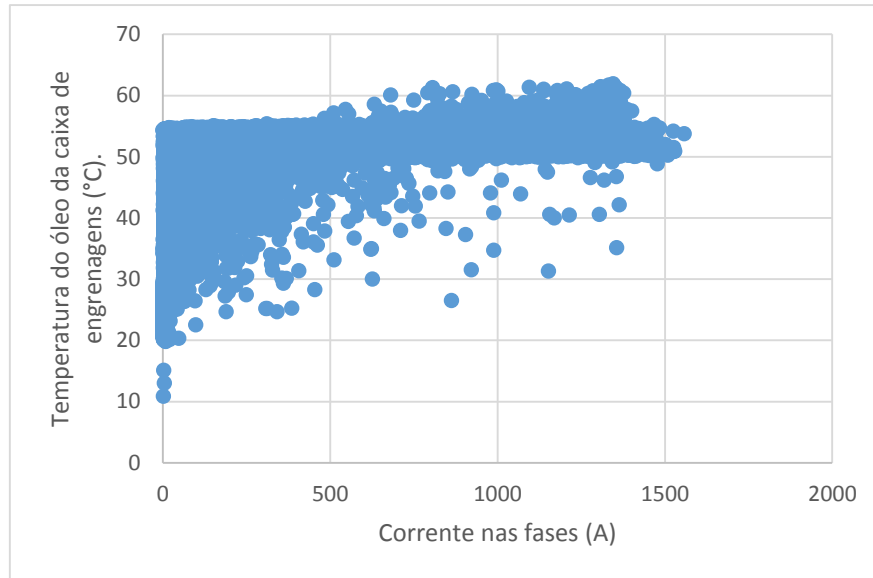


Figura 57: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a corrente nas fases.

Na figura 57 está representa a correlação da temperatura do óleo da caixa de engrenagens com as correntes e pode-se verificar que a correlação entre ambas é fraca.

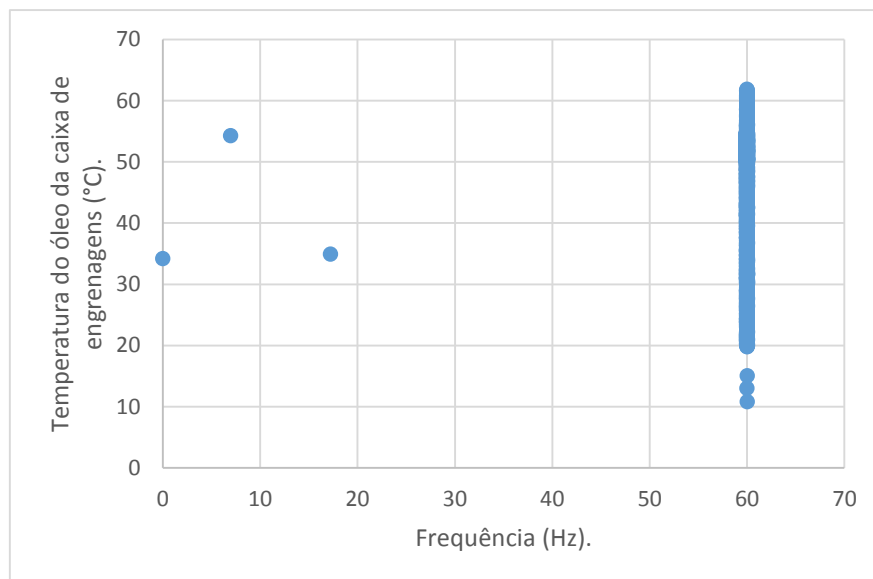


Figura 58: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a frequência.

Através da figura 58, pode-se comprovar que a correlação entre a grandeza de saída e a frequência é inexistente, o que já se esperava devido ao facto de a frequência ter um comportamento independente (é limitada em valores específicos).

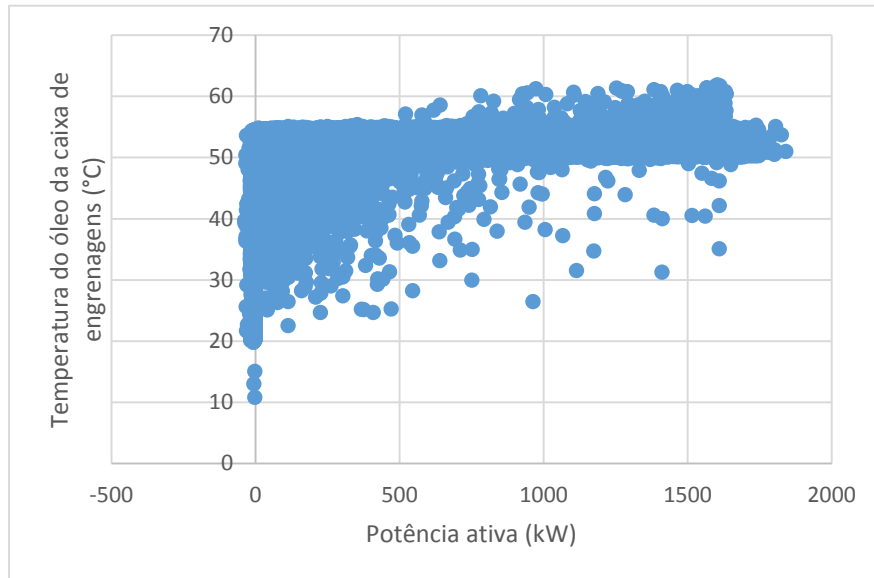


Figura 59: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a potência ativa.

Na figura 59 está representada a correlação entre a grandeza de saída e a potência ativa. Verifica-se que a correlação entre ambas é fraca ou inexistente, pelo que esta grandeza não será considerada como grandeza de entrada.

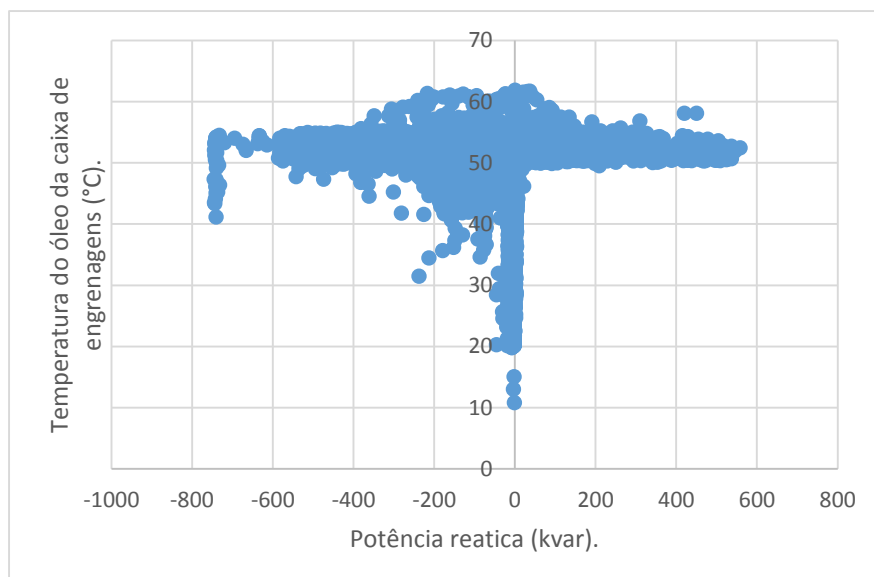


Figura 60: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a potência reativa.

Através da figura 60 pode-se observar que a correlação entre a grandeza de saída e a potência reativa é inexistente, estando por isso esta grandeza excluída das grandezas a ser consideradas para a entrada da rede neuronal.

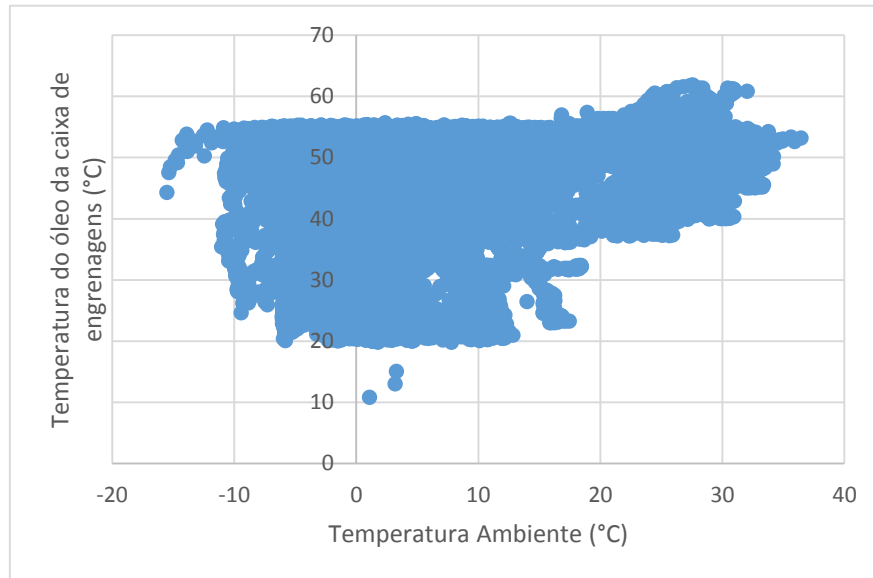


Figura 61: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a temperatura ambiente.

Na figura 61 está representada a correlação entre a grandeza de saída e a temperatura ambiente e pode-se constatar que a correlação entre ambas é fraca. Deste modo esta grandeza será excluída das grandezas de entrada.

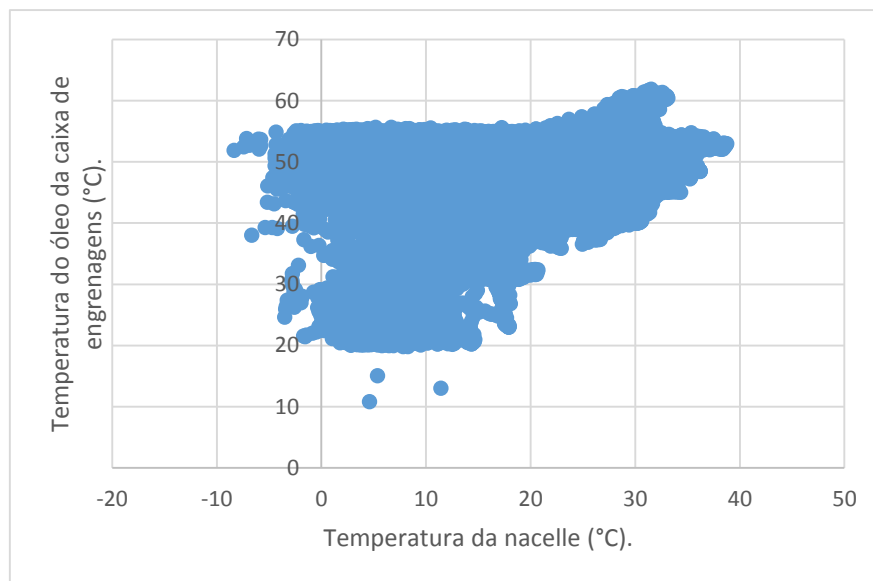


Figura 62: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a temperatura na nacelle.

Na figura 62 está representada a correlação entre a grandeza de saída e a temperatura na *nacelle*. Pode-se assim verificar que a correlação entre ambas é fraca, pelo que esta grandeza não será considerada de entrada para a rede neuronal.

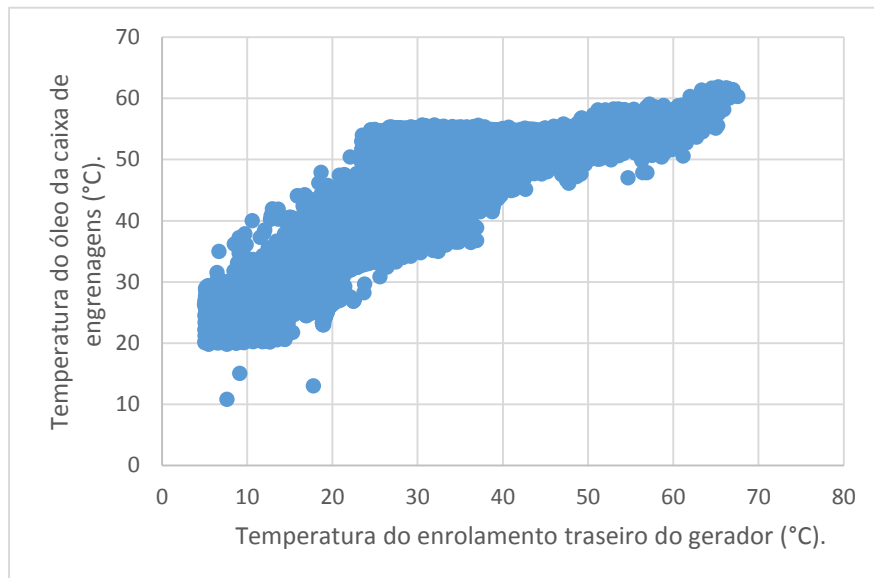


Figura 63: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a temperatura do enrolamento traseiro do gerador.

Através da figura 63 pode-se observar que existe uma correlação entre a grandeza de saída e a temperatura do enrolamento traseiro do gerador, pelo que esta grandeza será considerada como entrada para a rede neuronal.

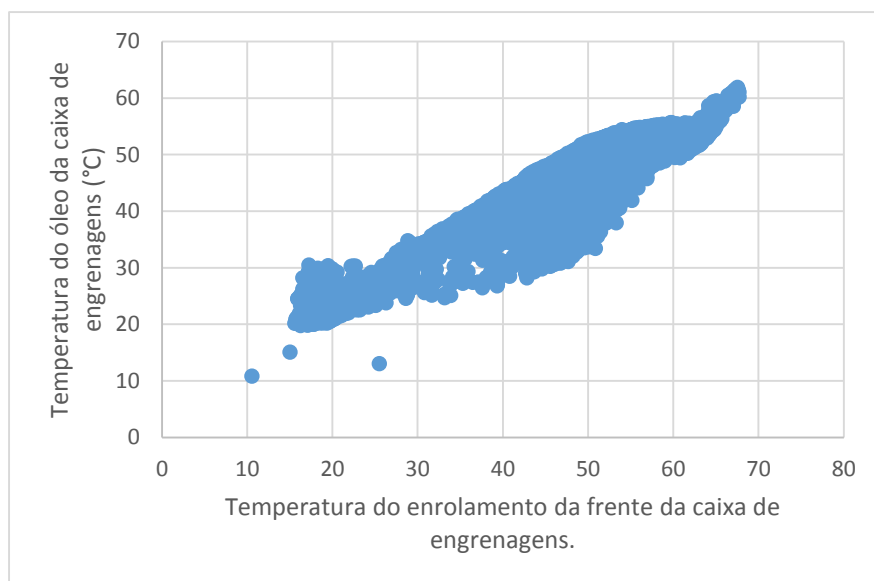


Figura 64: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a temperatura do enrolamento da frente da caixa de engrenagens.



Na figura 64 está representada a correlação entre a grandeza de saída e a temperatura do enrolamento da frente da caixa de engrenagens e como seria de esperar, devido à proximidade e ao facto de estas duas grandezas monitorizarem a caixa de engrenagens, a correlação entre ambas é muito forte. Esta grandeza é assim considerada como uma grandeza de entrada na rede neuronal a construir.

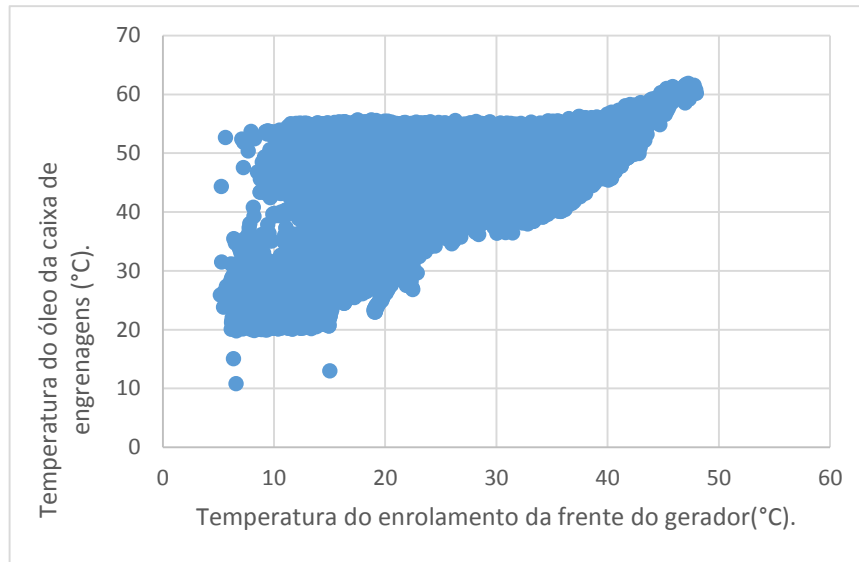


Figura 65: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a temperatura do enrolamento da frente do gerador.

Da correlação realizada na figura 65 pode-se concluir que existe correlação entre as grandezas, no entanto esta será melhor analisada pelo cálculo do *R de Pearson*.

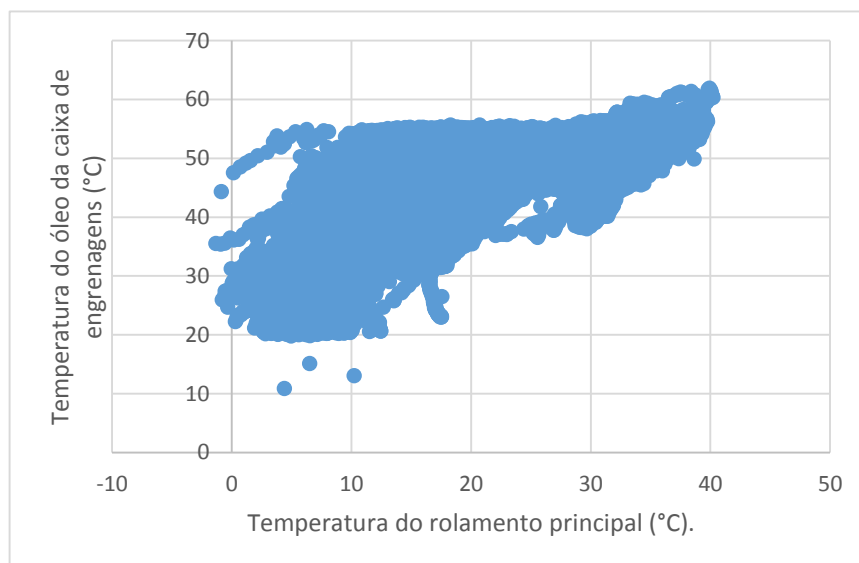


Figura 66: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a temperatura do rolamento principal.

Na figura 66, está representada a correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a temperatura do rolamento principal. Desta análise verifica-se que existe correlação, porém esta grandeza será também analisada posteriormente no cálculo do *R de Pearson*.

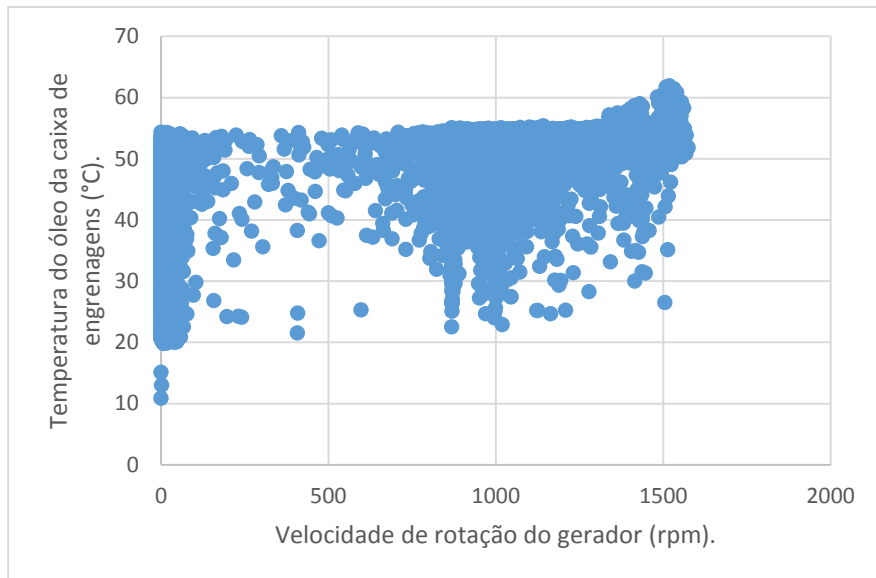


Figura 67: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a velocidade de rotação do gerador.

A correlação verificada na figura 67 não é totalmente conclusiva, pelo que a correlação com a velocidade de rotação do gerador será melhor avaliada no cálculo do *R de Pearson*.

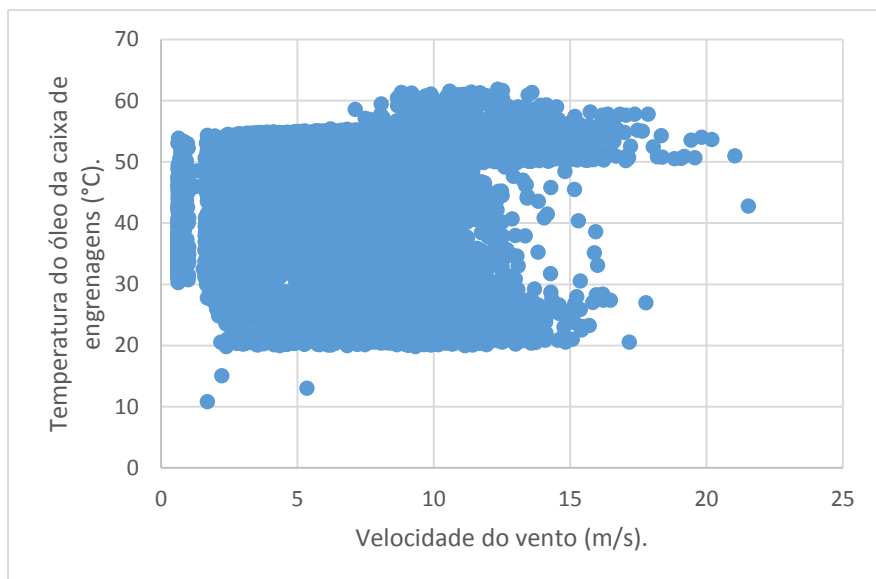


Figura 68: Correlação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a velocidade do vento.

Por fim, na figura 68 está representada a correlação da grandeza de saída com a velocidade do vento. Verifica-se que a correlação é inexistente, pelo que esta grandeza não será considerada como grandeza de entrada.

Dos resultados obtidos por esta análise de correlação foram identificadas três grandezas de entrada, sendo elas: a temperatura do enrolamento grande do gerador, a temperatura do enrolamento traseiro do gerador e a temperatura do enrolamento da frente da caixa de engrenagens. Como algumas dos estudos realizados não foram totalmente conclusivas, foi ainda realizada uma análise com base no cálculo de *R de Pearson*. Esta já foi aqui referida e tem como fundamento determinar o coeficiente de correlação entre duas variáveis.

Na tabela 12, estão representadas todas as variáveis medidas pelo sistema SCADA do parque e o respetivo coeficiente de correlação existente entre cada uma e a grandeza de saída da rede neuronal.

Tabela 12: Coeficiente de correlação entre as grandezas medidas e a grandeza de saída.

Grandezas medidas	Coeficiente de correlação
Potência ativa	0,425929
Temperatura ambiente	0,274667
Corrente nas fases	0,449457
Frequência	0,008250
Temperatura do enrolamento da frente da caixa de engrenagens	0,954414
Temperatura do enrolamento da frente do gerador	0,483194
Temperatura do enrolamento grande do gerador	0,727718
Temperatura do enrolamento traseiro do gerador	0,773774
Velocidade de rotação do gerador	0,715243
Temperatura no enrolamento principal	0,616336
Temperatura na nacelle	0,230602
Potência reativa	-0,2332646
Velocidade do rotor	0,715048
Tensões nas fases	-0,0228438
Velocidade do vento	0,076618

Na tabela 12, a verde estão as três grandezas de entrada já selecionadas para integrar a rede neuronal, a azul as grandezas medidas cuja análise suscitaram algumas dúvidas e a vermelho as variáveis que já foram excluídas de serem grandezas de entrada para a rede neuronal através da primeira análise de correlação realizada. Através de uma abordagem da tabela 12 pode-se certificar que as três grandezas de entrada já selecionadas são as que possuem um maior coeficiente de correlação, pelo que se mantêm como variáveis de entrada. Verifica-se ainda que as variáveis excluídas possuem valores próximos de zero para este coeficiente, o que indica a baixa correlação destas variáveis com a grandeza de saída. De entre as quatro variáveis medidas pelo sistema SCADA do parque eólico em estudo que ainda estavam em dúvida, serão selecionadas as duas com maior coeficiente de correlação, ou seja, a velocidade de rotação do gerador e a velocidade do rotor integrarão as grandezas de entrada da rede neuronal. Deste modo, a rede neuronal a ser construída irá possuir cinco grandezas de entrada.

Uma vez selecionadas as grandezas de entrada da rede neuronal, irá ser realizada uma análise aos atrasos que cada grandeza possui em relação à variável de saída. Como já foi referido, por vezes uma variação na grandeza de entrada só se faz sentir na grandeza de saída algum tempo depois, daí que seja necessária esta investigação de maneira a encontrar esses atrasos caso existam e assim os corrigir.

De seguida irão ser apresentados os resultados desta análise de correlação cruzada e a respetiva interpretação dos mesmos. Da figura 69 à 73 estão representados os resultados desta abordagem. Nestas figuras o eixo dos *xx* diz respeito ao período de amostragem dos dados, que é de 10 minutos.

Na figura 69, está representada a correlação cruzada entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens e a temperatura do enrolamento traseiro do gerador. A temperatura do enrolamento traseiro do gerador possui um avanço de um período de tempo em relação à grandeza de saída, o que significa que uma variação desta grandeza se fará sentir na grandeza de saída um período de tempo em avanço. Deste modo, esta grandeza de entrada tem de ser adiantada de uma unidade de tempo, quando for integrada nas grandezas de entrada da rede neuronal.

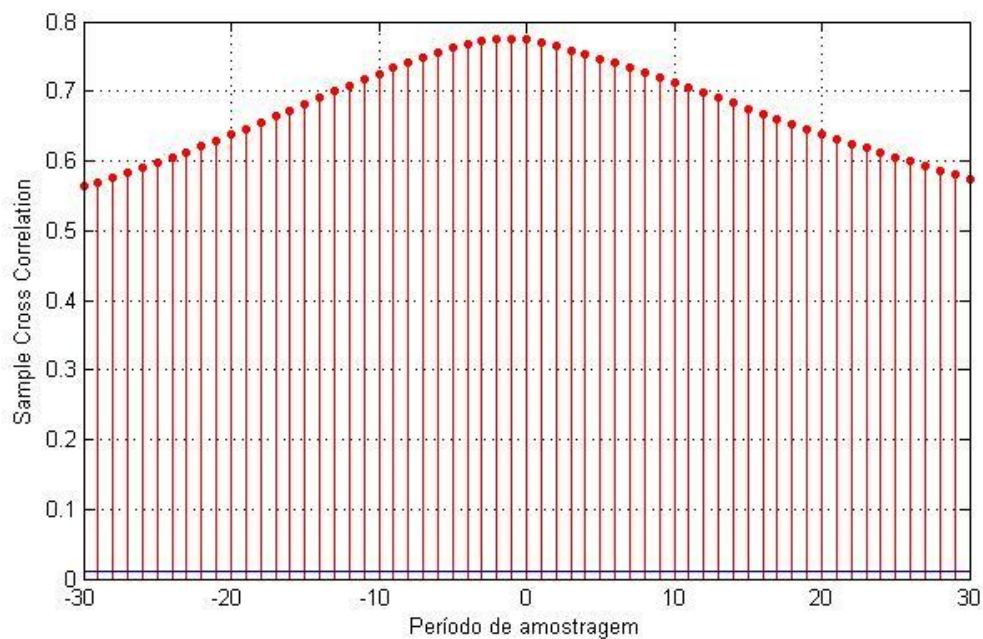


Figura 69: Correlação cruzada entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens e a temperatura do enrolamento traseiro do gerador.

Na figura 70 onde está representada a correlação cruzada entre a grandeza de saída com a temperatura do enrolamento da frente da caixa de engrenagens, o valor máximo ocorre em zero, pelo que não existe qualquer atraso.

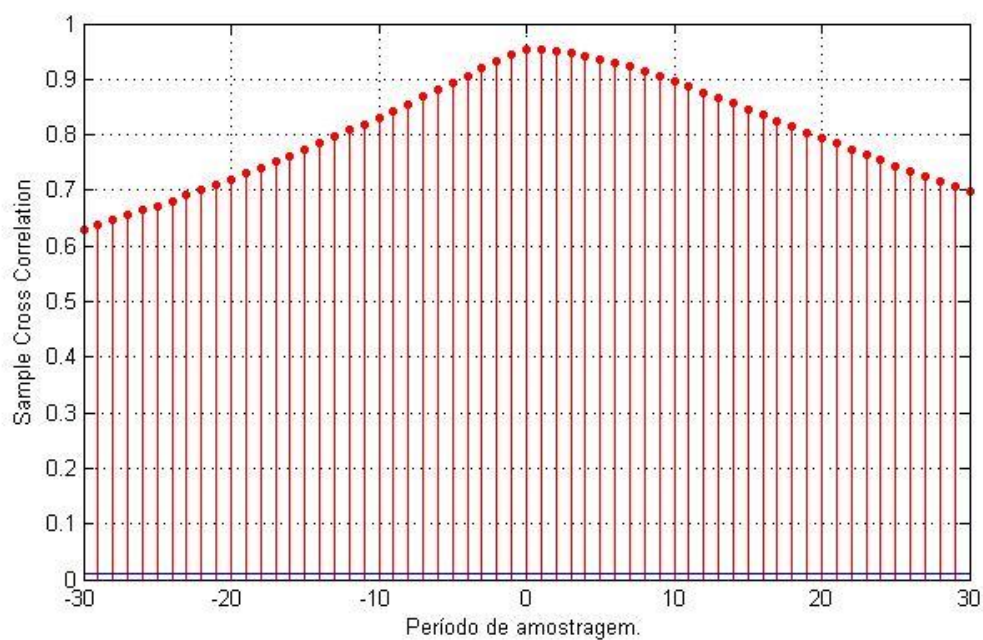


Figura 70: Correlação cruzada entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens e a temperatura do enrolamento da frente da caixa de engrenagens.

Na figura 71 está representada a correlação cruzada entre a grandeza de saída e a temperatura do enrolamento grande do gerador. O valor máximo ocorre em zero, pelo que uma vez mais não existe qualquer atraso.

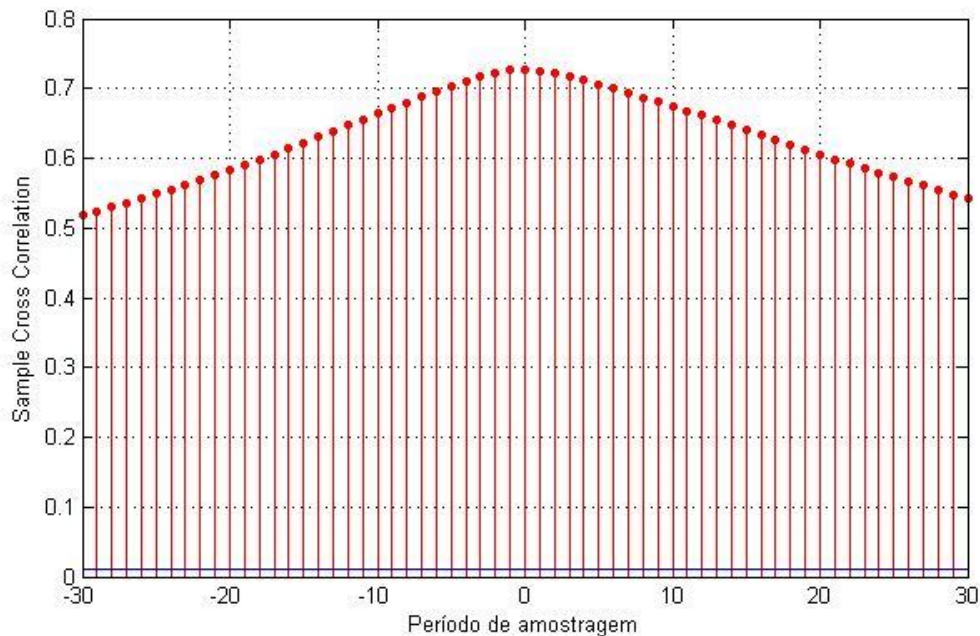


Figura 71: Correlação cruzada entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens e a temperatura do enrolamento grande do gerador.

Na figura 72 está representada a correlação cruzada entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens e a velocidade do rotor. O valor máximo nesta situação ocorre no terceiro período de amostragem. A velocidade do rotor possui um atraso de três períodos de tempo em relação à grandeza de saída, o que revela que uma variação desta grandeza apenas se fará sentir na grandeza de saída três períodos de tempo depois. Deste modo, esta grandeza de entrada tem de ser atrasada três unidades de tempo, quando for integrada nas grandezas de entrada da rede neuronal.

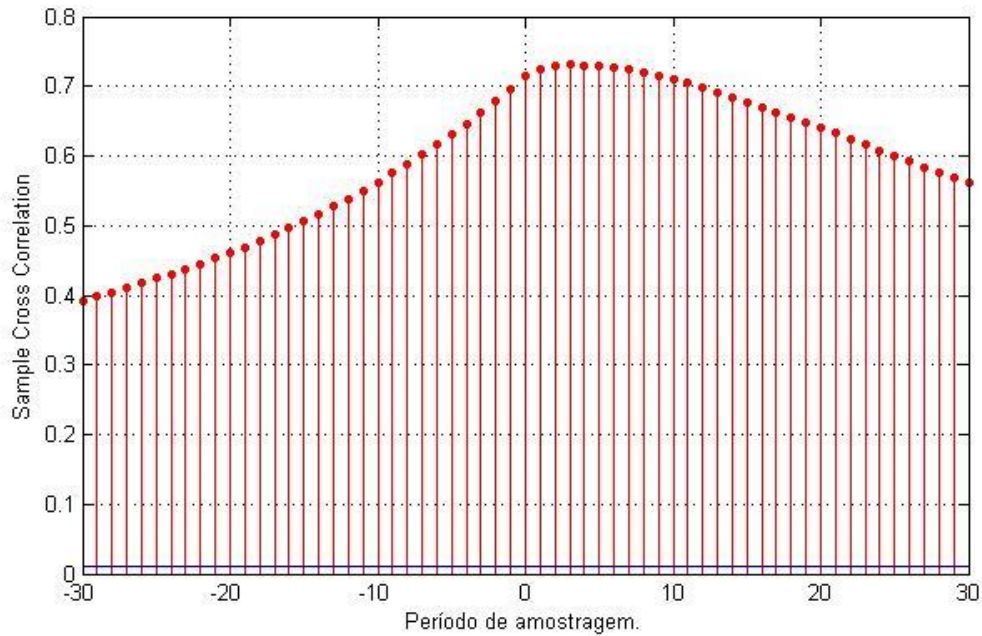


Figura 72: Correlação cruzada entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a velocidade do rotor.

Na figura 73 está representada a correlação cruzada entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens e a velocidade de rotação do gerador. Nesta situação aplica-se o mesmo que no caso da velocidade do rotor, pois existe um atraso de três períodos de tempo.

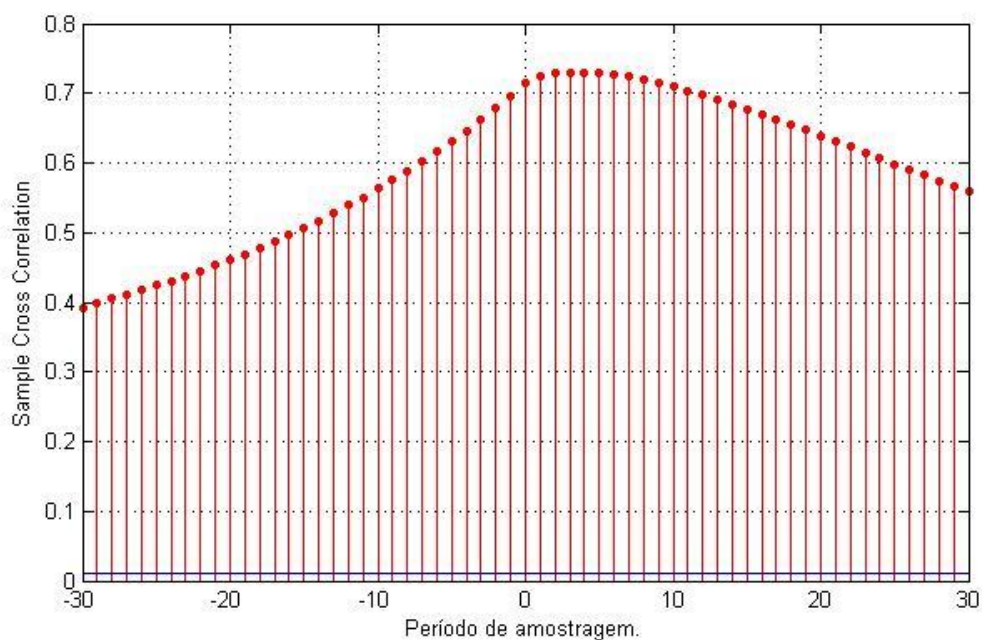


Figura 73: Correlação cruzada entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens com a velocidade de rotação do gerador.

Estão assim analisados os atrasos existentes entre as grandezas de entrada e a grandeza de saída da rede neuronal. Deste modo encontra-se concluída a escolha das grandezas de entrada e da grandeza de saída, bem como os respetivos atrasos existentes entre ambas. Na tabela 13 está representado um resumo dos resultados obtidos.

Tabela 13: Resumo das grandezas de entrada e de saída selecionadas para a rede neuronal a ser usada para deteção de avarias em caixas de engrenagens.

Grandezas de entrada		Grandeza de saída
Grandeza	Atraso	Temperatura do óleo da caixa de engrenagens.
Temperatura do enrolamento da frente da caixa de engrenagens.	t	
Temperatura do enrolamento grande do gerador.	t	
Temperatura do enrolamento traseiro do gerador.	t+1	
Velocidade de rotação do gerador.	t-3	
Velocidade do rotor.	t-3	

De seguida apresenta-se na figura 74 o esquema da rede neuronal a ser usado na deteção de avarias em caixas de engrenagens. Neste esquema, estão representadas as grandezas de entrada, a grandeza de saída, as camadas da rede e a arquitetura multicamada.

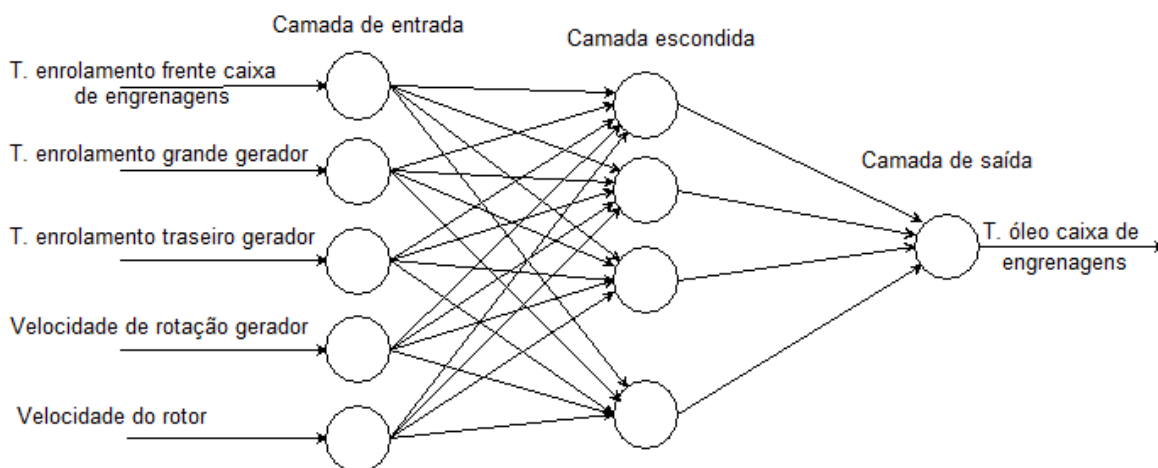


Figura 74: Arquitetura da rede neuronal para deteção de avarias em caixas de engrenagens de aerogeradores.



### 5.2.3. SELEÇÃO DA REDE NEURONAL

Como já referido, a arquitetura a ser usada é a de uma rede alimentada diretamente (*feed-forward neural network*), caracterizada por ter múltiplas camadas por isso pode ser denominada de *multilayer perceptron* (MLP). Esta rede possui normalmente três camadas processando-se nesta sequência: a informação entra na camada de entrada, sendo depois processada na camada escondida e por fim é produzida uma previsão para a variável de saída na camada de saída. A informação flui sempre neste sentido.

Depois de escolhida a arquitetura, deve-se ter em consideração o número de neurónios a seleccionar para cada camada.

Na camada de entrada o número de neurónios é igual ao número de grandezas de entrada. Desta forma, para a rede neuronal que servirá para deteção de avarias em caixas de engrenagens, proposta neste trabalho, foram seleccionadas cinco grandezas de entrada, pelo que existirão cinco neurónios na camada de entrada.

Relativamente à camada escondida, é de referir que as redes neuronais podem possuir uma ou mais camadas escondidas e cada uma pode possuir vários neurónios. Nesta investigação há apenas uma camada escondida, sendo necessário definir o número de neurónios nela contida. Para tal, foi escolhido um aerogerador e criada uma rede para deteção de avarias em caixas de engrenagens com 10, 15 e 20 neurónios. Na tabela 14, estão os resultados obtidos para estas simulações, onde se pode constatar os tempos de treino necessários e a precisão obtida.

Tabela 14: Tempo de treino e Precisão para redes neuronais com número de neurónios diferentes na camada escondida.

	10 Neurónios	15 Neurónios	20 Neurónios
Tempo de Treino	59s	1m18s	1m26s
Precisão	0,97033	0,98408	0,98744

Relativamente à precisão observa-se que esta é mais eficaz quanto maior é o número de neurónios embora este aumento de neurónios se traduza no aumento do tempo de treino da rede neuronal. Com base nestes resultados, o número de neurónios a ser implementados

nas redes neuronais será de 20, porque apesar de possuir um maior tempo de treino, possui também uma maior precisão e a diferença entre os tempos de treino não é elevada relativamente à rede de 10 neurónios.

#### **5.2.4. CONJUNTO DE TREINO**

Após a definição da estrutura da rede neuronal, deve-se proceder à definição do conjunto de treino a ser usado para o treino da rede neuronal.

O conjunto de treino deve ser o mais fiável possível de modo a que a rede seja treinada com dados que forneçam informações corretas acerca do funcionamento do equipamento. Quanto maior for a dimensão do conjunto de treino, melhor será a resposta dada pela rede neuronal aos estímulos dados. No entanto, quanto maior for este conjunto de treino, maior é a possibilidade de integração de erros no seu conjunto, o que se pretende evitar. Deste modo, deve-se proceder a uma seleção dos dados para que a rede não seja treinada com erros.

Estes erros podem ser retirados do conjunto de treino com base numa análise aos *service reports* fornecidos. Os *service reports* contêm informação acerca das avarias ocorridas, do período de duração, do início da avaria, do fim da avaria e do período de inatividade associado. A partir daqui pode-se realizar uma análise ao período anterior à ocorrência de avaria, pois é muito provável que esses registos já estejam “contaminados” e que por isso tenham de ser retirados do conjunto de treino. Com base numa inspeção rigorosa destes elementos pode ser evitada a introdução de dados com informação errada acerca do correto funcionamento do equipamento a monitorizar. De salientar que em caso de substituição de um equipamento, a rede tem de ser treinada de novo com os dados que traduzam o funcionamento do novo equipamento.

Terminada a recolha de informação fiável e sem erros sobre as caixas de engrenagens, deve-se analisar os diversos fatores que influenciam o comportamento da temperatura do óleo da caixa de engrenagens. Com o objetivo de definir um padrão de comportamento normal da temperatura do óleo da caixa de engrenagens, foi realizada uma análise à variação da temperatura durante o ano, nas condições de funcionamento normal. Desta se conclui que o intervalo entre 45 °C e 55 °C é o ideal para o funcionamento da caixa de engrenagens. Se a temperatura descer abaixo dos 45 °C, deve-se ter em atenção que esta não atinja o ponto crítico, pois se tal ocorrer existe o risco de congelamento. Caso ocorra o

contrário, ou seja, para temperatura superiores a 55 °C, podem ocorrer problemas graves, pois a durabilidade e qualidade do óleo deterioram-se muito podendo originar avarias ou mesmo ruturas em equipamentos. De modo a evitar que a temperatura suba demasiado existe um sistema de arrefecimento, e para evitar que suba ou desça excessivamente existe ainda um sistema que gera avisos destas ocorrências.

A temperatura do óleo da caixa de engrenagens é influenciada por vários fatores, como por exemplo a temperatura ambiente, o regime de funcionamento da máquina e a velocidade do vento, ou seja, a temperatura do óleo da caixa de engrenagens oscila consoante a potência varia. Deste modo a tabela 15 foi desenvolvida tendo por base os aerogeradores do parque em estudo, e com o objetivo de encontrar o valor limite da temperatura do óleo nas condições normais de funcionamento. A tabela 15 apresenta o valor limite da temperatura do óleo da caixa de engrenagens, para variações do valor de potência em 100 kW.

Tabela 15: Limite máximo admissível para a temperatura do óleo da caixa de engrenagens, por escalões de potência produzida.

Potência (kW)	Temperatura máxima do óleo da caixa de engrenagens (°C)
0-100	50.55
101-200	51.41
201-300	52.19
301-400	52.55
401-500	52.57
501-600	52.29
601-700	52.43
701-800	52.54
801-900	53.56
901-1000	53.12
1001-1100	53.29
1101-1200	53.48
1201-1300	53.68
1301-1400	53.82
1401-1500	53.50
1501-1600	54.88
>1600	54.49

### 5.3. DISCUSSÃO DE RESULTADOS

Este método de previsão de avarias na caixa de engrenagens de aerogeradores é baseado na previsão da temperatura do óleo da caixa de engrenagens, por meio da rede neuronal desenvolvida. Posteriormente comparam-se esses resultados com os reais. Esta comparação tem como principal objetivo verificar os desvios existentes, ou tendências de desvio, entre as grandezas em confrontação.

As redes neuronais implementadas para previsão de avarias nas caixas de engrenagens foram treinadas com um conjunto de dados obtidos de acordo com o ponto 5.2.4., ou seja, elementos que representam a informação acerca do estado de funcionamento sem anomalias.

O indicador usado para aferir os desvios entre a temperatura real e a temperatura prevista pela rede para o óleo da caixa de engrenagens é o erro médio absoluto (MAE), dado pela equação 10.

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \sqrt{e_i^2} \quad (10)$$

onde  $e_i$  representa o erro entre o valor real e o valor estimado das temperaturas e  $n$  representa o número de valores estimados pela rede neuronal.

Quando o MAE for maior que 1,0, ou quando perante o histórico de um determinado aerogerador existam valores muito acima desse histórico, ou se se registar uma tendência no crescimento deste indicador, então poder-se-á estar perante uma possível anomalia no equipamento em monitorização. A estimação aqui desenvolvida é realizada para valores mensais em seis aerogeradores com anomalias e para valores diários em dois aerogeradores com anomalias.

De referir que dos sessenta e nove aerogeradores em estudo apenas nove aerogeradores não possuem qualquer tipo de avaria ou aviso nas caixas de engrenagens, sendo eles, as máquinas 302, 313, 319, 327, 340, 344, 347, 349, 354 e 364. O primeiro número diz respeito ao parque eólico e os dois seguintes correspondem ao número do aerogerador.

No parque em estudo existem dois tipos de avisos e avarias referentes a caixas de engrenagens, a saber: a) Pressão do óleo da caixa de engrenagens demasiado baixa; b)

Nível do óleo da caixa de engrenagens demasiado baixo. Deixou-se de lado o segundo aviso uma vez que apenas ocorre em duas máquinas e por um curto período de tempo. Na tabela 16 pode-se observar os aerogeradores com avisos de pressão do óleo demasiado baixa e o tempo de inatividade associado a cada um. De referir que caso este problema não seja resolvido podem existir danos sérios para os componentes da caixa de engrenagens, podendo mesmo em último caso levar à troca da mesma. Desta análise pode-se observar quais os aerogeradores com maior tempo de inatividade, no parque eólico em estudo, devido a este aviso na caixa de engrenagens.

Tabela 16: Tempo de inatividade associado à pressão do óleo demasiado baixa.

Aerogerador	Tempo de inatividade (h)	Aerogerador	Tempo de inatividade (h)
301	0,0299	335	0,0729
303	0,0125	336	0,1522
304	0,4007	337	0,1000
305	0,0778	338	0,1757
306	0,0001	339	0,5007
307	0,1118	341	0,2819
308	0,1181	342	0,0819
309	0,3757	343	0,2382
310	0,0882	345	0,0972
311	0,2708	346	0,5395
312	0,0001	348	0,0111
314	1,2161	350	0,0125
315	0,0944	351	0,5201
316	0,1333	352	0,0688
317	0,0972	353	0,0798
318	0,1111	355	0,0784
320	0,0729	356	0,4347
321	0,0743	357	0,0861
322	0,1403	358	0,0729
323	0,0708	359	0,1875
324	0,3938	360	0,0638
325	0,0001	361	0,1458
326	0,0840	362	0,0001
328	0,1375	363	0,1812
329	0,2146	365	0,0001
330	0,1965	366	0,0666
331	0,2222	367	0,1840
332	0,0694	368	0,0937
333	0,0681	369	0,1458
334	0,0001		

Antes de iniciar uma análise em máquinas com problemas nas caixas de engrenagens, interessa ainda saber qual o comportamento das redes neuronais aqui desenvolvidas em

uma máquina sem qualquer anomalia na caixa de engrenagens durante o período de tempo em análise. Para tal utilizou-se uma máquina sem registo de avarias, o aerogerador 327.

De seguida realiza-se ainda uma reflexão analítica aos problemas ocorridos nas caixas de engrenagens dos aerogeradores 304, 308, 314, 339, 346 e 356. Em todos estes aerogeradores não houve necessidade, até à data, de realizar a substituição das caixas de engrenagens. Apenas foram realizadas ações de correção aos defeitos detetados.

### **Máquina 327**

Tabela 17: Resultados para MAE para a máquina 327.

Meses	Ano	MAE
Novembro	2012	1,055061
Dezembro	2012	1,061041
Janeiro	2013	1,167175
Fevereiro	2013	1,259005
Março	2013	1,09281
Abril	2013	1,023879
Maio	2013	0,916803
Junho	2013	0,955951
Julho	2013	0,949153
Agosto	2013	0,942566
Setembro	2013	1,095966
Outubro	2013	1,056222
Novembro	2013	1,156079
Dezembro	2013	1,140607

Constata-se que os valores de MAE não sofrem grandes oscilações pelo que nenhuma anomalia foi detetada. No entanto, pode-se constatar que no mês de Fevereiro, o valor de MAE é ligeiramente maior que durante todo o ano, o que pode ser explicável pelo facto de este mês ser o último do ano antes de ser realizada a manutenção anual, realizada neste

mês. Pode-se constatar que a após a manutenção anual realizada em fevereiro, os valores de MAE decrescem, o que demonstra a eficácia das ações levadas a cabo.

### **Máquina 304**

A máquina 304 foi treinada com dados de Novembro de 2012 a Abril de 2013, ou seja, 6 meses de dados de treino. A tabela 18 apresenta os resultados obtidos pela rede neuronal treinada para a previsão de avarias na caixa de engrenagens da máquina 304.

Tabela 18: Resultados para MAE para a máquina 304.

Meses	Ano	MAE
Novembro	2012	0,9832
Dezembro	2012	1,0233
Janeiro	2013	1,1534
Fevereiro	2013	1,2652
Março	2013	1,0790
Abril	2013	0,9760
Maio	2013	0,8645
Junho	2013	0,8612
Julho	2013	1,0014
Agosto	2013	1,0186
Setembro	2013	1,0437
Outubro	2013	1,2219
Novembro	2013	3,5729
Dezembro	2013	6,3716

Esta máquina recebeu três avisos no dia 28 de outubro de 2013, referentes à pressão baixa do óleo da caixa de engrenagens e mais outros dois em dezembro de 2013, um no dia 16 e outro no dia 23. Este último foi caótico para este aerogerador visto que nesta avaria foi necessário interromper a produção e levar a cabo uma reparação. De salientar ainda a

existência de forte vibração na torre eólica neste mesmo dia, que levou a várias interrupções.

Pode-se constatar que em Fevereiro de 2013 ocorreu uma pequena elevação do valor do MAE, mas após consulta dos *service reports* verifica-se que é durante este mês que é realizada a manutenção anual no aerogerador. Conclui-se também que as ações de manutenção levadas a cabo foram eficazes, pois o valor do MAE nos meses seguintes reduziu significativamente.

Através dos resultados proporcionados pela tabela 18 pode-se ainda testemunhar que já no mês de outubro de 2013 o valor do MAE se desviava dos valores obtidos nos 7 meses anteriores. No mês de novembro de 2013 esse valor cresceu e em dezembro de 2013 acentuou-se mais, ou seja, a rede previu com uma antecipação de três meses a avaria ocorrida no dia 23 de dezembro que levou à reparação da caixa de engrenagens.

Constata-se que entre abril e setembro de 2013, o MAE vai subindo ligeiramente, o que pode resultar do envelhecimento dos materiais e do estado do óleo.

### **Máquina 308**

Apesar de a máquina 308 não ser um dos aerogeradores com maior tempo de inatividade, esta irá ser alvo de análise de modo a escrutinar o comportamento deste engenho para avarias com pouco impacto nos aerogeradores e com um tempo de inatividade reduzido.

A máquina 308 foi treinada com dados de novembro de 2012 a abril de 2013. Na tabela 19 estão representados os resultados obtidos pela rede neuronal para a previsão de avarias no aerogerador 308.

Visualiza-se uma vez mais em fevereiro de 2013 um aumento do MAE que culmina no mesmo mês, por terem sido realizadas, tal como foi referido anteriormente, as ações de manutenção anuais neste aerogerador. Atesta-se que as ações de manutenção foram eficazes, pois após a intervenção nos aerogeradores o valor do MAE diminuiu.

Nesta máquina existe a ocorrência de dois avisos, um no dia 7 de agosto de 2013 e outro no dia 13 de agosto de 2013, a seguir aos quais foi efetuada uma reparação na caixa de engrenagens. No entanto no mês de outubro, embora não exista qualquer tipo de ocorrência na caixa de engrenagens, foram registadas avarias no leme e nos travões da torre eólica, o



que pode ter influenciado o valor do MAE neste período. Infere-se que estas reparações foram eficazes, uma vez que em novembro os valores do MAE foram normalizados. No mês de dezembro o valor do MAE volta a subir e, embora não existam mais informações, pode ser sinal de uma possível avaria na caixa de engrenagens.

Tabela 19: Resultados para MAE para a máquina 308.

Meses	Ano	MAE
Novembro	2012	1,1270
Dezembro	2012	1,1741
Janeiro	2013	1,3243
Fevereiro	2013	1,6080
Março	2013	1,2829
Abril	2013	1,1876
Maiο	2013	1,2089
Junho	2013	1,2560
Julho	2013	1,2991
Agosto	2013	1,3503
Setembro	2013	1,6568
Outubro	2013	1,9155
Novembro	2013	1,2125
Dezembro	2013	1,8663

### **Máquina 339**

Neste aerogerador a avaria ocorre em janeiro de 2013, o que impossibilitou o uso dos dados iniciais, ou seja, de novembro de 2012 a abril de 2013. Por este motivo foi necessário desenvolver outra via de análise para este tipo de casos em que a rede não pode ser treinada com dados anteriores à avaria. Deste modo, o treino desta rede neuronal será realizado com os dados dos meses seguintes à avaria, de modo a que a rede não seja

treinada com erros. Garante-se assim um treino sem incorreção, pois após uma avaria, caso esta seja bem reparada, os valores do MAE são normalizados. A máquina 339 foi treinada com dados de março de 2013 até setembro de 2013. Na tabela 20 estão representados os resultados obtidos pela rede neuronal para a previsão de avarias no aerogerador 339.

Tabela 20: Resultados para MAE para a máquina 339.

Meses	Ano	MAE
Novembro	2012	0,7019
Dezembro	2012	0,7121
Janeiro	2013	1,2610
Fevereiro	2013	0,7399
Março	2013	0,6703
Abril	2013	0,5476
Maio	2013	0,4656
Junho	2013	0,4503
Julho	2013	0,4313
Agosto	2013	0,4210
Setembro	2013	0,5099
Outubro	2013	0,5906
Novembro	2013	0,7440
Dezembro	2013	0,8029

Nesta máquina, em janeiro, há a ocorrência de quatro avisos antes da avaria ser efetivamente reparada, dois dos quais ocorrem no dia 22, um no dia 23 e outro no dia 24. Após o aviso dado no dia 24 de janeiro foram tomadas medidas de reparação na caixa de engrenagens devido à ocorrência da avaria. Pode-se observar que estas medidas foram bem realizadas, pois após a intervenção no aerogerador o valor do MAE diminuiu bastante. A ferramenta utilizada constata efetivamente a avaria no mês de janeiro, sendo que nos dois meses anteriores, olhando para o histórico do MAE médio desta máquina, o valor de MAE

já se encontrava alterado. A alteração dos valores do MAE em novembro e dezembro pode dever-se à forte vibração registada na torre nesses meses.

### **Máquina 356**

Neste aerogerador usa-se o mesmo modo de treino da rede, ou seja, a rede será treinada com dados após a avaria. Deste modo, o treino da rede neuronal será realizado com os dados dos meses seguintes à avaria, de modo a que a rede não seja treinada com dados que contenham erros. O aerogerador 356 foi treinado com dados de abril de 2013 até setembro de 2013. Na tabela 21 estão representados os resultados obtidos pela rede neuronal para a previsão de avarias no aerogerador 356.

Tabela 21: Resultados para MAE para a máquina 356.

Meses	Ano	MAE
Novembro	2012	0,8572
Dezembro	2012	0,8209
Janeiro	2013	1,0767
Fevereiro	2013	1,1828
Março	2013	1,2098
Abril	2013	0,7050
Maio	2013	0,6283
Junho	2013	0,6486
Julho	2013	0,6729
Agosto	2013	0,6868
Setembro	2013	0,6683
Outubro	2013	0,6869
Novembro	2013	0,8376
Dezembro	2013	0,8132

Neste caso, recorrendo aos *service reports*, foram verificadas duas avarias, uma que ocorre no dia 11 de fevereiro de 2013 e a outra no dia 25 de março de 2013, pois nesses meses os

valores do MAE estão alterados e elevados, conforme consta da tabela. Pode-se ainda concluir que a avaria de fevereiro foi mal resolvida, pois o valor do MAE não diminui no mês seguinte, e ainda é gerada uma segunda avaria no mês de março. Daqui se pode inferir que muito provavelmente esta segunda avaria podia ser evitada, pois a ferramenta dá indicações sobre a não resolução da primeira avaria, e assim poder-se-ia ter mandado uma equipa ao local que verificaria a situação.

### **Máquina 314**

Neste aerogerador foram usados dados de novembro de 2012 a maio de 2013 para treino da rede neuronal, devido ao facto de avaria ocorrer no fim do ano de 2013. Na tabela 22 estão representados os resultados obtidos pela rede neuronal para a previsão de avarias na caixa de engrenagens no aerogerador 314.

Tabela 22: Resultados para MAE para a máquina 314.

Meses	Ano	MAE
Novembro	2012	0,6542
Dezembro	2012	0,6709
Janeiro	2013	0,7107
Fevereiro	2013	0,6639
Março	2013	0,6663
Abril	2013	0,5978
Maió	2013	0,5285
Junho	2013	0,5279
Julho	2013	0,5627
Agosto	2013	0,6367
Setembro	2013	0,7848
Outubro	2013	0,9469
Novembro	2013	0,9143
Dezembro	2013	0,8226

Este aerogerador foi alvo de uma avaria ocorrida no dia 22 de novembro de 2013, no entanto já tinha sido gerado um aviso de que a pressão do óleo estava demasiado baixa no dia 13 de agosto de 2013. Pela leitura da tabela 22, a rede neuronal começa a detetar a avaria em setembro de 2013, ou seja, a avaria foi prevista com dois meses de antecedência. Deste modo pode-se concluir que uma correta análise desta informação poderia evitar a ocorrência desta avaria. De realçar que para cada máquina deve ser visualizado o histórico do valor do MAE, pois observa-se claramente que, para esta, valores normais do MAE situam-se entre 0,6 e 0,7.

Pode-se constatar que em janeiro de 2013 existe um pequeno crescimento do valor do MAE, mas após consulta dos *service reports* regista-se a realização da manutenção anual do aerogerador neste mês. Pode-se também comprovar que as ações de manutenção levadas a cabo foram eficazes, pois o valor do MAE nos meses seguintes reduziu significativamente.

### **Máquina 346**

Neste aerogerador foram usados dados de novembro de 2012 a maio de 2013 para treino da rede neuronal, devido ao facto de avaria ocorrer no dia 11 de Novembro de 2013. Na tabela 23 estão os resultados obtidos pela rede neuronal para a previsão de avarias na caixa de engrenagens no aerogerador 346.

Tabela 23: Resultados para MAE para a máquina 346.

Meses	Ano	MAE
Novembro	2012	0,629308
Dezembro	2012	0,785492
Janeiro	2013	0,754508
Fevereiro	2013	0,674397
Março	2013	0,667199
Abril	2013	0,678533
Maió	2013	0,583374
Junho	2013	0,64006
Julho	2013	0,672952
Agosto	2013	0,570682
Setembro	2013	0,762647
Outubro	2013	0,872646
Novembro	2013	1,112211
Dezembro	2013	0,770035

Este aerogerador foi alvo de uma avaria ocorrida no dia 11 de novembro de 2013. Pela leitura da tabela 23, a rede neuronal começa a detetar a avaria em outubro de 2013, ou seja, a avaria foi prevista no mês anterior à data da sua real ocorrência. Deste modo pode-se concluir que uma correta análise desta informação poderia evitar a ocorrência desta avaria, pois poderiam ter sido tomadas medidas preventivas. De realçar que para cada máquina deve ser visualizado o histórico do valor do MAE, pois observa-se claramente que, para este aerogerador, valores normais do MAE situam-se, aproximadamente, entre 0,6 e 0,78 °C.

Pode-se constatar que em janeiro de 2013 existe um ligeiro crescimento do valor do MAE, mas após consulta dos *service reports* regista-se a realização da manutenção anual do

aerogerador neste mês. Pode-se também comprovar que as ações de manutenção levadas a cabo foram eficazes, pois o valor do MAE nos meses seguintes reduziu significativamente.

De seguida realiza-se uma análise dia-a-dia na máquina 339 e 356, a fim de verificar o comportamento desta ferramenta para deteção de avarias diárias. Pretende-se com isto que esta ferramenta possa ser usada diariamente e que através de valores, elevados ou fora do normal de MAE, se possam retirar conclusões acerca das possíveis avarias a ocorrer. Assim, o gestor do parque poderia ter ao seu dispor um modo de monitorizar as caixas de engrenagens diariamente e, através dos resultados, retirar conclusões sobre a necessidade de intervenções, ou não, nos diversos aerogeradores do parque eólico. De seguida, apresenta-se os resultados obtidos, bem como uma análise aos mesmos.

### **Máquina 339 dia-a-dia**

A rede usada para a obtenção destes resultados é a mesma que foi usada no aerogerador 339, uma vez que se trata da mesma máquina. Nesta análise pretende-se verificar se seria possível verificar com antecedência a ocorrência da avaria verificada no dia 23 e 24 de janeiro. Considerando valores acima de 0,9 °C para o MAE, pode-se observar nos valores assinalados a amarelo na tabela 24, que desde o dia 3 de janeiro, esta máquina apresenta resultados de MAE elevados. Estes valores fornecem assim informação importante sobre o funcionamento diário do aerogerador. Uma análise aprofundada destes resultados diariamente poderia prevenir esta avaria, pois no dia 14 e 15 de janeiro o valor de MAE ultrapassa os 1,5, podendo e devendo ter sido enviada uma equipa ao local, que identificaria a avaria. Deste modo poderiam ser evitados os quatro dias de inatividade relacionados com a mesma e consequentemente aumentar-se a disponibilidade deste aerogerador e reduzir os custos associados à manutenção.

Tabela 24: Resultados para MAE para a máquina 339 dia-a-dia.

<b>Mês Janeiro</b>	<b>MAE</b>
Dia 1	0,5670
Dia 2	0,6905
Dia 3	0,8936
Dia 4	0,9840
Dia 5	0,9047
Dia 6	0,8506
Dia 7	0,8146
Dia 8	0,8480
Dia 9	0,6474
Dia 10	0,7308
Dia 11	0,5150
Dia 12	0,6513
Dia 13	0,9308
Dia 14	1,7394
Dia 15	1,5917
Dia 16	0,7814
Dia 17	0,7910
Dia 18	2,7740
Dia 19	8,4278
Dia 20	10,2814
Dia 21	-
Dia 22	-
Dia 23	-
Dia 24	1,1484
Dia 25	0,6600
Dia 26	1,0245
Dia 27	0,7343
Dia 28	0,5534
Dia 29	0,6238
Dia 30	0,6577
Dia 31	0,8121



### Máquina 356 dia-a-dia

Tabela 25: Resultados para MAE para a máquina 356 dia-a-dia.

<b>Mês Fevereiro</b>	<b>MAE</b>
Dia 1	0,988291
Dia 2	0,851995
Dia 3	0,899047
Dia 4	0,746323
Dia 5	1,067302
Dia 6	0,742355
Dia 7	0,554782
Dia 8	2,825576
Dia 9	0,606156
Dia 10	1,054033
Dia 11	-
Dia 12	0,814471
Dia 13	0,641
Dia 14	0,902865
Dia 15	0,703757
Dia 16	0,78226
Dia 17	0,877016
Dia 18	0,814365
Dia 19	0,593764
Dia 20	0,830643
Dia 21	0,700239
Dia 22	0,750857
Dia 23	0,782318
Dia 24	0,372596
Dia 25	0,439726
Dia 26	0,632582
Dia 27	0,891665
Dia 28	0,600629

Uma vez mais para as simulações diárias da rede foi usada a rede criada para esta máquina. Na tabela 25 estão representados os resultados para as simulações dia-a-dia para o aerogerador 356. Pode-se concluir uma vez mais, que nos dias antecedentes à avaria, os

valores de MAE já se encontravam fora dos valores normais. Os valores assinalados a amarelo na tabela 25 são elucidativos disso mesmo. De referir, que nesta tabela não estão presentes resultados para o mês de fevereiro, no entanto numa análise a esses resultados poder-se-ia observar a existência de sinais indicativos desta avaria, principalmente no final do mês. Daqui se constata, que a partir da análise destes dados juntamente com uma análise no aerogerador se poderia evitar a avaria com 10 dias de antecedência de acordo com os resultados obtidos pela rede neuronal, reduzindo assim o tempo de inatividade.

Pode-se então concluir que uma análise diária aos aerogeradores do parque seria de grande importância, já que permitiria detetar avarias antes da sua real ocorrência e conseqüentemente diminuir-se o tempo de inatividade a elas associadas. Garantia-se também uma maior disponibilidade do parque com um planeamento das ações de manutenção aprimorado. Assim sendo, uma ferramenta como esta pode garantir uma otimização do uso do parque eólico.

#### **5.4. CONCLUSÕES**

Verifica-se que no caso de estudo o componente que mais é afetado por avarias é a caixa de engrenagens, o que demonstra que este componente não foi escolhido ao acaso e a importância de desenvolver esta ferramenta de monitorização para este componente, de modo a que seja possível realizar uma previsão de avarias em caixas de engrenagens.

Demonstra-se também neste trabalho uma metodologia para seleção das grandezas mais importantes bem como a forma de escolha do período temporal das grandezas selecionadas. A escolha das grandezas foi realizada de acordo com o comportamento entre as grandezas e a grandeza de saída. O período temporal para treino das redes foi baseado no período de dados fornecido bem como no período de ocorrência das avarias.

Depois de treinada a rede e realizadas as simulações é possível criar um modelo de funcionamento das caixas de engrenagens que permite aferir a existência ou não de desvios perante as condições de funcionamento existentes.

Os resultados obtidos pela ferramenta desenvolvida são excelentes, pois permitem realizar a deteção de algumas anomalias com uma antecedência temporal bastante considerável. De realçar que esta ferramenta não necessita de investimento em equipamentos adicionais aos

existentes no parque, pois faz uso dos dados fornecidos pelo sistema SCADA do parque eólico.



## 6. CONCLUSÕES

No capítulo 2 foi observado que a injeção de energia eólica em Portugal e no Mundo tem vindo a aumentar a cada ano que passa, não podendo por isso esta temática ser menosprezada. Muito contribuiu para esta evolução as diretivas divulgadas pelos organismos mundiais com a finalidade de redução dos GEE e o aumento da produção de energia elétrica através de fontes de energia renováveis, com especial enfoque para a energia eólica. Verificou-se também que quando os parques eólicos atingiram uma importância elevada na produção de energia elétrica, foi necessário criar legislação em alguns países para controlo deste tipo de instalações, como forma de obrigar estes produtores a contribuírem para a estabilidade e segurança da rede elétrica.

A nível construtivo também se verifica uma evolução enorme ao longo dos anos e para tal muito contribui a evolução da indústria nos últimos anos. Verifica-se que existe uma saudável concorrência entre as empresas do ramo e cada vez mais os aerogeradores produzem mais energia eólica, possuem maior potência, são mais estáveis e em alguns casos arrojados.

Constou-se ainda o problema da integração destes parques na rede elétrica e a forte necessidade da recorrência a centros de despacho e controlo como forma de aumentar a segurança da operação de todo o sistema.

No capítulo 3 verifica-se que existe uma grande preocupação dos promotores eólicos em aumentar a disponibilidade dos parques eólicos. Devido ao aumento da idade dos aerogeradores mais antigos e o fim da garantia dos mesmos torna-se essencial apostar em ferramentas que permitam monitorizar os equipamentos e realizar assim um planeamento mais seguro das ações de manutenção a levar a cabo.

Os métodos de monitorização e deteção de falhas são recentes, no entanto já se encontram desenvolvidas e em investigação muitas soluções que permitam ajudar os operadores dos parques eólicos e às suas empresas na manutenção dos mesmos. Estas ferramentas possuem em comum o facto de usufruírem dos dados fornecidos pelos sistemas SCADA implementados nos parques eólicos, devendo estas medidas serem analisadas da melhor forma possível e modo a prevenir futuras avarias.

Nesta perspetiva de melhoria surge a temática da otimização da manutenção, de modo a que esta seja cada vez mais eficiente, diminuindo o tempo de reparação, diminuindo o tempo de inatividade e aumentando o tempo de disponibilidade dos parques eólicos.

No capítulo 4 constata-se que as redes neuronais são uma ferramenta potentíssima na análise de grandes quantidades de dados bem como em definir relações entre os dados que seriam impossíveis de descobrir somente pela análise humana. As redes neuronais baseiam-se no funcionamento do cérebro humano, simulando a transferência de informação entre os neurónios, atribuindo diferentes pesos a cada ligação de acordo com a sua relevância para o resultado final. As redes neuronais possuem diversas arquiteturas e métodos de treino, cada um com uma utilidade diferente, devendo-se usar sempre aquele que for mais adequado ao fim que se pretende.

O treino da rede é extremamente importante, pois um treino que não seja bem realizado pode levar a resultados errados e a conclusões erradas. Quanto maior for a dimensão dos dados de treino melhor será o resultado final, no entanto maior será também a possibilidade de os dados possuírem erros e ruído e com isso realizar um treino que introduza erros na rede neuronal fazendo com que ela depois considere um estado errático como normal. Por outro lado também se deve ter em conta o facto de que um treino excessivo possa levar a que a rede perca a sua capacidade de generalizar, pelo que de acordo com o trabalho se deve analisar muito bem o conjunto de treino a ser implementado.

Pode-se afirmar que o recurso a este tipo de ferramentas é viável e poderá ser adotado no futuro pelos responsáveis dos parques eólicos. Estas ferramentas possibilitam uma ajuda preciosa no planeamento da manutenção em aerogeradores. Esta ferramenta pode ainda ser uma mais-valia para monitorização de equipamentos em turbinas eólicas *offshore*, pois a sua localização é de difícil acesso e uma monitorização à distância é uma solução vantajosa. De referir ainda que esta ferramenta não necessita da instalação de equipamentos adicionais nos aerogeradores, o que é mais uma vantagem, por não advir custos extras no que diz respeito a esta situação.

Os resultados obtidos nesta tese mostram que a deteção de avarias em caixas de engrenagens, através de redes neuronais, é possível e pode ser realizada com alguma antecedência. Quanto maior for a antecedência melhor serão as atitudes a tomar por parte dos responsáveis pela manutenção, podendo assim evitar-se danos catastróficos nos aerogeradores e diminuindo o máximo possível o tempo de intervenção e o tempo de inatividade. Desta forma garantia-se uma maior disponibilidade dos aerogeradores e uma produção otimizada.

Verificou-se ao longo das simulações a grande importância do conjunto de treino. Este deve ser criteriosamente selecionado para não conter dados com erros que traduzam mal o estado de funcionamento dos equipamentos. Para além disso deve ter uma dimensão considerável, pois quanto maior for a dimensão da informação maior e melhor será o treino da rede, obtendo-se assim valores mais fiáveis e mais acertados para a temperatura do óleo da caixa de engrenagens.

O método aqui desenvolvido pode assim ser uma mais-valia para as equipas de manutenção já que constitui um grande auxílio na programação das ações de manutenção, levando a que seja diminuído o tempo de inatividade e o custo associado às paragens. Esta ferramenta possibilita ainda a identificação de possíveis avarias nas caixas de engrenagens, e quando efetuada atempadamente, permite que os equipamentos danificados sejam substituídos mais rapidamente e sem que ocorram grandes danos.

De seguida apresenta-se as principais vantagens que esta ferramenta de deteção de avarias em caixas de engrenagens pode trazer para a monitorização dos aerogeradores:

- Deteção de avarias, antes da sua ocorrência, o que permite um melhor planeamento das ações de manutenção;

- Não necessita de instalação de equipamentos adicionais nos aerogeradores. Faz uso da informação recolhida pelo sistema SCADA;
- Visualização da eficácia das ações de manutenção, ou seja, permite aferir se as ações de manutenção foram bem efetuadas;
- Monitorização em tempo real;
- Detecção de avarias e se as ações de manutenção levadas a cabo para sua resolução são bem-sucedidas;
- Fornecimento de informação acerca do estado dos aerogeradores no equipamento a monitorizar.

## **6.1. PERSPETIVAS DE TRABALHO FUTURO**

Como possíveis trabalhos futuros, seria de grande interesse implementar uma rede neuronal com um conjunto de dados de treino mais elevado. Daqui podia-se aferir se, com uma maior fiabilidade dos resultados obtidos pela rede neuronal, se podia obter melhores resultados e assim prever as avarias com maior antecedência.

Seria ainda de grande interesse usar esta metodologia aplicada à monitorização de outro equipamento em aerogeradores. Desta forma poder-se-ia verificar se esta ferramenta pode ser usada em outros equipamentos.

Poder-se-ia ainda realizar a implementação desta ferramenta no centro de controlo do parque eólico em estudo e verificar o comportamento desta ferramenta numa situação real. Deste modo, poderá visualizar-se o seu comportamento e realizar ajustes caso fosse necessário.



## *Referências Documentais*

- [1] REN21, “Renewables 2013 Global Status Report.” Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2013.
- [2] WWEA, “World Wind Energy Association - Statistics.” 2013. Available: <http://www.wwindea.org/home/index.php>
- [3] REN, “Dados Técnicos 2012.” REN, Lisboa, 2012.
- [4] Mari Cruz Garcia, Miguel A. Sanz-Bobi e Javier del Pico, “SIMAP: Intelligent System for Predictive Maintenance - Application to the health condition monitoring of a windturbine gearbox.” *Computers in Industry*, vol. 57, pp. 552-568, Agosto 2006.
- [5] “Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de Abril de 2009.” *Jornal Oficial da União Europeia*, pp. 16-62, 2009.
- [6] Roque Filipe Mesquita Brandão, “Assinatura Digital de Aerogeradores”, Tese de Doutoramento, FEUP, Porto, 2011.
- [7] Nuno Ricardo G. D. Fernandes, “Impacto da ligação de geradores eólicos na rede de distribuição.” Universidade Técnica de Lisboa, 2010.
- [8] Qiuwei Wu, Zhao Xu e J. Ostergaard, “Grid integration issues for large scale wind power plants (WPPs)” em *Power and Energy Society General Meeting 2010 IEEE*, Minneapolis, 2010.
- [9] The European Wind Energy Association, “Large Scale integration of Wind Energy in the European Power Supply: analysis, issues and recommendations.” 2005.

- [10] Roque Mesquita Brandão, J. Beleza Carvalho e F. P. Maciel Barbosa, “Wind Energy Technology” em *Renewable Energy*, InTech, 2009, pp. 506-529.
- [11] IEEE Std 1159-2009, “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality” 2009.
- [12] Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, “Regulamentos das Redes de Transporte e de Distribuição - Portaria nº 596/2010” *Diário da República*, vol. 147, pp. 2923-2954, 2010.
- [13] Fernanda de Oliveira Resende e João Abel Peças Lopes, “Evaluating the performance of external fault ride-through solutions used in wind farms with fixed speed induction generators when facing unbalanced faults” em *IEEE Bucharest Power Tech Conference*, Bucharest, 2009.
- [14] Marina Tsili, Christos Patsiouras e Stavros Papathanassiou, “Grid code requirements for large wind farms: a review of technical regulations and available wind turbine technologies” National Technical University of Athens, Athens, 2008.
- [15] Federal Energy Regulatory Commission, “Interconnection for Wind Energy”, 18 CFR Part 35, 2005.
- [16] “ENERCON Energy for the world”. Available: <http://www.enercon.de/pt-pt/index.html>.
- [17] “Vestas It means the world to us.”. Available: <http://www.vestas.com/>.
- [18] Robert W. Righter, “Wind energy in America: A history.” *Paperback*, 2008.
- [19] Darrel M. Dodge, “Illustrated History of Wind Power Development”, Colorado, 2006. Available: <http://www.telosnet.com/wind/>.

- [20] Soren Krohn, "Danish Wind Turbines: An Industrial Success Story" em *Danish Wind Industry Association*, København, 2002.
- [21] Enercon Energy for the World, "Gama de produtos ENERCON",2014. Available: <http://www.enercon.de/pt-pt/broschueren.htm>
- [22] "Vestas It means the world to us", 2014. Available: "<http://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Productbrochure/OffshoreProductBrochure/OffshoreProductBrochure/>".
- [23] Laurence Coone, "The Aerogenerator Project Great Engineering in Britain", 2010. Available: "<http://www.windpower.ltd.uk/>".
- [24] Sway Turbine AS, *Game changing Light weight Wind turbine*, 2012. Available: "[http://www.sway.no/publish\\_files/Sway\\_Turbine\\_presentation\\_22\\_October\\_2012\\_-\\_final.pdf](http://www.sway.no/publish_files/Sway_Turbine_presentation_22_October_2012_-_final.pdf)".
- [25] Martin Fischer, "Superconducting SeaTitan Opens up a New Path to 10 MW" *Renewable Energy*, 2010.
- [26] Fernanda de Oliveira Resende, "Evolu o Tecnol gica dos Sistemas de Conversão de Energia Eólica para Liga o   Rede." Universidade Lus fona do Porto, Porto, 2011.
- [27] Danish Wind Industrien Association, "Guided Tour on Wind Energy",2002. Available: <http://www.windpower.org/>.
- [28] José Carlos Moreira da Silva, "Geradores elétricos para aproveitamento de energias" Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores - Universidade do Porto, Porto, 2008.
- [29] Soren Krohn, "Danish Wind Turbines: An Industrial Success Story", Danish Wind Industrien Association, 2002.

- [30] Luis Mariano Faiella e Alejandro J. Gesino, “Management of Meteorological Variables and Wind Mapping” Croatian Center of Renewable Energy Sources, Srijeda, 2011.
- [31] International Electrotechnical Commission, “IEC 61400-12-1 Ed.1 : Wind Turbines: Power Performance Measurements of Electricity Wind Turbines”, vol. 1 de 2 IEC 61400-12-1 Ed.1, 2005.
- [32] Md Rabiul Islam, Youguang Guo e Jianguo Zhu, “A review of offshore wind turbine nacelle: Technical challenges and research and developmental trends.” *Elsevier Ltd, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol 33, pp. 162-168, 2014.
- [33] Staff of Lab-Volt Ltd., “Principles of doubly-fed induction generators (DFIG).” *Renewable Energy*, pp. 33-40, Canada, 2011.
- [34] Khosrow Moslehi e Anjan Bose, “Power System Control Centers: Past, Present, and Future.” *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, pp. 1890-1908, 2005.
- [35] W. Ackerman e W. Block, “Understanding supervisory systems” *IEEE*, vol. 5, n° Computer Applications in Power, pp. 37-40, 2002.
- [36] Zita Vale, “Knowledge-Based Systems Techniques and Applications in Power System Control Centers” *Intelligent Systems: Technology and Applications*, vol. 6, pp. 63-109, 2003.
- [37] M. Wolff, R. Mackensen, Boris Valov, K. Biermann, D. Braams, M. Rosin, S. Heier e C. Scholz., “Integration of large wind farms into the power supply system.” em *9th German Wind Energy Conference*, Bremen, Germany, 2008.

- [38] Ángeles Santamaría Martín, “Benefits of control centers in the operation of electric systems with high penetration of wind energy: Real experience” em *EWEA 2004- European Wind Energy Conference & Exhibition*, London, Uk., 2004.
- [39] U.S. Department of Energy, “20% wind energy by 2030: increasing wind energy’s contribution to U.S. electricity supply”, *Energy Efficiency and Renewable Energy*, 2008.
- [40] The European Wind Energy Association, “Pure Power: Wind energy targets for 2020 and 2030” 2011.
- [41] Energy Research Institute, “China Wind Energy Development Roadmap 2050”, IEA - International Energy Agency, 2011. Available: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/china\\_wind.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/china_wind.pdf)
- [42] T. W. Verbruggen, “Wind turbine operation & maintenance based on condition monitoring” Final Report, Energy Research Center of the Netherlands, Netherlands, 2003.
- [43] Christopher A. Walford, “Wind turbine reliability: understanding and minimizing wind turbine operation and maintenance costs” Sandia National Laboratories, California, 2006.
- [44] Muthanna A. Aziz, Hassan Noura e Abbas Ahmed Fardoun, “General review of fault diagnostic in wind turbines” em *Proc. 18th Mediterranean Conference on Control & Automation*, pp 1302-1307, 2010.
- [45] Andrew K. Jardine e Albert H. Tsang, "Maintenance, Replacement, and Reliability: Theory and Applications", *CRC Press*, 2013.
- [46] Tongdan Jin e M. Mechehoul, “Minimize production loss in device testing via condition based equipment maintenance” *Automation Science and Engineering, IEEE Transactions*, vol. 7, pp. 358-963, 2010.

- [47] W. Q. Jeffries, Jonathan A. Chambers e David G. Infield, "Experience with bicoherence of electrical power for condition monitoring of wind turbine blades" *IEEE Proceedings: Vision, Image and Signal Processing*, vol. 145, pp. 141-148, 1998.
- [48] Chin-Shun Tsai, Cheng-Tao Hsieh e Shyh-Jier Huang, "Enhancement of damage detection of wind turbine blades via CWT-based approaches" *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 3, pp. 776-781, 2006.
- [49] Andrew Kusiak e Anoop Verma, "A data-driven approach for monitoring blade pitch faults in wind turbines" *IEEE Trans. Sustainable Energy*, vol. 2, pp. 87-96, 2011.
- [50] Xiukun Wei e Lihua Liu, "Fault detection of large scale wind turbine systems" *Proc. 5th International Conference on Computer Science and Education*, pp. 1299-1304, 2010.
- [51] Xinyan Zhang, Shan He, Peiyi Zho e Weiqing Wang, "Summarization and study of fault diagnosis technology of the main components of wind turbine generator system" *Proc. IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies*, pp. 1223-1226, 2008.
- [52] Bin Lu, Yaoyu Li, Xin Wu e Z. Yang, "A review of recent advances in wind turbine condition monitoring and fault diagnosis" *Proc. 2009 IEEE Symposium on Power Electronics and Machines in Wind Applications*, pp. 1-7, 2009.
- [53] Zijun Zhang, Anoop Verma e Andrew Kusiak, "Fault analysis and condition monitoring of the wind turbine gearbox" *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 27, pp. 526-535, 2012.
- [54] Jinying Huang, Hongxia Pan e Shihua Bi, "Bispectrum entropy feature extraction and its application for fault diagnosis of gearbox" *Proc. IEEE International Conference on Fuzzy Systems*, pp. 1-6, 2010.

- [55] Yassine Amirat, Mohamed E. H. Benbouzid, Bachir Bensaker e René Wamkeue, “Condition monitoring and fault diagnosis in wind energy conversion systems: A review” *Proc. IEEE International Electric Machines and Drives Conference*, vol. 2, p. 1434–1439, 2007.
- [56] S. Nandi, Hamid A. Toliyat e Xiaodong Li, “Condition monitoring and fault diagnosis of electrical motors - A review” *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 20, p. 719–729, 2005.
- [57] J. R. Stack, T. G. Habetler e R. G. Harley, “Fault classification and fault signature production for rolling element bearings in electric machines” *IEEE Trans. Industry Applications*, vol. 40, pp. 735-739, 2004.
- [58] Zahra Daneshi-Far, Gerard-Andre Capolino e Humberto Henao, “Review of failures and condition monitoring in wind turbine generators” *Proc. XIX International Conference on Electrical Machines*, pp. 1-6, 2010.
- [59] Dongxiang Jiang, Qian Huang e Liangyou Hong, “Theoretical and experimental study on wind wheel unbalance for a wind turbine” *Proc. World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference*, pp. 24-26, 2009.
- [60] Yan jun e Xu Yuxiu, “Operational fault feature extraction of blade based on vibration of wind turbine” *Proc. International Conference on Control, Automation and Systems Engineering*, pp. 1-3, 2011.
- [61] Mark Anderson, “Assessing the future of condition monitoring.” *Wind Power*, 2011.
- [62] Mechanical Vibration - Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts - Part 1: General Guidelines, ISO 10816-1:1995(E), 1995.

- [63] Mechanical Vibration - Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts - Part 3: General Guidelines, ISO 10816-3:1998(E), 1998.
- [64] Wenxian Yang, Peter Tavner e M. Wilkinson, “Wind turbine condition monitoring and fault diagnosis using both mechanical and electrical signatures” *Proc. IEEE International Conference on Advanced Intelligent Mechatronics*, pp. 1296-1301, 2008.
- [65] B. Maru e Peter A. Zotos, “Anti-friction bearing temperature rise for NEMA frame motors” *IEEE Trans. Industry Applications*, vol. 25, p. 883–888, Dallas 1989.
- [66] Abeer Amayri, Zhigang Tian e Tongdan Jin, “Condition based maintenance of wind turbine systems considering different turbine types” *Proc. International Conference on Quality, Reliability, Risk, Maintenance, and Safety Engineering*, pp. 596-600, 2011.
- [67] Chen Long e Xia Xintao e Zhang Yaping, “Contact stress and deformation of blade bearing in wind turbine” *Proc. International Conference on Measuring Technology and Mechatronics Automation*, p. 833–836, 2010.
- [68] Sebastian G. M. Kramer, F. P. Leon, Y. N. M. Hernandez e B. Lewke, “Integration of a distributed fiber optic current sensor setup for lightning detection in wind turbines” *Proc. Instrumentation and Measurement Technology Conference Proceedings*, pp. 1-5, 2007.
- [69] Xiang Gong e Wei Qiao, “Imbalance fault detection of direct-drive wind turbines using generator current signals” *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 27, pp. 468-476, 2012.
- [70] Xiang Gong e Wei Qiao, “Simulation investigation of wind turbine imbalance faults” *Proc. International Conference on Power System Technology*, pp. 1-7, 2010.



- [71] Shenggang Yang, Xiaoli Li e Ming Liang, “Bearing fault detection and diagnosis of a wind turbine” *Proc. International Conference on Consumer Electronics, Communications and Networks*, pp. 123-126, 2011.
- [72] Shenggang Yang , Xiaoli Li e Ming Liang, “Bearing fault diagnosis of a wind turbine using maximum likelihood detection” *Proc. International Conference on Electronic and Mechanical Engineering and Information Technology*, vol. 6, pp. 3039-3042, 2011.
- [73] Arthur N., “Optimisation of vibration analysis inspection intervals for an offshore Oil and Gas water injection pumping system” *Proceedings of the I MECH E Part E Journal of Process Mechanical Engineering*, pp. 251-259, 2005.
- [74] Rommert Dekker, “Application of maintenance optimization models: a review and analysis” *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 51, pp. 229-240, 1996.
- [75] J. Chiang e J. Yuan, “Optimal maintenance policy for a Markovian system under periodic inspection” *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 71, pp. 165-172, 2001.
- [76] You-Tern Tsai, Kuo-Shong Wang e Hwei-Yuan Teng, “Optimizing preventive maintenance for mechanical components using genetic algorithms” *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 74, pp. 89-97, 2001.
- [77] Roque Mesquita Brandao, José Beleza Carvalho e F. Maciel Barbosa, “Application of Neural Networks for Failure Detection on Wind Turbines” *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*, pp. 1-6, 2011.
- [78] Geraldo José Ballone, “Neurônios e Neurotransmissores” *PsiquWeb*, 2008.
- [79] Simon Haykin, “Redes Neurais Principios e Prática” Bookman, Porto Alegre, 1999.

- [80] R. Aggarwal e Yonghua Song, “Artificial neural networks in power systems.” *Power Engineering Journal - General introduction to neural computing*, vol. 11, pp. 129-134, 1997.
- [81] Simon Haykin, “Neural Networks: A Comprehensive Foundation” *Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall*, vol. 2, 1999.
- [82] Vasile Degeratu, Paul Schiopu e Stefania Degeratu, “McCulloch-Pitts neuron with directional couplers” *Semiconductor Conference, 2001. CAS 2001 Proceedings. International*, vol. 1, pp. 209-212, 2001.
- [83] Chris Bishop, “Neural Networks and Their Applications” *Review of Scientific Instruments*, vol. 65, pp. 1803-1832, 1994.
- [84] Scott Fahlman e Christian Lebiere, “The Cascade-Correlation Learning Architecture” *School of Computer Science Carnegie Mellon University*, pp. 1-5, 1991.
- [85] Leila Fallah Araghi, Hamid Khaloozade e Mohammad Reza Arvan, “Ship Identification Using Probabilistic Neural Networks (PNN)” em *International MultiConference of Engineers and Computer Scientists - IMECS 2009*, Hong Kong, 2009.
- [86] F. Mo e Witold Kinsner, “Probabilistic neural networks for power line fault classification” em *University and Industry - Partners in Success, Conference Proceedings Vols 1-2*, Waterloo, 1998.
- [87] Anthony Zaknich, “A vector quantisation reduction method for the Probabilistic Neural Network” *1997 IEEE International Conference on Neural Networks*, vol. 2, pp. 1117 - 1120, 1997.
- [88] Özgür KIŞI, “Generalized regression neural networks for evapotranspiration modelling” *Hydrological Sciences Journal*, vol. 51, pp. 1092-1105, 2006.

- [89] Mark Wachowiak, Adel Elmaghraby, R. Smolikova e J. Zurada, "Generalized regression neural networks for biomedical image interpolation" *Neural Networks, 2001. Proceedings. IJCNN '01. International Joint Conference*, vol. 3, pp. 2133-2138, 2001.
- [90] Teuvo Kohonen, "Self-Organized Formation of Topologically Correct Feature Maps" *Biological Cybernetics*, vol. 43, pp. 59-69, 1982.
- [91] MathWorks - Accelerating the pace of engineering and science, MATLAB - The Language Of Technical Computing, 2012. Available: <http://www.mathworks.com/products/matlab/>.
- [92] Mark Beale, Martin Hagan e Howard Demuth, "Neural network toolbox - User`s Guide" *MATLAB*, 2014.
- [93] E. Fitch, "Temperature Stability of Lubricants and Hydraulic Fluidas", *Machinery Lubrication*, 2002.
- [94] MATLAB - The Language Of Technical Computing, 2012. Available: <http://www.mathworks.com/products/matlab/>.
- [95] "Wind Industry catalog 2014", IFM Electronic, Germany, 2014. Available: [http://www.ifm.com/ifmgb/web/home.htm&redirect\\_noswitch\\_PT](http://www.ifm.com/ifmgb/web/home.htm&redirect_noswitch_PT).
- [96] J. Davidson e Hunsley, "The reliability of mechanical Systems", Institute of Mechanical Engineers, 2<sup>nd</sup> Edition, Great Britain, 1994.
- [97] P. Scarf, "On the application of mathematical models in maintenance", *European Journal of Operational Research*, 99, 493-506.
- [98] Roque Brandão, J. Beleza Carvalho e F. P. Maciel Barbosa, "Wind turbines condition monitoring with neural networks applications", Presented at the 12th Portuguese-Spanish Conference on Electrical Engineering, Ponta Delgada, Açores, 2011.

- [99] Nissinfotech Private Limited, Prakash Gears - confidently driven, 2013. Available: <http://www.prakashgears.com/>.
- [100] Suzhou Asia Pacific Metal Co., Double Helical Gear, 2014. Available: [http://www.gear-manufacturer.com.cn/gears-Double\\_Helical\\_Gear-27-en.html](http://www.gear-manufacturer.com.cn/gears-Double_Helical_Gear-27-en.html).
- [101] J. Peeters, D. Vandepitte e P. Sas , "Flexible multibody model of a three-stage planetary gearbox in a wind turbine", Proceedings of ISMA 2004: International Conference on Noise an Vibration Engineering, Vol 1-8, pp. 3923-3941, 2005.
- [102] W. Musial e S. Butterfield, "Improving Wind Turbine Gearbox Reliability", Presented at the EWEC - European Wind Energy Conference, Milan, 2007.
- [103] Jordi Puigcorbe e Alexis de-Beaumont, "Wind Turbine Gearbox Reliability: The impact of rotor support.", Renewable Energy World Magazine, 2010.
- [104] Sandy Polak, "Gearbox and gear system problems", Gear Technology - Gaining a Competitive Edge, vol. 2000, pp. 65-72, 2000.
- [105] Yanhui Feng, "Use of SCADA and CMS Signals for Failure Detection and Diagnosis od a Wind Turbine Gearbox", in EWEA 2011, Brussels, Belgium, 2011.



