



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia Mecânica

Análise de Padrões em Séries Temporais de Geradores Eólicos

JOÃO CARLOS INÁCIO PAULOS
(Licenciado em Engenharia Mecânica)

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

Orientadores:

Doutora Alda Cristina Jesus Valentim Nunes de Carvalho
Doutora Cláudia Dias Sequeira

Júri:

Presidente: Doutor João Manuel Ferreira Calado
Vogais: Especialista António Afonso Roque
Doutora Cláudia Dias Sequeira

Janeiro de 2017

*“Knowing is not enough, we must apply.
Willing is not enough, we must do.”*
Bruce Lee

Agradecimentos

A elaboração desta dissertação de mestrado só foi possível graças ao apoio e motivação de algumas pessoas a quem eu desde já agradeço.

Um agradecimento muito especial ao meu irmão e à minha mãe, que sempre foi a grande impulsionadora do meu trabalho, do meu empenho e do meu sucesso. A ela o meu enorme obrigado por tudo o que se disponibilizou a fazer por mim, por me educar e por me dar a oportunidade de me tornar aquilo que sou hoje.

Ao Sérgio Silva, David Duarte, Fábio Damásio, Diogo Lança, José Berardo, Miguel Paramos, Inês Marques, Lucas Gomes e aos demais amigos que fiz durante esta etapa no ISEL, pelo apoio, motivação, cooperação e boa disposição que sempre me presentearam.

Quero ainda agradecer a todos os guias do PEJAME 16 e 17 do Museu da Electricidade, com os quais tive o prazer de trabalhar ao longo destes dois anos, pela camaradagem e companheirismo partilhado. À Raquel Eleutério, a minha “chefe” durante esta estadia no museu, que foi sempre incansável comigo e com uma força anímica incrível. E em especial a uma pessoa que me ensinou e transmitiu muitos conhecimentos e experiências de vida, o Mestre António Banza.

E por último, mas nunca menos importantes, ao André Borralho, Alexandre Coelho, Miguel Henriques, à Joana Reis, Mariana Vilela, Inês Silva e a todos os meus amigos de longa data que sempre me acompanham e motivam para seguir em frente em todos os meus projectos.

Resumo

Actualmente, a utilização de recursos energéticos renováveis é encarada de uma forma vital para se alcançar um desenvolvimento sustentável. Entre as energias renováveis, a energia eólica apresenta-se como uma das mais sustentáveis e, por isso, teve uma evolução exponencial nos últimos anos. No entanto, esta tecnologia apresenta alguns problemas e desafios. As turbinas apresentam uma elevada taxa de avarias em alguns componentes, nomeadamente a caixa de engrenagens, o gerador e as pás.

Os tempos de paragem associados às avarias e à sua reparação provocam grandes prejuízos. De modo a evitar as falhas e a permitir a redução dos custos durante o ciclo de vida das turbinas eólicas, existe a necessidade de otimizar as estratégias de manutenção, de forma a maximizar o retorno do investimento nos parques eólicos.

Nesse sentido, este trabalho tem como objectivo perceber se através da monitorização da temperatura de alguns equipamentos de um aerogerador, é possível verificar a existência de padrões ao longo do seu tempo de funcionamento, de forma a reduzir a possibilidade de acontecimento de uma falha grave.

Com o objectivo de perceber a influência da instabilidade térmica na produção de energia eléctrica, seleccionou-se um parque eólico localizado na Serra da Freita, em operação desde 2006, com uma potência de 18,4 MW distribuída por oito turbinas eólicas Nordex N90/2300. O conjunto de dados em estudo são provenientes de um sistema SCADA e resultam de uma frequência de amostragem de dez minutos, contendo informação relativa às variáveis da temperatura exterior, do interior da *nacelle*, do rolamento principal da turbina, do rolamento 1 da caixa de engrenagens e do óleo que a lubrifica.

Palavras-chave: Monitorização; Turbina; Temperatura; Caixa de Engrenagens; Óleo

Abstract

Nowadays, renewable and sustainable energy is vital to approach sustainable development.

Wind energy is one of the most sustainable resources, so it had an exponential growth in the last few years. However, this technology has some problems and challenges. Wind turbines present a significant failure rate in some components, particularly in gearbox, generator and blades.

The stoppage time, the breakdowns and its repair results in big losses. In order to avoid failure and permit cost reduction during the life cycle of wind turbines, there is a need to optimize maintenance strategies, so we can maximize the return on investment in wind farms.

The purpose of this work is to understand if through the control of some equipments of a windmill, it is possible to verify the existence of standards during its operating time, in order to reduce the possibility to occur a serious failure.

With the goal of understanding the influence of the temperature instability in the electric power production, we chose a wind farm in Serra da Freita operating since 2006, with a 18,4 *MW* installed capacity distributed by eight wind turbines Nordex N90/2300. The studied data comes from a *SCADA* system and result from a sampling frequency of ten minutes. The studied data contains information about the exterior temperature variables, about the interior of the nacelle, of the main bearing of the wind turbine, of the gearbox bearing 1 and of the oil that lubricates it.

Keywords: Monitoring; Wind Turbine; Temperature; Gearbox; Oil

Índice

Agradecimentos	I
Resumo	III
Abstract.....	V
Índice	VII
Lista de Figuras	XI
Lista de Tabelas	XV
Simbologia.....	XVII
Abreviaturas.....	XIX
1 Introdução.....	1
1.1 Estado da arte.....	1
1.2 Objectivos e Motivação	2
1.3 Estrutura.....	3
1.4 Enquadramento	4
2 Manutenção	7
2.1 Tipos de manutenção	7
2.1.1 Manutenção correctiva	8
2.1.2 Manutenção preventiva.....	9
2.2 Turbina Eólica.....	11
2.3 Avarias mais importantes nos aerogeradores.....	13
2.3.1 Caixa de Engrenagens	16
2.3.2 Pás.....	21
2.3.3 Gerador	23
2.4 Sistemas de monitorização e detecção de avarias. Sistema <i>SCADA</i>	24
3 Estatística Descritiva	29
3.1 Gráficos de linhas	31

3.2	Gráficos de barras	32
3.3	Histograma.....	32
3.4	Diagramas de caixa ou boxplot.....	33
3.5	Medidas numéricas descritivas	34
4	Caso de Estudo	37
4.1	Parque Eólico da Freita.....	37
4.2	Turbina Nordex N90/2300.....	39
4.3	Análise Preliminar de Dados	39
4.4	Análise das Temperaturas	42
4.4.1	Temperatura Exterior.....	42
4.4.2	Temperatura da <i>Nacelle</i>	45
4.4.3	Temperatura do Rolamento Principal.....	47
4.4.4	Temperatura do rolamento 1 da caixa de engrenagens.....	50
4.4.5	Temperatura do óleo no cárter da caixa de engrenagens.....	53
4.4.6	Potência activa.....	55
4.5	Análise às intervenções nas Turbinas	56
4.5.1	Intervenções na Turbina 1	58
4.5.2	Intervenções na Turbina 2	63
4.5.3	Intervenções na Turbina 3	65
4.5.4	Intervenções na Turbina 4	70
4.5.5	Intervenções na Turbina 5	71
4.5.6	Intervenções na Turbina 6	76
4.5.7	Intervenções na Turbina 7	78
4.5.8	Intervenções na Turbina 8	82
4.6	Análise às partículas do óleo da caixa de engrenagens.....	84
4.6.1	Turbina 1	85
4.6.2	Turbina 3	86

4.6.3	Turbina 5	86
4.6.4	Turbina 6	87
4.6.5	Turbina 7	89
5	Conclusões e Trabalhos Futuros.....	91
5.1	Conclusão.....	91
5.2	Trabalhos futuros	93
6	Referências bibliográficas	95
	Apêndice.....	99
	Apêndice A – Correlação entre a temperatura exterior e a potência activa	100
	Apêndice B – Correlação entre a temperatura da <i>nacelle</i> e a potência activa.....	101
	Apêndice C – Correlação entre a temperatura do rolamento principal e a potência activa	102
	Apêndice D – Correlação entre a temperatura do rolamento 1 da caixa de engrenagens e a potência activa	103
	Apêndice E – Correlação entre a temperatura do óleo no cárter da caixa de engrenagens e a potência activa	104
	Apêndice F – Tabela da temperatura média mensal do óleo da caixa de engrenagens	105
	Apêndice G – Tabela da potência média mensal.....	106
	Apêndice H – Tabela da temperatura média diária do óleo da caixa de engrenagens dos meses onde ocorreu a temperatura média mensal máxima	107
	Anexos.....	113
	Anexo A – Características das Turbinas Nordex	113

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Localização do Parque Eólico da Freita (Maps, 2016).....	3
Figura 1.2 - Aerogerador de Charles F. Brush (Ostrander 2015).....	4
Figura 1.3 - Turbina Gedser (Danish Wind Industry Association 2003).	5
Figura 2.1 - Tipos de manutenção.	8
Figura 2.2 - Comparação entre os vários tipos de manutenção (Coronado & Fischer 2015)...	10
Figura 2.3 - Deslocação das massas de ar quente e frio (Master 2016).	12
Figura 2.4 - Interior da nacelle com os respectivos equipamentos (Sequeira 2012).	13
Figura 2.5 - Taxa de avaria e tempo de paragem do parque em Fehmarn (Tavner et al. 2013).	15
Figura 2.6 - Taxa de avarias e tempo de paragem do parque em Krummhörn (Tavner et al. 2013).....	15
Figura 2.7 - Taxa de avarias e tempo de paragem do parque em Ormont (Tavner et al. 2013).	15
Figura 2.8 - Esquema 2D de uma caixa de engrenagens.	16
Figura 2.9 - Caixa de engrenagens de três estágios com uma potência de 2 a 3 MW.....	17
Figura 2.10 - Instalação de uma caixa de engrenagens (Anderson 2008).	18
Figura 2.11 – Rolamento da caixa de engrenagens danificado de uma turbina eólica (National Oceanic and Atmospheric Administration 2011).	19
Figura 2.12 - Parâmetros que afectam as propriedades do óleo e podem fazer parte do sistema de monitorização (Coronado & Fischer 2015).	21
Figura 2.13 - Pás de uma turbina eólica.	21
Figura 2.14 - Modelo de um desequilíbrio das pás (Caselitz & Giebhardt 2005).....	22
Figura 2.15 - Protecção contra descargas atmosféricas nas pás das turbinas eólicas (Sorensen et al. 2008).....	23
Figura 2.16 - Gerador eléctrico de um aerogerador (Hyundai 2012).	24
Figura 2.17 - Disposição de alguns dos sensores distribuídos pelas Turbinas (Safran 2016)..	26
Figura 2.18 - Disposição dos sensores colocados nas turbinas em estudo para recolha das temperaturas.....	28
Figura 3.1 - Evolução da temperatura do óleo registada durante 24h.....	31
Figura 3.2 - Exemplo de gráfico de barras comparando a temperatura do óleo de duas turbinas	32
Figura 3.3 – Histograma da amostra da temperatura do óleo.....	32

Figura 3.4 - Exemplo de um diagrama de caixa.....	34
Figura 4.1 – Disposição das oito turbinas no parque eólico da Freita.....	38
Figura 4.2 - Análise preliminar da temperatura exterior em °C, para as 8 turbinas.	41
Figura 4.3 - Gráficos de correlação entre as temperaturas exteriores em °C, das oito turbinas.	42
Figura 4.4 - Boxplot da temperatura exterior das 8 turbinas.....	44
Figura 4.5 - Gráficos de correlação entre as temperaturas da nacelle em °C, das oito turbinas.	45
Figura 4.6 - Boxplot da temperatura da nacelle das 8 turbinas.....	47
Figura 4.7 - Rolamento principal da turbina (Schaeffler, 2016).....	47
Figura 4.8 - Gráficos de correlação entre as temperaturas do rolamento principal da turbina em °C, das oito turbinas.....	48
Figura 4.9 - Boxplot da temperatura do rolamento principal das 8 turbinas.....	49
Figura 4.10 - Correlação entre as temperaturas registadas na turbina 2.....	50
Figura 4.11 - Gráficos de correlação entre as temperaturas do rolamento 1 da caixa de engrenagens em °C, das oito turbinas.....	51
Figura 4.12 - Boxplot da temperatura do rolamento 1 da caixa de engrenagens das 8 turbinas	52
Figura 4.13 - Correlação entre as temperaturas registadas na turbina 5.....	52
Figura 4.14 - Gráficos de correlação entre as temperaturas do óleo da caixa de engrenagens em °C, das oito turbinas.....	53
Figura 4.15 - Boxplot da temperatura do óleo no cárter da caixa de engrenagens das 8 turbinas	54
Figura 4.16 - Gráficos de correlação entre a potência activa das oito turbinas.....	55
Figura 4.17 - Boxplot da potência activa das oito turbinas.....	56
Figura 4.18 - Total de Intervenções nas 8 turbinas.....	57
Figura 4.19 - Gráfico da temperatura do óleo e produção média mensal da Turbina 1.....	59
Figura 4.20 - Correlação entre a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e a potência média produzida pela Turbina 1.....	60
Figura 4.21 - Boxplot da evolução da temperatura média do óleo da Turbina 1, nos 30 dias antes da sua substituição.....	61
Figura 4.22 - Boxplot da evolução da temperatura média do óleo da Turbina 1, nos 30 dias após a sua substituição.....	61

Figura 4.23 - Potência média produzida nos 30 dias antes da substituição do óleo na Turbina 1.	62
Figura 4.24 - Potência média produzida nos 30 dias após a substituição do óleo na Turbina 1	63
Figura 4.25 - Gráfico da temperatura do óleo e produção média mensal da Turbina 2	64
Figura 4.26 - Correlação entre a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e a potência média produzida pela Turbina 2.	65
Figura 4.27 - Gráfico da temperatura do óleo e produção média mensal da Turbina 3.	65
Figura 4.28 - Correlação entre a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e a potência média produzida pela Turbina 3.	66
Figura 4.29 - Boxplot da evolução da temperatura média do óleo da Turbina 3, nos 30 dias antes da sua substituição.	67
Figura 4.30 - Boxplot da evolução da temperatura média do óleo da Turbina 3, nos 30 dias após a sua substituição.	68
Figura 4.31 - Potência média produzida nos 30 dias antes da substituição do óleo na Turbina 3.	69
Figura 4.32 - Potência média produzida nos 30 dias após a substituição do óleo na Turbina 3.	69
Figura 4.33 - Gráfico da temperatura do óleo e produção média mensal da Turbina 4.	70
Figura 4.34 - Correlação entre a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e a potência média produzida pela Turbina 4.	71
Figura 4.35 - Gráfico da temperatura do óleo e produção média mensal da Turbina 5.	72
Figura 4.36 - Correlação entre a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e a potência média produzida pela Turbina 5.	73
Figura 4.37 - Boxplot da evolução da temperatura média do óleo da Turbina 5, nos 30 dias antes da sua substituição.	74
Figura 4.38 - Boxplot da evolução da temperatura média do óleo da Turbina 5, nos 30 dias após a sua substituição.	74
Figura 4.39 - Potência média produzida nos 30 dias antes da substituição do óleo na Turbina 5.	75
Figura 4.40 - Potência média produzida nos 30 dias após a substituição do óleo na Turbina 5.	76
Figura 4.41 - Gráfico da temperatura do óleo e produção média mensal da Turbina 6.	77

Figura 4.42 - Correlação entre a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e a potência média produzida pela Turbina 6.	77
Figura 4.43 - Gráfico da temperatura do óleo e produção média mensal da Turbina 7.	78
Figura 4.44 - Correlação entre a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e a potência média produzida pela Turbina 7.	79
Figura 4.45 - Boxplot da evolução da temperatura média do óleo da Turbina 7, nos 30 dias antes da sua substituição.	80
Figura 4.46 - Boxplot da evolução da temperatura média do óleo da Turbina 7, nos 30 dias após a sua substituição.	80
Figura 4.47 - Potência média produzida nos 30 dias antes da substituição do óleo na Turbina 7.	81
Figura 4.48 - Potência média produzida nos 30 dias após a substituição do óleo na Turbina 7.	82
Figura 4.49 - Gráfico da temperatura do óleo e produção média mensal da Turbina 8.	83
Figura 4.50 - Correlação entre a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e a potência média produzida pela Turbina 8.	84
Figura 4.51 - Esquema de um circuito de lubrificação de um aerogerador (ETEC, 2016)	85

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Comparação de métodos de manutenção (Ribrant 2006).....	11
Tabela 3.1 – Amostra de temperatura em °C do óleo durante 1 dia.	29
Tabela 3.2 - Distribuição de frequência não agrupada da temperatura do óleo.	30
Tabela 3.3 – Distribuição de frequências para a temperatura do óleo.....	31
Tabela 3.4 - Amostra da temperatura do óleo da caixa de engrenagens ordenada por ordem crescente	34
Tabela 3.5 - Construção do diagrama de caixa.....	34
Tabela 4.1 - Características do parque.....	37
Tabela 4.2 - Altitude das turbinas em relação ao nível médio do mar e distância entre elas. ...	38
Tabela 4.3 - Características técnicas das turbinas.	39
Tabela 4.4 - Medidas descritivas da temperatura exterior.....	44
Tabela 4.5 - Medidas descritivas da temperatura da nacelle.	46
Tabela 4.6 - Medidas descritivas da temperatura do rolamento principal.....	49
Tabela 4.7 - Medidas descritivas da temperatura do rolamento 1 da caixa de engrenagens. ...	51
Tabela 4.8 - Medidas descritivas da temperatura do óleo no cárter da caixa de engrenagens.	54
Tabela 4.9 - Medidas descritivas da potência activa para as oito turbinas.....	56
Tabela 4.10 - Temperatura média mensal máxima.....	57
Tabela 4.11 - Potência média mensal máxima	58
Tabela 4.12 - Medidas descritivas antes e após a substituição do óleo da caixa de engrenagens da Turbina 1 (°C).	62
Tabela 4.13 - Medidas descritivas da potência média produzida antes e após a substituição do óleo da Turbina 1 (kW)	63
Tabela 4.14 - Medidas descritivas antes e após a substituição do óleo da caixa de engrenagens da Turbina 3 (°C).	68
Tabela 4.15 - Medidas descritivas da potência média produzida antes e após a substituição do óleo da Turbina 3 (kW).	70
Tabela 4.16 - Medidas descritivas antes e após a substituição do óleo da caixa de engrenagens da Turbina 5 (°C).	75
Tabela 4.17 - Medidas descritivas da potência média produzida antes e após a substituição do óleo da Turbina 5 (kW).	76
Tabela 4.18 - Medidas descritivas antes e após a substituição do óleo da caixa de engrenagens da Turbina 7 (°C).	81

Tabela 4.19 - Medidas descritivas da potência média produzida antes e após a substituição do óleo da Turbina 3 (kW).	82
Tabela 4.20 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 1, após a substituição do óleo	85
Tabela 4.21 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 3, após a substituição do óleo	86
Tabela 4.22 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 5, após substituição do óleo	87
Tabela 4.23 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 5, após o primeiro acréscimo de óleo.....	87
Tabela 4.24 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 5, após o segundo acréscimo de óleo.....	87
Tabela 4.25 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 6, após o primeiro acréscimo de óleo.....	88
Tabela 4.26 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 6, após substituição do óleo	88
Tabela 4.27 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 6, após o segundo acréscimo de óleo.....	89
Tabela 4.28 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 7, após substituição do óleo	89
Tabela 4.29 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 7, após o segundo acréscimo de óleo.....	90

Simbologia

<i>AC</i>	Corrente Alternada
<i>DC</i>	Corrente Contínua
<i>GW</i>	Gigawatt
<i>kW</i>	kilowatt
<i>kWh</i>	kilowatt hora
<i>m/s</i>	metros por segundo
<i>MW</i>	Megawatt
<i>n</i>	Tamanho da amostra
<i>rpm</i>	Rotações por minuto
<i>ton</i>	Toneladas
<i>TWh/ano</i>	Terawatt hora por ano

Abreviaturas

<i>CMS</i>	<i>Condition Monitoring System</i>
<i>EWEA</i>	<i>European Wind Energy Association</i>
<i>IEC</i>	<i>Internacional Electrotechnical Commission</i>
<i>NCEL</i>	<i>Neale Consulting Engineers Ltd</i>
NP EN	Versão Portuguesa da Norma Europeia
<i>Pitching</i>	Inclinação das pás
<i>PLC</i>	<i>Power Line Communication</i>
<i>SCADA</i>	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SEE	Sistema Eléctrico de Energia
T1	Turbina 1
T2	Turbina 2
T3	Turbina 3
T4	Turbina 4
T5	Turbina 5
T6	Turbina 6
T7	Turbina 7
T8	Turbina 8
TE	Turbina Eólica
TE _{Ext}	Temperatura Exterior
T _{Nac}	Temperatura Nacelle
TOCE	Temperatura do Óleo da Caixa de Engrenagens
TRCE	Temperatura do Rolamento da Caixa de Engrenagens
TRP	Temperatura do Rolamento Principal
<i>Yawing</i>	Rotação da turbina eólica sobre si própria

Capítulo 1

Este capítulo inicial apresenta uma abordagem introdutória aos objectivos desta dissertação e enuncia a estrutura adoptada para transmitir todo o trabalho elaborado. Apresenta-se ainda uma abordagem ao enquadramento deste tema e da sua evolução até aos dias de hoje.

1 Introdução

1.1 Estado da arte

O tema da manutenção de turbinas eólicas possui uma abrangência muito vasta, podendo ser caracterizado pela influência de diversos factores como o vento ou a temperatura. Inúmeros trabalhos têm sido desenvolvidos neste tema, existindo alguns livros de referência que sistematizam esta temática, bem como a evolução de diferentes técnicas e métodos de análise deste tipo de estruturas. No contexto das turbinas eólicas, é de salientar os livros de Manwell *et al.* (2002) e Burton *et al.* (2001), que são uma referência incontornável para aqueles que se iniciam no estudo das mesmas. No contexto desta dissertação, a influência da variabilidade térmica na produção de energia eléctrica, vários foram os trabalhos desenvolvidos por Tavner *et al.* (2013) que já efectuaram bastantes estudos sobre a manutenção de aerogeradores, sendo que num desses estudos se analisa a influência da variação da temperatura exterior e da localização na taxa de avarias e no tempo de inactividade. Este estudo foi realizado em turbinas eólicas a operar durante 10 anos na Dinamarca, tendo como comparação três parques eólicos situados na Alemanha em três localizações completamente distintas, conclui que existe uma correlação mais forte entre as alterações climáticas, como a temperatura e a humidade, do que com a velocidade do vento, em relação aos índices de avarias. Arezki (2016) debruçou-se sobre a influência das temperaturas severas registadas no deserto do Sahara, nos componentes que existem dentro da *nacelle* e chegou à conclusão que estas elevadas temperaturas são o principal factor que influencia os sistemas de arrefecimento dentro da *nacelle* para o correcto funcionamento dos componentes eléctricos e electrónicos. Ainda nas análises térmicas dos aerogeradores Nienhaus & Hilbert (2012) centraram-se em estimar a temperatura do estator de um gerador de 2 MW com um modelo tão simples quanto possível. Este modelo serve de base a futuras pesquisas no aperfeiçoamento do diagnóstico de falhas. Em relação aos problemas na caixa de engrenagens, nomeadamente à influência directa na qualidade da lubrificação da mesma, C. M. C. G. Fernandes & Hammami (2015) utilizaram um modelo de previsão para a

eficiência da caixa de engrenagens. Concluíram que se conseguem obter significantes poupanças de energia tendo em conta a escolha do óleo, a geometria das engrenagens e a combinação destas duas. Mesquita Brandão *et al.* (2012) apresentam um trabalho em que se pretende monitorizar a caixa de engrenagens e prever falhas nos componentes mais importantes das turbinas através da monitorização das temperaturas medidas na turbina eólica, utilizando para isso modelos de redes neuronais. Este método conseguiu detectar falhas na caixa de engrenagens com seis meses de antecedência. Também Qiu *et al.*, (2014) utilizaram um algoritmo baseado na aquisição de dados através de um sistema *SCADA* para a detecção de falhas na caixa de engrenagens. Esta análise baseia-se nos processos termodinâmicos do sistema de lubrificação, na eficiência de transmissão e velocidade de rotação da caixa de engrenagens e sugere informação para a optimização e planeamento da manutenção.

1.2 Objectivos e Motivação

As turbinas eólicas apresentam um sistema bastante complexo e desenvolvido tecnologicamente que necessita de manutenção especializada e regular.

Todos os equipamentos sofrem desgaste, quer em utilização normal, quer em intensiva. Para o seu desempenho se manter dentro de um patamar de rendimento adequado, é necessário que as suas condições de funcionamento sejam as mais apropriadas. Este aspecto significa que, ao longo do seu ciclo de vida, os equipamentos necessitam de intervenções para colocar as suas condições de funcionamento dentro dos parâmetros adequados. A organização e gestão da manutenção tem uma relevância crucial para manter as instalações e os equipamentos nas condições adequadas de operacionalidade e fiabilidade.

Uma das vertentes da manutenção é a da detecção e correcção de falhas. Neste âmbito, existem equipamentos de aquisição de dados que permitem monitorizar determinadas variáveis características de cada equipamento.

Assim, este trabalho de dissertação tem como objectivo perceber se a variação de temperatura de alguns componentes de um aerogerador tem influência na produção de energia eléctrica. Para tal, foi seleccionado o parque eólico da Freita I, distrito de Aveiro, que se encontra em funcionamento desde 2006 e tem uma potência instalada de 18,4 *MW* distribuída por 8 turbinas modelo Nordex N90/2300. Os dados utilizados foram recolhidos por um sistema *SCADA* e têm uma frequência de amostragem de 10 minutos contendo variáveis com informação relativa a várias temperaturas registadas no interior da turbina e até mesmo exteriores.

Com o objectivo de caracterizar o parque, foi feito um tratamento de dados que envolvessem variáveis de temperatura. Inicialmente foi feito um estudo descritivo sobre as principais características do parque, seguido de uma análise preliminar de todas as variáveis, finalizando com análises comparativas de modo a identificar padrões e tendências no funcionamento das turbinas. Uma vez que as 8 turbinas apresentam todas as mesmas características, o estudo é desenvolvido com base na análise comparativa entre elas.



Figura 1.1 - Localização do Parque Eólico da Freita (Maps, 2016).

1.3 Estrutura

A presente dissertação encontra-se organizada em cinco capítulos.

O capítulo 1 apresenta a pesquisa bibliográfica sobre o trabalho de outros autores que se debruçaram sobre a influência da temperatura na manutenção de aerogeradores ao longo dos últimos anos, os objectivos propostos do estudo, a sua estrutura, sendo ainda enunciado o enquadramento do tema onde se insere.

No capítulo 2 é feita uma abordagem geral à manutenção efectuada nos aerogeradores. São apresentadas as avarias mais importantes nos aerogeradores, quais são os componentes que são mais afectados e os estudos que estão a ser aplicados no âmbito desta dissertação, para que exista cada vez menos manutenção correctiva, diminuindo assim os tempos de substituição dos componentes e rentabilizando os custos.

No capítulo 3 pretende-se apresentar os conceitos principais relacionados com a estatística descritiva para análise e interpretação dos dados tratados. São também efectuados alguns exemplos de forma a ser mais fácil a compreensão do caso de estudo.

No capítulo 4 é descrito o parque eólico da Freita I e a turbina Nordex N90/2300, respectivamente, seguida de uma análise preliminar dos dados. É feita uma análise às variáveis em estudo e às turbinas com o objectivo de perceber a influência das amplitudes térmicas no comportamento da caixa de engrenagens e por consequência na produção de energia eléctrica por parte do gerador. É ainda feita uma análise às partículas presentes no óleo da caixa de engrenagens.

Por último, no capítulo 5 são resumidas as conclusões do estudo elaborado e referidos possíveis trabalhos futuros.

1.4 Enquadramento

Charles F. Brush (1849-1929) é considerado um dos fundadores da indústria eléctrica americana. Entre 1888 e 1908, Charles F. Brush, um dos co-fundadores da General Electric, construiu o que actualmente se considera a primeira turbina eólica para geração de energia eléctrica, Figura 1.2. Esta turbina tinha um rotor com 17 metros de diâmetro e possuía 144 pás. Funcionou durante 20 anos e utilizava um gerador de corrente contínua (*DC*) para carregar um banco de baterias, colocadas na cave de sua casa. Apesar do tamanho da turbina, o gerador produzia apenas 12 *kW*. Isto deve-se ao facto de as turbinas terem uma velocidade de rotação reduzida e um peso elevado (Burton et al. 2001).

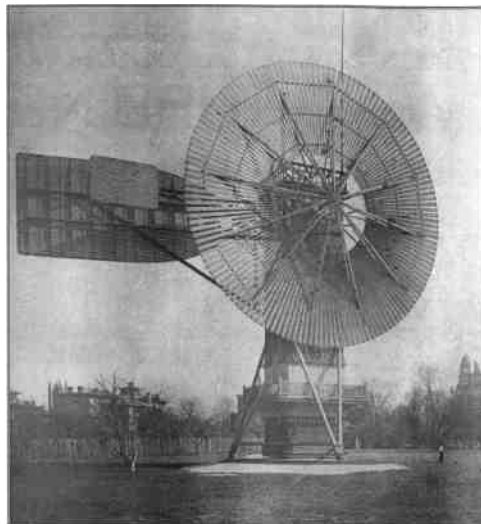


Figura 1.2 - Aerogerador de Charles F. Brush (Ostrander 2015).

Mais tarde, o dinamarquês Paul la Cour, descobriu que as turbinas eólicas com poucas pás no rotor eram mais eficientes para a produção de energia eléctrica, em virtude de atingirem uma velocidade de rotação mais elevada.

O engenheiro Johannes Juul foi um dos primeiros alunos de Poul la Cour, quando este leccionava os seus cursos para a Wind Electricians, em 1904. Na década de 50, Johannes Juul tornou-se pioneiro no desenvolvimento da primeira turbina eólica de corrente alternada (AC). Esta inovadora turbina eólica, Gedser, Figura 1.3, construída entre 1956-1957, produzia 200 kW, tinha três pás, um sistema electromecânico capaz de orientar as pás com o vento e um gerador assíncrono de corrente alternada (AC). A turbina Gedser, que durante muitos anos foi a maior do mundo, funcionou durante 11 anos sem precisar de manutenção.

Quanto à capacidade de geração de energia eléctrica, as primeiras turbinas desenvolvidas não tinham capacidade para produzir mais do que algumas dezenas de kW.



Figura 1.3 - Turbina Gedser (Danish Wind Industry Association 2003).

Ao longo dos últimos anos a produção de energia eléctrica através de fontes de energia eólica cresceu significativamente. Resultado disso são os relatórios European Wind Energy Association, (2016) e Global Wind Energy Counce, (2015) que apresentam um crescimento deste sector maior do que qualquer outra forma de produzir energia eléctrica em 2015. Em todos os países da União Europeia, 44% das novas instalações efectuadas para produzir energia eléctrica eram turbinas eólicas, o que representa um total 12,8 GW. No total, a potência instalada na Europa é de 142 GW e cobre 11,4% das necessidades eléctricas. Em Portugal, segundo dados da EWEA, a potência instalada no final de 2015 era de 5079 MW, sendo que 25% da produção de energia eléctrica é gerada através de energia eólica (EDP - Energias de Portugal, 2015).

Com o forte investimento que tem vindo a ser feito no que toca à energia eólica os últimos anos, Portugal é já considerado o quinto país da Agência Internacional da Energia com maior percentagem de renováveis na sua produção de electricidade (International Energy Agency, 2016).

De forma a garantir que num parque eólico todas as turbinas trabalhem em pleno, de modo a que o investimento inicial tenha retorno, é necessário que seja feita uma constante monitorização a todas as turbinas. Sendo este um dos motivos pelo qual, são recolhidos dados durante um longo período de tempo, referentes à temperatura exterior (temperatura ambiente) e a alguns componentes presentes no interior da turbina, como a temperatura da *nacelle*, do rolamento principal da turbina e até do óleo.

Capítulo 2

No capítulo 2 é feita uma abordagem geral à manutenção efectuada nos aerogeradores. São apresentadas as avarias mais importantes nos aerogeradores, quais são os componentes que são mais afectados e os estudos que estão a ser aplicados no âmbito desta dissertação, para que exista cada vez menos manutenção correctiva, diminuindo assim os tempos de substituição dos componentes e rentabilizando os custos.

2 Manutenção

2.1 Tipos de manutenção

É necessário efectuar manutenção em quase todo o tipo de máquinas e as turbinas eólicas não fogem a essa premissa.

Segundo Hyers *et al.* (2006) os primeiros esquemas de manutenção nestas turbinas eram baseados em técnicas correctivas, isto é, as turbinas manter-se-iam em operação até à sua falha, até que ocorresse uma avaria. A única acção de manutenção sistemática realizada era limitada à substituição de óleo e filtros. No entanto, à medida que este tipo de maquinaria evoluiu em termos de potência, complexidade e uma vez que a sua produção é cada vez mais dispendiosa, permitir que a turbina opere até que ocorra uma avaria tornou-se uma estratégia menos prática. Deste modo, através de um monitoramento de condição evita-se que o operador substitua peças boas unicamente devido à sua idade. A abordagem de manutenção actual consiste na reparação ou substituição de peças com base no seu estado actual e no histórico de funcionamento da máquina, em vez de se basear nas condições médias de funcionamento previstas Hyers *et al.* (2006).

Segundo a norma NP EN 13306:2007 (IPQ 2007) pode-se definir manutenção como a *“combinação de todas as acções técnicas, administrativas e de gestão, durante o ciclo de vida de um bem, destinadas a mantê-lo ou repô-lo num estado em que ele pode desempenhar a função requerida.”*

As acções de manutenção podem ser classificadas de dois modos; manutenção correctiva e manutenção preventiva. O esquema representado na Figura 2.1 apresenta a classificação dos tipos de manutenção.

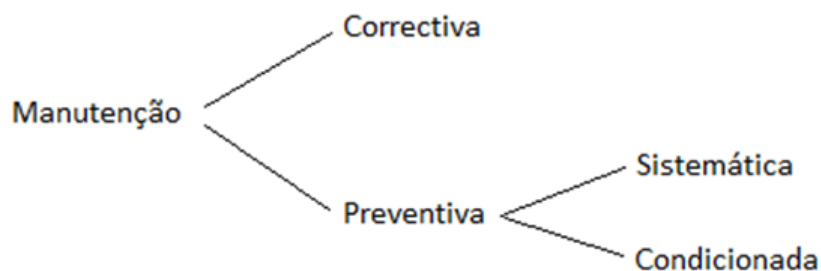


Figura 2.1 - Tipos de manutenção.

De acordo com a norma NP EN 13306:2007 (IPQ 2007), pode-se definir manutenção correctiva como a “*manutenção efectuada depois da detecção de uma avaria e destinada a repor um bem num estado em que pode realizar uma função requerida.*”

De acordo com a norma NP EN 13306:2007 (IPQ 2007), pode-se definir manutenção preventiva como a “*manutenção efectuada a intervalos de tempo pré-determinados, ou de acordo com critérios prescritos, com a finalidade de reduzir a probabilidade de avaria ou de degradação do funcionamento de um bem.*”

2.1.1 Manutenção correctiva

Este tipo de manutenção é muitas vezes chamado de reparação e é realizado após a falha de um componente. A finalidade da manutenção correctiva é repor o componente de volta ao seu estado de normal funcionamento o mais rápido possível, seja através de uma reparação ou da substituição do componente que falhou.

Usar unicamente a manutenção correctiva como forma de manutenção raramente é uma boa solução. Isso significa que o sistema vai estar em operação até que ocorra um colapso, até que entre em rotura.

Utilizando a estratégia de deixar a turbina funcionar até à sua avaria, a manutenção preventiva é reduzida ao mínimo e o sistema funcionará até que uma falha maior ocorra num dos seus componentes e a turbina eólica pare. Esta acção é arriscada, uma vez que as falhas nos componentes mais pequenos e dispensáveis podem levar a danos consequentes graves. Outro aspecto desta estratégia de manutenção é que a maioria das falhas nos componentes mais susceptíveis estão relacionadas com a carga real aplicada na turbina, que muitas vezes é elevada. Segundo Ribrant (2006), o tempo de inactividade da turbina em períodos de manutenção correctiva levará a uma maior perda de produção.

As acções de manutenção correctiva nas turbinas eólicas constituem uma resposta para avarias nos equipamentos devido a erros humanos, fenómenos atmosféricos, falhas na concepção ou falhas nos componentes. O conhecimento da necessidade destas acções ocorre durante as inspecções de rotina ou quando o sistema de controlo retira a turbina de operação perante uma avaria.

2.1.2 Manutenção preventiva

O principal objectivo da acção de manutenção preventiva é adiar ou evitar ao máximo a quantidade de vezes que se processa a uma acção de manutenção correctiva. Existem dois tipos de manutenção preventiva; a manutenção sistemática e a manutenção condicionada. O que difere entre estes dois tipos é a forma como se decide quando realizar a manutenção (Ribrant 2006).

Este tipo de manutenção é efectuado de acordo com um calendário preestabelecido ou segundo um número definido de unidades de utilização. O intervalo entre inspecções deve ser concebido de forma a reduzir a probabilidade de falhas. Os componentes que apresentem os primeiros sinais de desgaste e fadiga serão substituídos regularmente mesmo se não estiverem no seu fim de vida útil.

A manutenção sistemática exige um acesso regular ao sistema e uma grande parte dos custos para a manutenção será proveniente do fornecimento de guias e pessoal de manutenção. O transporte de pessoal e peças de reposição para o parque eólico também pode ter um custo excessivo com esta estratégia de manutenção.

A manutenção preventiva condicionada baseia-se no desempenho e no monitoramento de parâmetros do sistema, através da recolha de dados da máquina. Esta recolha pode ser agendada, a pedido ou contínua. Os dados recolhidos da máquina podem indicar se é necessário proceder à manutenção e, normalmente, quando uma variável de estado se aproxima ou ultrapassa um valor limite, os componentes do sistema serão operados a uma condição definida de desgaste e fadiga. Quando esta condição é atingida, é necessário substituir os componentes antes que ocorra a falha previsível.

De acordo com Oliveira (2013) relativamente às turbinas eólicas as acções de manutenção preventiva são planeadas de modo a incluir verificações de rotina e testes aos equipamentos. Estes serviços de manutenção são normalmente bianuais. Compreendem um grande número de verificações, de modo a avaliar o estado operacional de cada turbina e actualizar os seus registos

de manutenção. São postas em prática com o auxílio de uma lista de verificação ou *checklists*, e incluem actividades como: verificação à caixa de engrenagens e aos níveis de óleo do sistema hidráulico, inspecção de fugas de óleo, inspecção dos cabos que descem pela torre e dos seus sistemas de suporte, observação da turbina em operação, com o fim de verificar a ausência de vibrações anormais, do sistema de transmissão e inspecção do disco do travão. Poderá ainda incluir outras actividades como a verificação das diversas ligações entre componentes, tais como: a ligação das pás, a ligação da caixa de engrenagens à *nacelle*, as ligações aparafusadas na base da torre, a aferição da calibração do sistema *pitch* e filtros de óleo.

A capacidade de monitorização do estado de condição dos componentes facilita o planeamento da manutenção e irá minimizar os custos de paragem e de reparação. Os componentes serão utilizados mais perto da sua vida máxima útil e a reposição de peças no *stock* será facilitada.

Na Figura 2.2 está representada a comparação entre os vários tipos de manutenção possíveis.

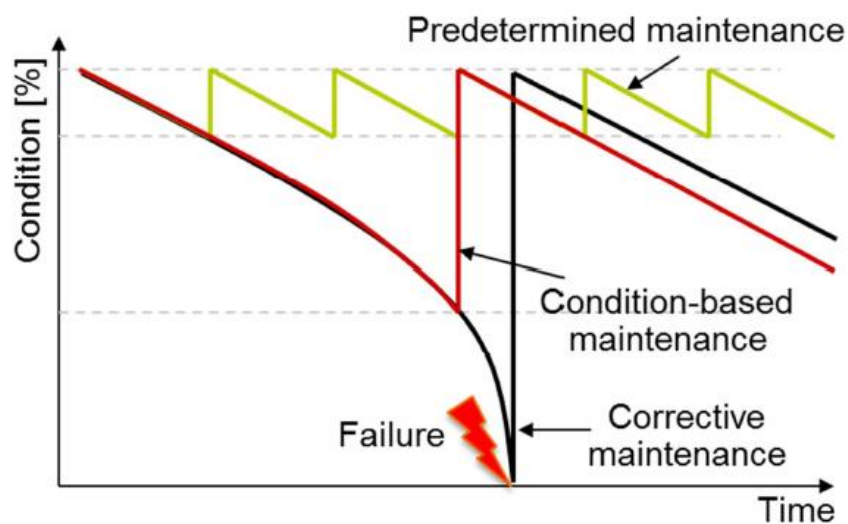


Figura 2.2 - Comparação entre os vários tipos de manutenção (Coronado & Fischer 2015).

A comparação mostra que o tempo de vida de um componente não é totalmente utilizado na manutenção sistemática em comparação com a manutenção correctiva e condicionada.

Aplicando estes métodos de manutenção às turbinas eólicas podemos observar através da Tabela 2.1 as vantagens e as desvantagens de cada uma.

Tabela 2.1 - Comparação de métodos de manutenção (Ribrant 2006).

Método	Vantagens	Desvantagens
Manutenção Correctiva	<ul style="list-style-type: none"> - Baixos custos de manutenção durante a operação; - Os componentes serão utilizados o tempo máximo de vida. 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto risco de danos consequentes, resultante de excessivos tempos de paragem; - Não é possível uma manutenção planeada; - A logística das peças sobresselentes é complicada; - A reposição de peças sobresselentes é provavelmente longa.
Manutenção Preventiva Sistemática	<ul style="list-style-type: none"> - É expectável um tempo de paragem reduzido; - A manutenção pode ser planeada; - A logística de peças sobresselentes é fácil. 	<ul style="list-style-type: none"> - Os componentes não serão utilizados até ao seu tempo máximo de vida; - Os custos de manutenção são mais elevados quando comparados com a manutenção correctiva.
Manutenção Preventiva Condicionada	<ul style="list-style-type: none"> - Os componentes serão utilizados quase até ao seu tempo máximo de vida. - É expectável um tempo de paragem reduzido; - A manutenção pode ser planeada; - A logística de peças sobresselentes é fácil, uma vez que as avarias podem ser detectadas antecipadamente. 	<ul style="list-style-type: none"> - É requerida informação fiável sobre o tempo de vida restante dos componentes; - É requerido um elevado esforço computacional (<i>hardware e software</i>) de monitorização; - É difícil identificar as condições limite adequadas.

As estratégias de manutenção dos aerogeradores são definidas pelos fabricantes dos mesmos quando asseguram a manutenção. Normalmente, estas estratégias são seguidas pelos operadores dos parques quando são eles próprios os responsáveis pela manutenção. Estas estratégias têm como objectivo maximizar a disponibilidade das máquinas e minimizar os encargos decorrentes da manutenção.

2.2 Turbina Eólica

A energia eólica provém da radiação solar, uma vez que os ventos são gerados pelo aquecimento não uniforme da superfície terrestre originando uma variação da massa específica e dos gradientes de pressão. A sua formação também é influenciada pelo movimento de rotação da Terra sobre o seu próprio eixo, pois o ar quente que se encontra a baixas altitudes nas regiões tropicais tende a subir, sendo substituído por uma massa de ar mais frio que se desloca das regiões polares. O deslocamento destas massas de ar é que determina a formação do vento.

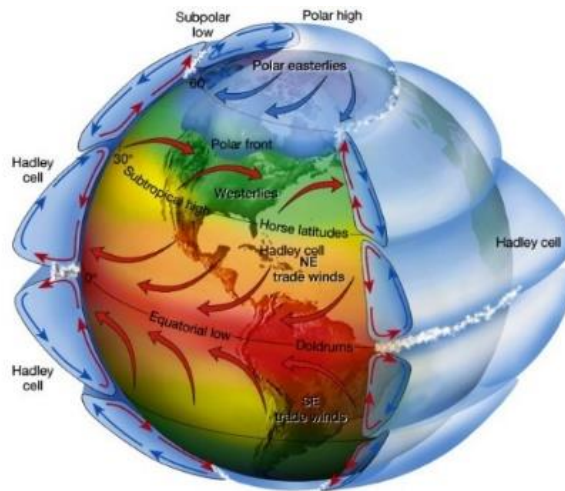


Figura 2.3 - Deslocação das massas de ar quente e frio (Master 2016).

A energia eólica é obtida através da movimentação das pás dos aerogeradores através da força do vento. Um aerogerador moderno é constituído por uma torre, cuja altura varia entre os 50 e os 125 metros. No cimo dessa estrutura situa-se o rotor, um mecanismo com, normalmente, 3 pás e que tem uma dimensão entre os 25 e 80 metros. A *nacelle* é a estrutura que abriga o gerador, a caixa de engrenagens, que faz o ajuste da velocidade de rotação das pás para a velocidade de rotação do gerador eléctrico, bem como todos os sistemas de controlo da turbina eólica. O correcto funcionamento da turbina eólica pressupõe que o vento seja na ordem dos 4 a 25 *m/s*, se a velocidade do vento for superior, a turbina é desligada por motivos de segurança, de forma a evitar problemas de vibração, que esta entre em ressonância e coloque em perigo a sua integridade estrutural. O gerador transforma a energia mecânica do movimento das pás em energia eléctrica, que posteriormente é transformada em alta tensão nos transformadores e é distribuída para a rede. A potência produzida pelas turbinas eólicas varia entre os 2 e os 3 *MW* e costumam ser instaladas em áreas ventosas, em zonas costeiras e montanhosas onde o relevo e a altitude fornece um efeito de aceleração à força do vento.

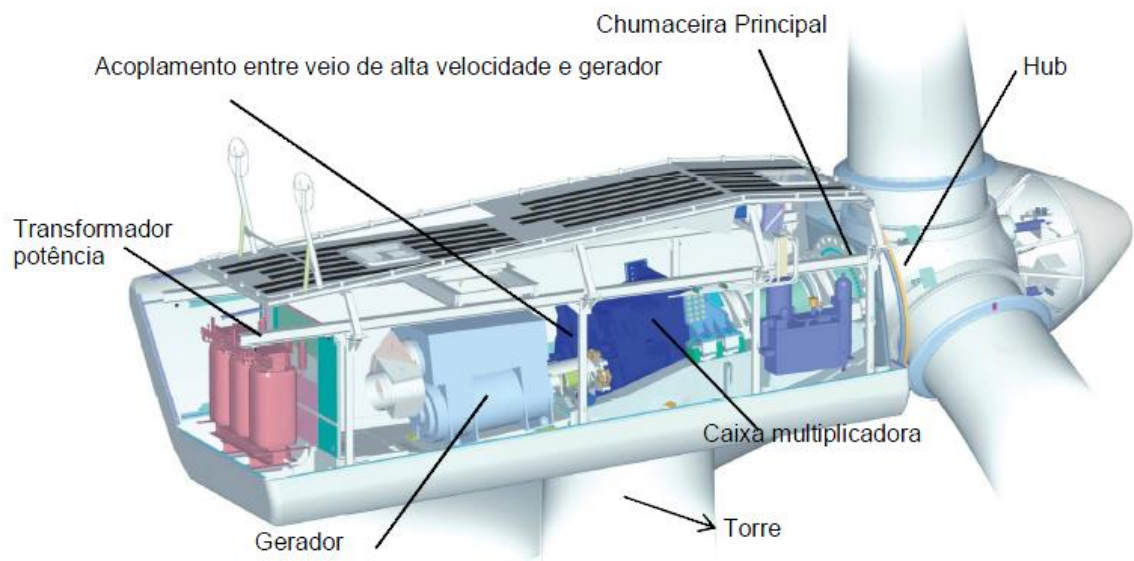


Figura 2.4 - Interior da nacelle com os respectivos equipamentos (Sequeira 2012).

Segundo a *Wind Measurement International* (2016), uma turbina eólica moderna é projectada para trabalhar 120 000 horas, durante uma estimativa de tempo de vida de 20 anos. Ou seja, esta turbina estaria a funcionar cerca de 66% do tempo durante duas décadas, enquanto um motor de um carro moderno, que é construído para durar entre 4000 a 6000 horas de uso, o que equivale a uma média de 49 minutos de utilização por dia de um carro para as mesmas duas décadas.

2.3 Avarias mais importantes nos aerogeradores

Um pouco por todo o mundo, as empresas de energia estão a desenvolver tecnologias para uma melhor utilização das energias renováveis com a finalidade de produzir energia eléctrica. A energia eólica é a fonte de energia renovável que teve o maior crescimento nas últimas décadas e pode ter um papel fundamental para se alcançar um desenvolvimento sustentável. Ao contrário dos combustíveis fósseis que existem apenas em certas regiões restritas do planeta, a energia eólica está praticamente à disposição de todos. Com a experiência adquirida nos últimos anos e o avanço da tecnologia, os materiais constituintes das turbinas são cada vez melhores, no entanto, todos eles ao fim de algum tempo acabam por falhar devido às várias condições a que estão sujeitos.

Segundo Brandão *et al.* (2008) existem fundamentalmente três tipos de falhas que podem ocorrer num aerogerador: falhas eléctricas, electrónicas e mecânicas.

Para Brandão *et al.* (2008), as falhas eléctricas ocorrem com alguma frequência e são as mais inesperadas porque os equipamentos eléctricos utilizados num aerogerador (geradores ou transformadores) são altamente desenvolvidos e muito conhecidos.

As falhas electrónicas ocorrem com mais frequência do que as falhas eléctricas, estão frequentemente ligadas com sensores e cartas electrónicas. Estas falhas podem ser provocadas por descargas eléctricas atmosféricas ou outros fenómenos atmosféricos. Quando ocorrem este tipo de problemas, a solução passa por substituir o componente. Existe um grande número de sensores num aerogerador que nos vão dando informação da velocidade do vento, potência produzida, temperatura da *nacelle*, temperatura dos rolamentos, entre outros.

As falhas mecânicas estão associadas às falhas ocorridas nas caixas de engrenagens e nas pás. Fissuras na caixa de engrenagens e estragos nas pás causadas por efeitos atmosféricos são os problemas mais usuais. Relativamente à caixa de engrenagens, o aumento do tamanho da torre e das pás permite a captação de vento com velocidade mais elevada e, conseqüentemente, as forças aplicadas às rodas dentadas são maiores, o que pode levar à rotura das mesmas. Quanto às pás, os estragos provocados pelas descargas eléctricas atmosféricas são os mais comuns. Há que se referir também que este sistema sofre de vibrações contínuas e forças centrífugas que acentuam a sua fragilidade.

Existem vários estudos efectuados em parques eólicos com o objectivo de se determinar as avarias mais frequentes e o tempo de paragem associado provocado por estas avarias. Estes estudos são baseados em registos de dados e relatórios elaborados pelas equipas de manutenção dos parques eólicos.

Num estudo realizado pelo ISET Fraunhofer – Institute for Wind Energy and Energy Systems Technology foram analisados 193000 relatórios de operação mensais e 64000 relatórios de manutenção e reparação, recolhidos em 1500 turbinas eólicas instaladas em 3 parques com diferentes localizações geográficas na Alemanha, durante cerca de 10 anos. Os parques estão situados em Fehmarn, Krummhörn (junto à costa) e Ormont (no interior). O objectivo foi determinar a influência das condições meteorológicas no funcionamento das turbinas eólicas. A taxa de avarias e o tempo de paragem associado a cada parque estão representados na Figura 2.5, Figura 2.6 e na Figura 2.7.

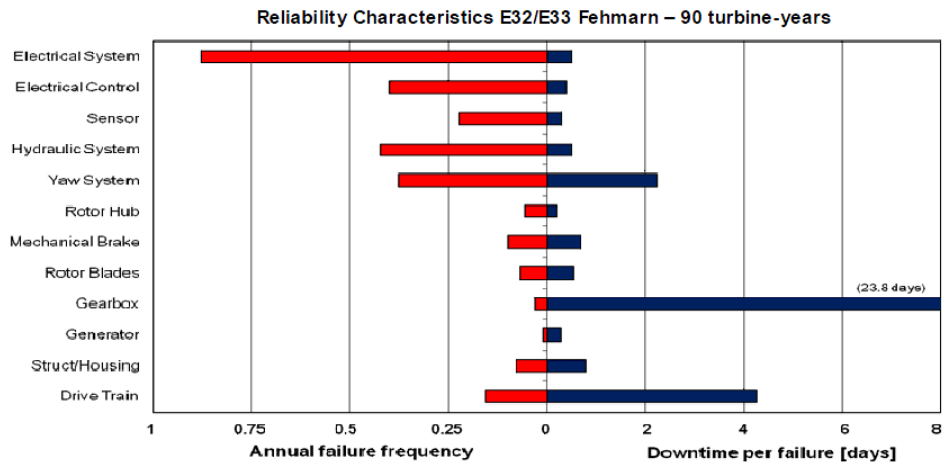


Figura 2.5 - Taxa de avaria e tempo de paragem do parque em Fehmarn (Tavner et al. 2013).

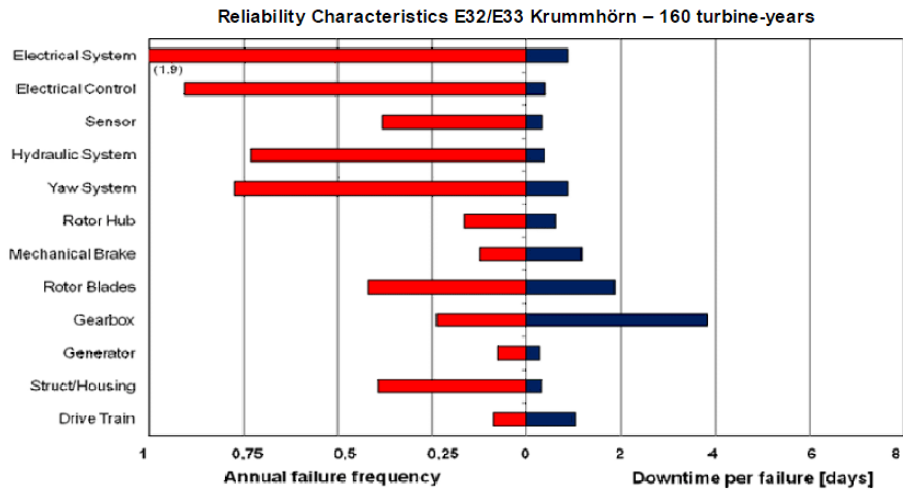


Figura 2.6 - Taxa de avarias e tempo de paragem do parque em Krummhörn (Tavner et al. 2013).

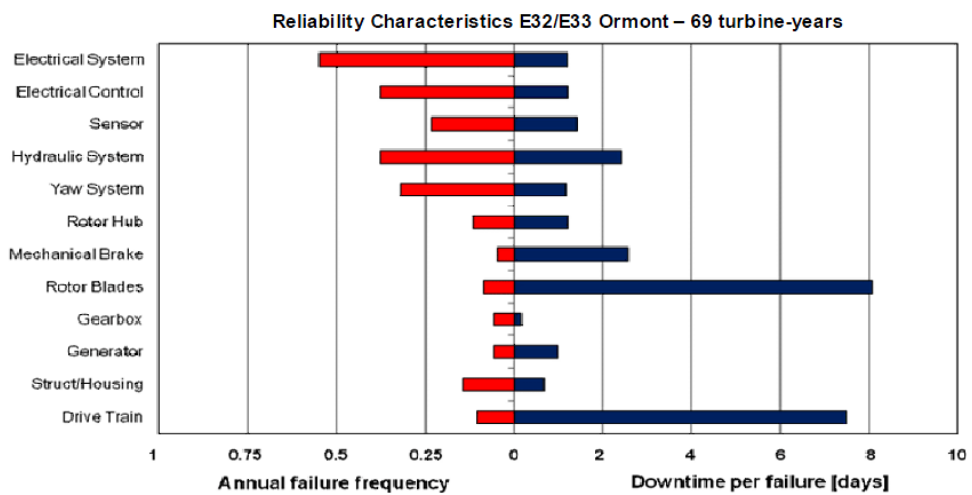


Figura 2.7 - Taxa de avarias e tempo de paragem do parque em Ormont (Tavner et al. 2013).

Como se verifica, existem diferenças nos tempos de paragem associados às diferentes falhas dos componentes dos aerogeradores. No geral, a taxa de avarias de cada parque segue o padrão do respectivo local onde estão inseridos, isto é, a taxa de avarias de Ormont é similar à taxa de avarias de outros parques instalados no interior do país. Em relação aos parques situados mais perto da costa, Krummhörn tem a pior taxa de avarias, mas um tempo de paragem ligeiramente inferior, o que sugere que, apesar da alta taxa de avarias os sistemas de operação e manutenção em Krummhörn são comparativamente mais eficazes. O mesmo se verifica quando se inclui na comparação o parque em Ormont, o que reforça a hipótese de que Krummhörn tem uma melhor gestão das operações de manutenção.

Finalmente, observa-se que, em geral, os tempos de paragem em Ormont são maiores do que os dos parques situados em zona costeira. O que se pode dever em parte, ao facto de as montanhas em Ormont constituírem uma barreira logística para o transporte de grandes subconjuntos, tais como as pás do rotor. No entanto, surpreendentemente, em Ormont o tempo de paragem para as falhas na caixa de engrenagens é muito baixo. É ainda de salientar que observando os estudos dos parques anteriores, se chega à conclusão que a caixa de engrenagens é o componente que apresenta maior incidência de avarias.

2.3.1 Caixa de Engrenagens

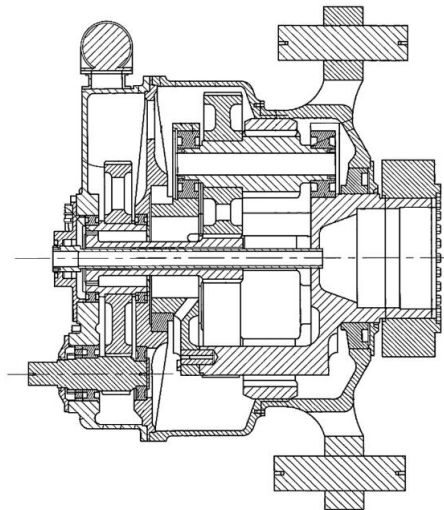


Figura 2.8 - Esquema 2D de uma caixa de engrenagens.

A caixa de engrenagens, quando existe, está alojada na *nacelle*, entre o rotor e o gerador eléctrico. A sua principal função consiste em adaptar a velocidade de rotação das pás para a velocidade de rotação do gerador eléctrico.

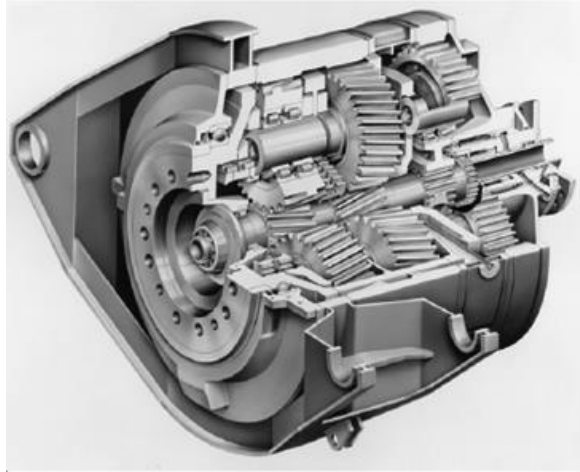


Figura 2.9 - Caixa de engrenagens de três estágios com uma potência de 2 a 3 MW.

Segundo Puigcorbe & De-Beaumont (2010), normalmente as caixas de engrenagens modernas não falham nos primeiros anos de operação, excepto se existirem problemas na sua concepção ou defeitos no equipamento. As turbinas da classe 1,5 a 3 MW foram construídas através da experiência obtida nas caixas de engrenagens mais pequenas onde as falhas eram problemas crónicos. O *design* das caixas de engrenagens e das turbinas foi melhorando, permitindo que as mesmas funcionassem correctamente nos primeiros anos de operação. No entanto, inspecções realizadas nas caixas de engrenagens, entre 3 a 5 anos após a sua instalação, mostram que o desgaste neste componente leva normalmente a falhas graves, que originam a necessidade de grandes reparações ou até mesmo à sua substituição após alguns anos.

Na verdade, as falhas nas caixas de engrenagens são consideradas como uma das mais graves causas de degradação de uma turbina eólica, principalmente pelo tempo de inactividade daqui resultante. À substituição deste equipamento acresce os custos de transporte da nova caixa de engrenagens para o local, o aluguer de gruas e o custo de mão-de-obra empregue na sua substituição.

De acordo com Mesquita Brandão *et al.* (2012), a caixa de engrenagens é um componente puramente mecânico com muitas partes rotativas. As principais causas de avarias ocorrem, geralmente, devido à falta de lubrificação, desgaste dos materiais, falhas nos rolamentos e à quebra dos dentes das engrenagens.



Figura 2.10 - Instalação de uma caixa de engrenagens (Anderson 2008).

Normalmente, as avarias nas engrenagens são procedidas por avarias nos rolamentos. Isto pode parecer surpreendente, dado que os rolamentos usados nas caixas de engrenagens estão sujeitos a menos esforços em comparação com as engrenagens, que estão sujeitas a esforços de deslizamento e as significativas tensões de flexão nos dentes. No entanto, os rolamentos operam sob elevadas pressões de contacto e são susceptíveis aos efeitos de pequenos detritos presentes no óleo lubrificante, proveniente do desgaste de algumas peças. Para Mesquita Brandão *et al.* (2012) este pode ser um dos motivos pelo qual os rolamentos avariam antes de as engrenagens.

Tipicamente, as avarias na caixa de engrenagens não se devem a erros de fabrico. No entanto, eles podem ocorrer devido à utilização de materiais de menor qualidade, que mais tarde originam o aparecimento de fissuras na caixa. Os sintomas mais comuns de anomalias nas caixas de engrenagens são o desgaste das rodas dentadas e dos rolamentos, o aumento de temperatura, o ruído e as vibrações.

Segundo uma investigação levada a cabo pelo Neale Consulting Engineers Ltd (NCEL) sobre problemas nas caixas de engrenagens, as causas que mais influenciam o aparecimento de falhas são os desalinhamentos, os rolamentos, as vibrações, a possibilidade de cargas inesperadas, as instabilidades térmicas e a lubrificação (Polak 2016). Sendo que estas duas últimas realçam a importância do estudo apresentado nesta dissertação.

Os desalinhamentos afectam tanto as engrenagens como os rolamentos e são, provavelmente, a causa mais comum de avarias. Esses sinais de desalinhamento são visíveis quando nas engrenagens e nos rolamentos começam a aparecer pequenas picadas no material e este se

começa a desgastar. As causas de desalinhamento são estáticas, devido a erros de fabricação ou de concepção, e dinâmicas, devido às deformações elásticas e às expansões térmicas.

Com a utilização de caixas de engrenagens de pequeno e médio porte, o uso de rolamentos de rolo tornou-se uma habitual escolha. Estes rolamentos são bastante sensíveis a vários efeitos, tais como, desalinhamentos (nem todos os tipos), detritos e contaminantes, deficiências na lubrificação e vibrações. São também susceptíveis a danos provocados por forças excessivas durante a montagem dos acoplamentos.



Figura 2.11 – Rolamento da caixa de engrenagens danificado de uma turbina eólica (National Oceanic and Atmospheric Administration 2011).

Quando existe uma grande diferença térmica entre o eixo que está dentro do rolamento e a chumaceira que o envolve, ocorre um fenómeno chamado, instabilidade térmica. A expansão térmica da chumaceira, provocada pela diferença de temperaturas, resulta numa folga no rolamento e este torna-se pré-carregado, o que resulta num aumento da temperatura do rolamento devido à maior fricção que porventura, vai aumentar a diferença térmica. Deste modo, é importante que exista uma constante monitorização da temperatura do rolamento principal da turbina, razão pela qual esta é uma das temperaturas mencionadas mais adiante no caso em estudo.

Para Polak (2016) este fenómeno está associado a veios com alta velocidade, e é mais provável que ocorra logo após o arranque. Isto acontece porque o veio tem menor massa térmica do que a chumaceira, então, durante o período de aquecimento ocorre uma diferença de temperaturas natural, normalmente esta diferença atinge um pico de 30 graus durante os primeiros dez minutos e depois tende a cair 10 graus quando a temperatura estabiliza.

São vários os factores que podem influenciar este tipo de falha, como as velocidades elevadas, rápidas acelerações, eixos ociosos, calor externo conduzido para o veio, entre outros. Este modo de falha ocorre normalmente durante o início do período de vida útil do rolamento, preferencialmente durante o Inverno, quando as temperaturas exteriores são mais baixas. No entanto, pode também ocorrer num período de vida útil avançado, quando existir degradação do rolamento ou da lubrificação.

O bom desempenho de uma caixa de engrenagens está fortemente relacionado com uma boa lubrificação. Para que isso aconteça, deverá ser tomada em consideração, entre outras, o local onde a turbina eólica irá ser instalada, dado que, a temperatura ambiente tem um papel relevante no comportamento do óleo. Quando a turbina eólica opera a temperaturas muito baixas, a tendência é para que o óleo se torne espesso, dificultando a lubrificação de todos os elementos constituintes da caixa de engrenagens. Aliado a esta diminuição da temperatura exterior temos o aparecimento de humidade, que pode contaminar o óleo. Os rolamentos da caixa, em particular, podem sofrer falhas prematuras causadas por pequenas percentagens de água no lubrificante. Por outro lado, se o óleo aquecer demasiado, as suas características irão deteriorar-se, havendo o risco de auto ignição do óleo.

Subjacente à caixa de engrenagens está o óleo lubrificante. Nas turbinas eólicas, faz todo o sentido a existência de monitorização do estado do óleo de lubrificação na caixa de engrenagens. Neste contexto, é importante distinguir dois diferentes objectivos: por um lado, monitorizar as propriedades do óleo, de forma a ter acesso à sua qualidade de lubrificação e a efectividade do sistema de filtragem, de modo a determinar a necessidade da substituição do mesmo. Por outro, a informação obtida pela sua monitorização pode indicar, por exemplo, detritos no seu conteúdo o que leva a crer que existem falhas em desenvolvimento nos componentes mecânicos da caixa de engrenagens.

Os sensores instalados para o controlo da condição do óleo nas caixas de engrenagens recolhem dados sobre pressão, temperatura e detritos metálicos e não metálicos. Existe uma grande variedade de parâmetros que têm um efeito negativo no desempenho do óleo, por conseguinte, pode conduzir a problemas no sistema de transmissão. A Figura 2.12 apresenta os parâmetros mais relevantes que afectam as propriedades do óleo.

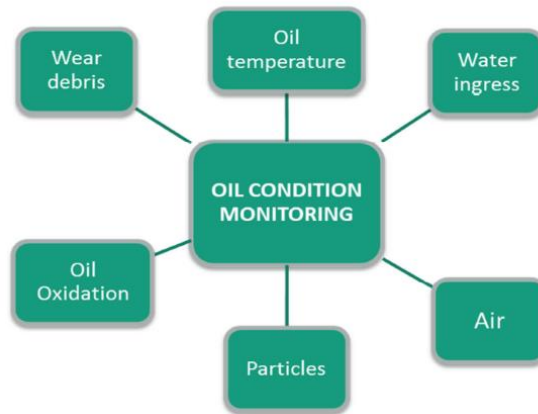


Figura 2.12 - Parâmetros que afectam as propriedades do óleo e podem fazer parte do sistema de monitorização (Coronado & Fischer 2015).

2.3.2 Pás

Como comprovam os vários estudos referidos, em condições normais de operação, as pás são um componente sujeito a falhas. Estas falhas podem surgir em virtude dos esforços a que as mesmas estão sujeitas ou a consequência de fenómenos atmosféricos. A elevada altitude a que os parques eólicos são instalados, pode levar ao acumular de gelo nas pás, provocando falhas nas mesmas. Outro aspecto que deve ser levado em conta é a acumulação de sujidade, como poeiras ou insectos, que aumenta a rugosidade da superfície das pás, provocando a diminuição da potência devido à redução do desempenho aerodinâmico do perfil da pá.



Figura 2.13 - Pás de uma turbina eólica.

São várias as forças cíclicas que actuam sobre as pás de uma turbina eólica, tais como:

- Aerodinâmica, criada pela sustentação e arrasto das pás;
- Gravitacional, provocada pela atracção da Terra;
- Centrífuga, provocada pelo movimento rotacional das pás;
- Giroscópica, resultante do *yawing* durante a operação;
- Operacional, resultante do *pitching*, *yawing*, arranque ou paragem do gerador.

Todas estas forças contribuem para causar a fadiga dos materiais e, conseqüentemente, levam à paragem dos aerogeradores.

Uma turbina eólica é constituída, normalmente, por três pás, distribuídas de forma a se obter um sistema equilibrado. Qualquer alteração na massa das pás origina um desequilíbrio no sistema, o que leva a uma redução no seu desempenho e provoca vibrações indesejáveis, que podem levar à paragem do sistema. A Figura 2.14 representa um modelo simplificado de um rotor de três pás usado para estudar o comportamento das pás em situações de desequilíbrio de massas.

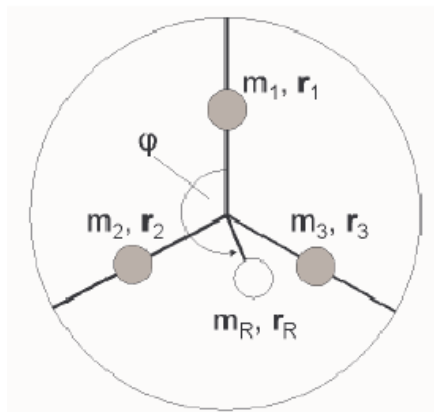


Figura 2.14 - Modelo de um desequilíbrio das pás (Caselitz & Giebhardt 2005).

Em condições de operação normal, as massas (m_i) estão perfeitamente equilibradas, verificando-se as condições representadas na Equação (2.1).

$$m_1 * r_1 = m_2 * r_2 = m_3 * r_3 \quad (2.1)$$

Qualquer alteração dos parâmetros, ($m_i * r_i$), origina um desequilíbrio do rotor.

De acordo com Sorensen *et al.* (2008) a massa do sistema altera-se, por exemplo, se houver uma infiltração de água para o interior da pá, enquanto o raio se altera se existirem acessórios soltos no interior da pá. Existem, no entanto, outras causas para o desequilíbrio das massas, tais como defeitos de fabrico ou problemas relacionados com materiais usados. Usualmente, as pás

são construídas em fibra de vidro e resinas *epoxy* e apresentam uma protecção contradescargas eléctricas atmosféricas, através de discos metálicos que percorrem o interior da pá e que conduzem a corrente do raio ao sistema de protecção contradescargas atmosféricas do aerogerador. Em geral, a protecção contra raios na *nacelle* e noutros componentes estruturais da turbina eólica é feita de acordo com os métodos descritos na norma IEC 62305, tal como demonstra a Figura 2.15.

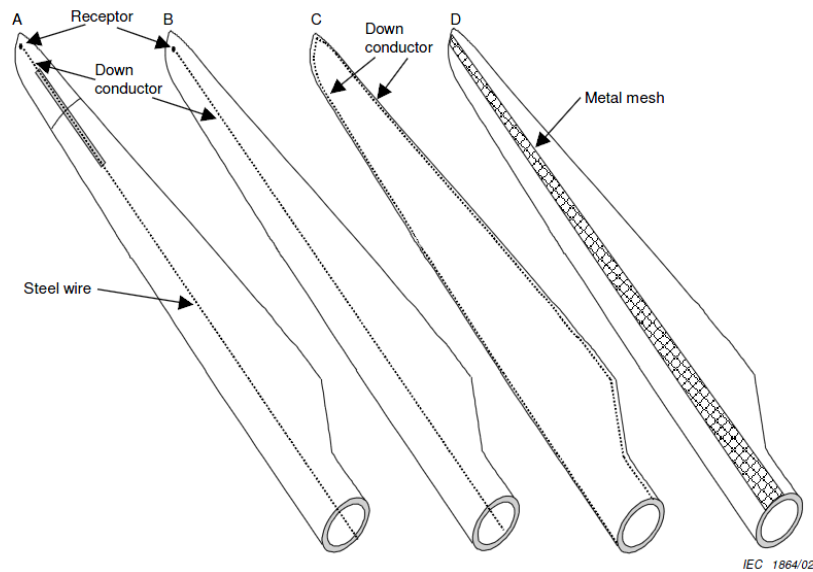


Figura 2.15 - Protecção contra descargas atmosféricas nas pás das turbinas eólicas (Sorensen et al. 2008).

2.3.3 Gerador

O gerador eléctrico é um elemento preponderante numa turbina eólica e as suas avarias provocam tempos de paragem elevados. Os fabricantes destes equipamentos trabalham com o intuito de diminuir os custos de manutenção e evitar paragens não programadas que podem resultar na diminuição da produção e da receita. Quando ocorre uma avaria num gerador eléctrico, os custos envolvidos são bastante elevados.

O gerador eléctrico é considerado uma máquina robusta, muito desenvolvida e testada, no entanto, as falhas técnicas ocorrem com alguma frequência. Esperava-se que estes equipamentos não apresentassem problemas eléctricos relevantes, porém, a realidade demonstra o contrário.



Figura 2.16 - Gerador eléctrico de um aerogerador (Hyundai 2012).

O gerador eléctrico, como qualquer máquina eléctrica rotativa está sujeita a forças electromagnéticas e mecânicas durante o seu funcionamento. A sua construção está definida para que a interacção entre estas forças, em condições normais de funcionamento, tenha um comportamento estável com o mínimo de vibração e ruído. Quando ocorre a falha, perde-se o equilíbrio entre estas forças, o que leva a um aumento considerável das vibrações e do ruído (Al kazzaz & Singh 2003).

As falhas no gerador eléctrico podem ser classificadas como mecânicas ou eléctricas e a sua origem pode ser interna ou externa (razões ambientais). As principais causas destas avarias estão relacionadas com as altas temperaturas, a humidade, a sujidade e outros materiais poluentes ou danos mecânicos.

2.4 Sistemas de monitorização e detecção de avarias. Sistema SCADA

A monitorização do estado de um qualquer processo industrial é hoje em dia uma ferramenta indispensável. A detecção precoce de falhas previne o acontecimento de falhas maiores, permitindo aos operadores e responsáveis pela manutenção ter informação precisa sobre o estado de funcionamento da máquina. Isto permite efectuar uma manutenção eficiente e a adopção de estratégias de reparação convenientes. Apesar das turbinas eólicas mais modernas apresentarem um desenvolvimento tecnológico de alto nível, existe ainda um grande potencial,

especialmente nas turbinas eólicas com elevada potência. Para que a produção de energia eólica seja competitiva relativamente a outros tipos de energia, são necessárias melhorias na disponibilidade, na segurança e no tempo de vida das turbinas. A melhoria no desempenho é significativa quando existem manutenções eficientes e estratégias de reparação adequadas. A monitorização *online* e as técnicas de detecção precoce permitem que as pequenas falhas mecânicas e eléctricas sejam sinalizadas, de forma a evitar que se transformem em falhas maiores, evitando efeitos secundários sobre outros componentes. Além disso, a monitorização *online* detecta outro tipo de condições, tais como, as condições climatéricas, podendo accionar acções de controlo apropriadas, se for esse o caso. Desta forma, os custos de manutenção globais e os tempos de inactividade são significativamente reduzidos. Estes sistemas de monitorização e previsão de avarias baseiam o seu prognóstico com base na medição de parâmetros, tais como:

- Velocidade do vento
- Direcção do vento
- Potência activa
- Potência reactiva
- Temperatura ambiente
- Inclinação da pá
- Velocidade de rotação (rotor e gerador)

Os custos da manutenção das turbinas dos parques eólicos assumem um peso importante na exploração dos parques. Com estes custos a assumirem um peso cada vez mais importante e sabendo que os operadores tendem a explorar os seus parques da forma mais económica possível, necessitam de técnicas de planeamento da manutenção que conduzam a uma efectiva redução de custos de exploração.

As turbinas eólicas modernas estão hoje equipadas com sistemas de monitorização e detecção de avarias. Praticamente todas as turbinas apresentam hoje um sistema *CMS (Condition Monitoring System)*. A vantagem da implementação deste sistema reside no seu potencial para detectar falhas antes destas ocorrerem, o que reduz os estragos ou previne mesmo uma acção de manutenção correctiva. Os *CMS* comercializados hoje em dia são, predominantemente, para monitorizar a vibração dos componentes dos sistemas rotativos, nomeadamente, do rolamento principal, da caixa de engrenagens, dos rolamentos do gerador e das oscilações da torre da turbina eólica.

Embora os métodos de obtenção de cada uma destas variáveis sejam diferentes, existe um processo genérico que todos os *CMS* seguem:

- Aquisição de dados
- Processamento
- Detecção
- Diagnóstico
- Prognóstico
- Recomendação

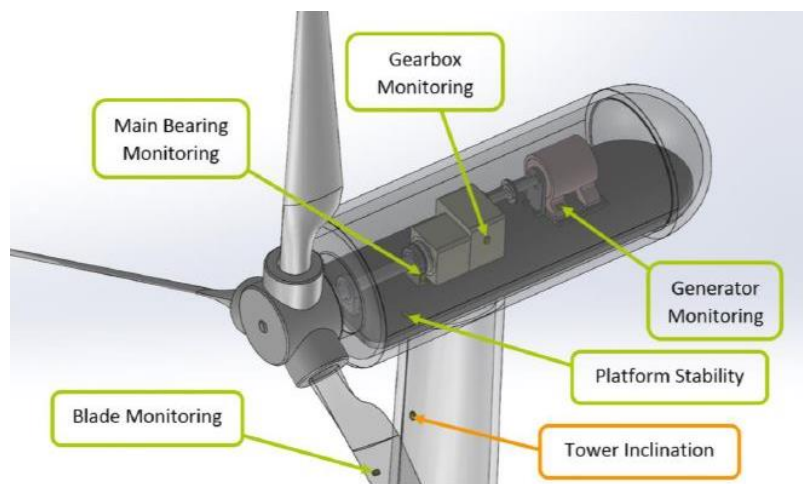


Figura 2.17 - Disposição de alguns dos sensores distribuídos pelas Turbinas (Safran 2016).

Outro elemento essencial num parque eólico é o sistema *SCADA* (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Este sistema possibilita a monitorização e o controlo de processos geograficamente dispersos. Permite a comunicação entre estações remotas e um centro de controlo, fornecendo dados e informação importantes para o comando do processo de operação do *SEE* (*Sistema Eléctrico de Energia*) tornando assim o *SCADA* uma estrutura complexa. A sua implementação exige a instalação de equipamentos como sensores ou actuadores, permitindo a intervenção dos operadores a partir do centro de controlo.

A ocorrência de perturbações faz disparar alarmes, que avisam os operadores que o sistema atravessa uma situação anómala. Este sistema de supervisão e controlo permite também aos operadores actuar remotamente sobre o processo, a partir do centro de controlo (Santos *et al.* 2016).

De uma forma geral as funções principais de um sistema *SCADA* são:

- Aquisição de dados – Permite a aquisição de dados a partir de sensores instalados nos equipamentos. Permite adquirir o estado do sistema, medindo e indicando valores de grandezas através de uma leitura cíclica.
- Monitorização e processamento de eventos – Processa-se a monitorização do estado, monitorização de limites e processamento de limites onde todos os acontecimentos detectados são processados e armazenados na base de dados.
- Funções de controlo – Esta função permite controlar individualmente cada equipamento controlado a partir do centro de controlo.

O funcionamento do parque eólico em estudo é monitorizado e controlado por um sistema *SCADA* que se demonstra fundamental para o caso de estudo nesta dissertação, pois é através dele que são recolhidos os dados que serão posteriormente tratados através de diversas ferramentas informáticas. Estes dados são valores registados de 10 em 10 minutos pelos sensores presentes nos diversos equipamentos e dizem respeito às seguintes temperaturas:

- Temperatura exterior
- Temperatura da *nacelle*
- Temperatura do rolamento principal
- Temperatura do rolamento 1 da caixa de engrenagens
- Temperatura do óleo da caixa de engrenagens

Na Figura 2.18 é possível observar a disposição dos sensores colocados para a obtenção das temperaturas acima referidas, representando os algarismos de um a cinco a localização dos sensores:

1. Temperatura exterior
2. Temperatura da *nacelle*
3. Temperatura do rolamento principal
4. Temperatura do rolamento 1 da caixa de engrenagens
5. Temperatura do óleo da caixa de engrenagens

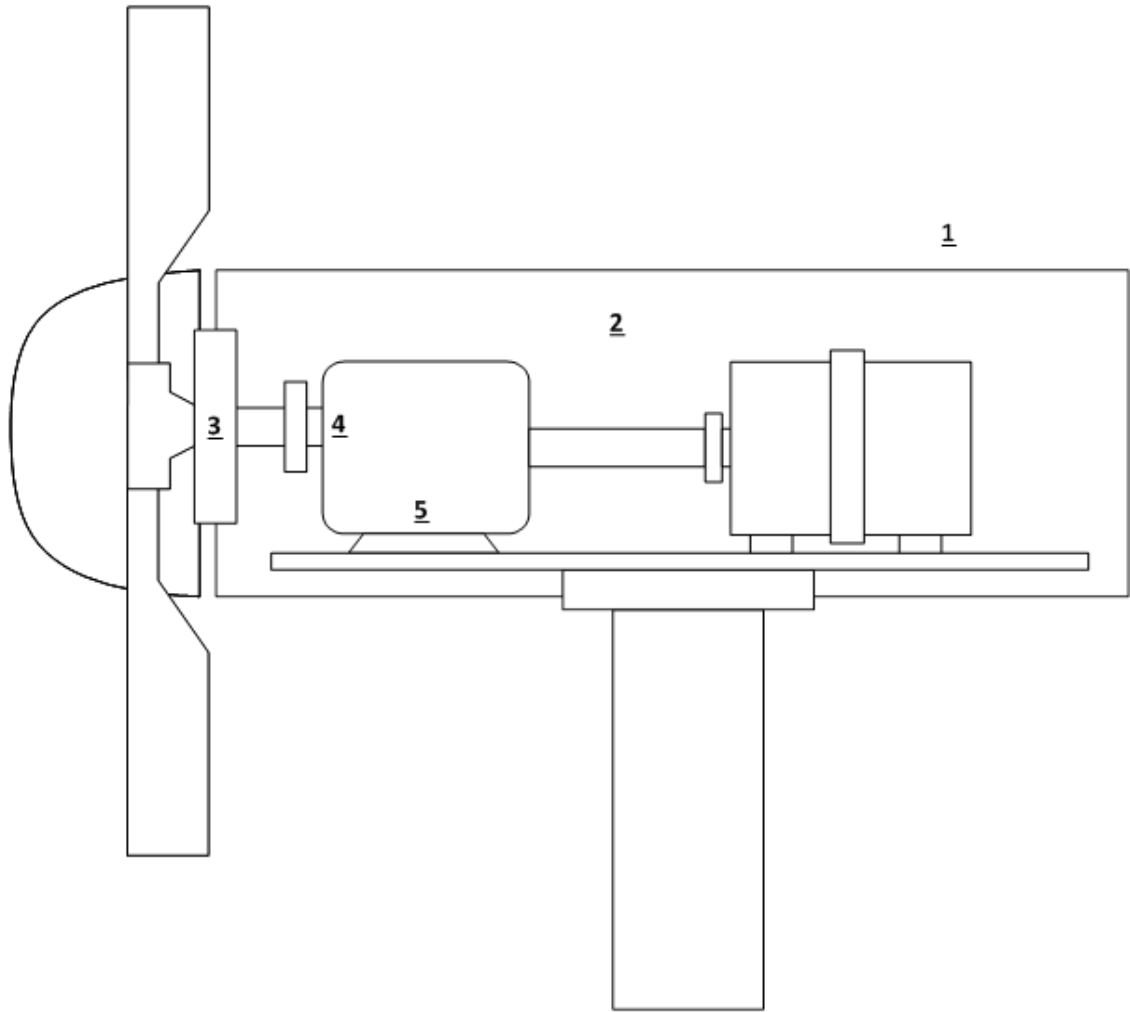


Figura 2.18 - Disposição dos sensores colocados nas turbinas em estudo para recolha das temperaturas.

Capítulo 3

No capítulo 3 pretende-se apresentar os conceitos principais relacionados com a estatística descritiva para análise e interpretação dos dados tratados. São também efectuados alguns exemplos de forma a ser mais fácil a compreensão do caso de estudo.

3 Estatística Descritiva

Segundo Reis (2008), o principal objectivo da Estatística Descritiva é criar os instrumentos necessários para classificar e apresentar conjuntos de dados numéricos de tal modo que a informação neles contida seja apreendida mais facilmente. Deste modo, a apresentação dos dados é feita, muitas vezes, através de tabelas, gráficos e distribuições de frequências.

De seguida segue-se um exemplo de uma distribuição de frequências não agrupadas utilizando uma amostra de dados recolhida de uma turbina eólica referentes à temperatura do óleo da caixa de engrenagens para um dia.

Tabela 3.1 – Amostra de temperatura em °C do óleo durante 1 dia.

25	35	43	39	35	31	28	26	29	25	23	27
26	35	44	40	35	32	29	26	31	26	24	28
30	32	40	41	35	32	29	27	29	26	24	26
30	33	40	39	35	31	28	26	28	25	23	26
25	34	41	41	36	33	29	27	28	26	24	26
25	33	42	43	37	34	31	28	25	27	25	27
31	28	38	41	36	33	30	27	24	27	24	25
31	28	38	44	38	35	31	28	26	28	25	25
29	26	35	42	37	34	30	27	25	27	24	24
29	26	36	39	35	32	28	26	29	25	24	24
30	27	36	41	36	33	29	27	26	26	24	24
30	27	37	43	37	34	30	27	25	27	25	24

Tabela 3.2 - Distribuição de frequência não agrupada da temperatura do óleo.

Temperatura °C	Frequência f
23	2
24	12
25	14
26	16
27	14
28	11
29	9
30	7
31	7
32	4
33	5
34	4
35	9
36	5
37	4
38	3
39	3
40	3
41	5
42	2
43	3
44	2
n = 144	

A ideia subjacente à distribuição de frequências agrupadas é juntar valores próximos em classes ou intervalos de números. Para isso é necessário determinar-se o número de classes e o comprimento de cada uma dela.

De acordo com Montgomery, D. C., & Runger, G. C. (2003) na prática trabalha-se bem se o número de intervalos de classes for aproximadamente igual à raiz quadrada do número de observações.

Uma vez que o conjunto de dados contém 144 observações e a raiz quadrada de 144 é 12, suspeita-se que este valor de intervalos de classes forneça uma satisfatória distribuição de frequências. O maior e o menor valor dos dados são 44 e 23, respectivamente. Assim, os intervalos têm de cobrir uma faixa de no mínimo $44 - 23 = 21$ unidades.

Utilizando um limite inferior para o primeiro intervalo de classe um pouco abaixo do menor valor dos dados e um limite superior igual ao maior valor dos dados, então pode-se começar a

distribuição de frequências em 21 e terminá-la em 45. Fica-se com um intervalo de 24 unidades. 12 intervalos com 2 unidades de largura, fornece uma razoável distribuição de frequências.

Tabela 3.3 – Distribuição de frequências para a temperatura do óleo

Intervalo de classes	Frequência Absoluta	Frequência Relativa	Frequência Acumulada
$21 < x \leq 23$	2	0,014	2
$23 < x \leq 25$	26	0,181	28
$25 < x \leq 27$	30	0,208	58
$27 < x \leq 29$	20	0,139	78
$29 < x \leq 31$	14	0,097	92
$31 < x \leq 33$	9	0,063	101
$33 < x \leq 35$	13	0,090	114
$35 < x \leq 37$	9	0,063	123
$37 < x \leq 39$	6	0,042	129
$39 < x \leq 41$	8	0,056	137
$41 < x \leq 43$	5	0,035	142
$43 < x \leq 45$	2	0,014	144

3.1 Gráficos de linhas

A Figura 3.1 apresenta um exemplo de um gráfico de linhas onde, utilizando a amostra da Tabela 3.1, se pode observar a evolução da temperatura do óleo da caixa de engrenagens durante as primeiras 24 horas do dia 1 de Janeiro de 2011.

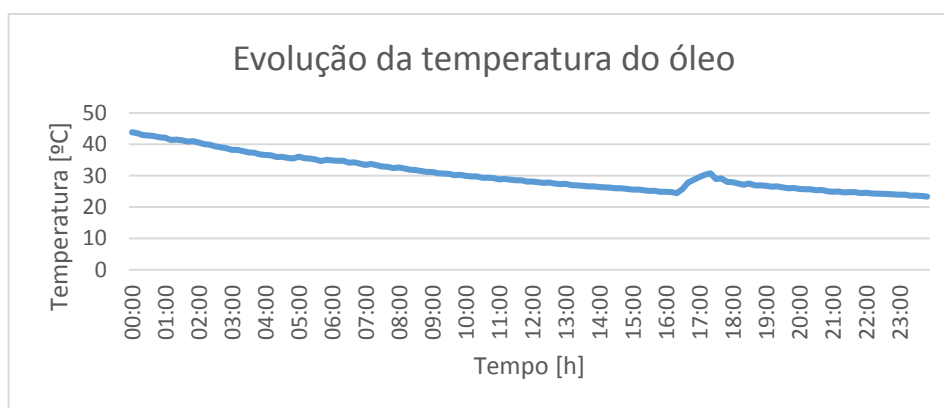


Figura 3.1 - Evolução da temperatura do óleo registada durante 24h

A construção deste gráfico é feita tendo em conta o conjunto de 144 amostras que foram recolhidas de 10 em 10 minutos desde as 00h00 até às 23h50 de dia 1 de Janeiro de 2011.

3.2 Gráficos de barras

Como forma de exemplo a Figura 3.2 apresenta um gráfico de barras onde se pode observar uma comparação entre as temperaturas do óleo da caixa de engrenagens de duas turbinas.

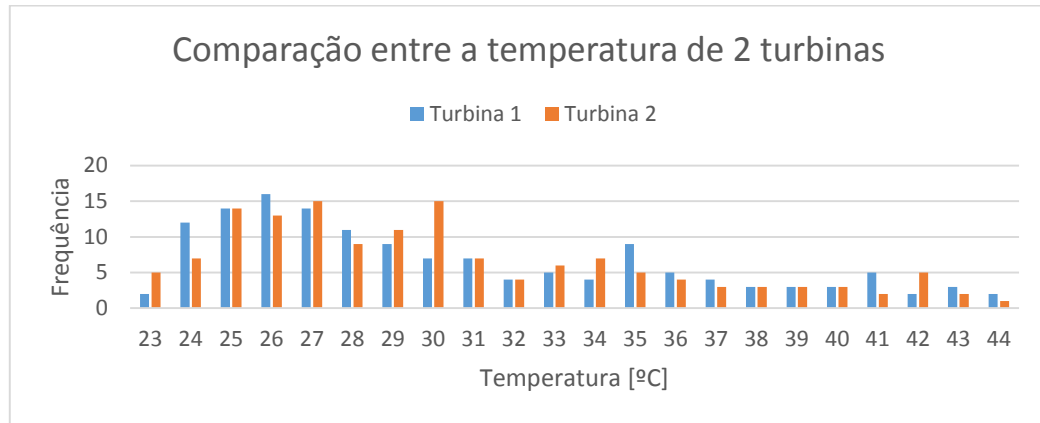


Figura 3.2 - Exemplo de gráfico de barras comparando a temperatura do óleo de duas turbinas

3.3 Histograma

Como exemplo, construiu-se um histograma utilizando a distribuição de frequências agrupadas presente na Tabela 3.3.

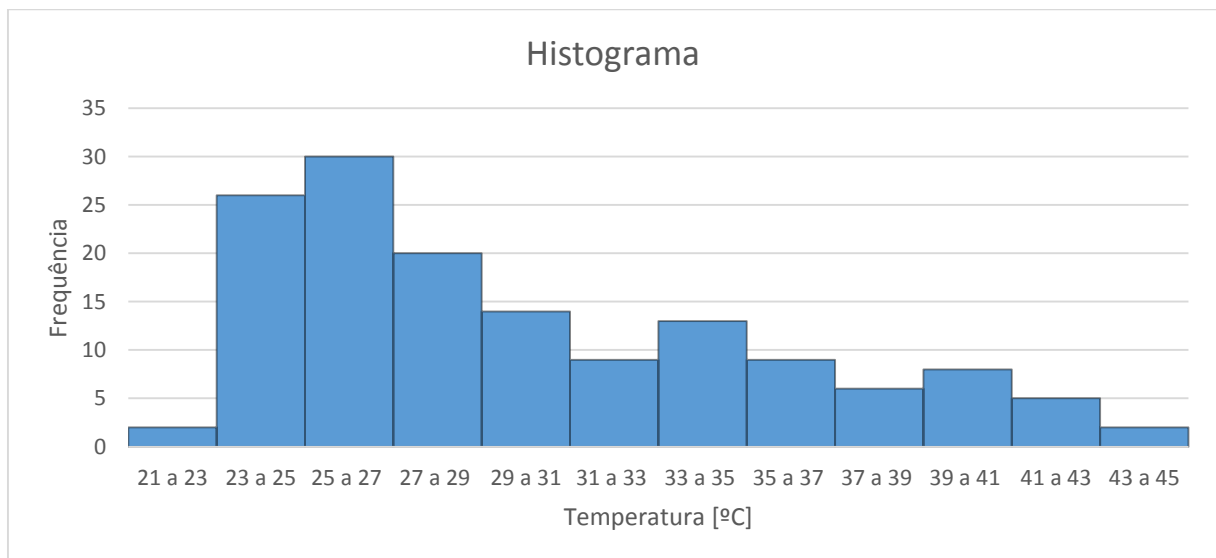


Figura 3.3 – Histograma da amostra da temperatura do óleo

Os histogramas são mais estáveis para grandes conjuntos de dados, preferencialmente, para um tamanho da amostra com 75 a 100, ou mais dados (Montgomery, D. C., & Runger, G. C. 2003).

3.4 Diagramas de caixa ou boxplot

De acordo com Montgomery, D. C., & Runger, G. C. (2003) um diagrama de caixa apresenta três quartis e os extremos (o mínimo e o máximo) dos dados numa caixa rectangular, alinhados tanto horizontal como verticalmente. A caixa inclui a faixa interquartil, com o canto esquerdo (ou inferior) no primeiro quartil, Q_1 , e o canto direito (ou superior) no terceiro quartil, Q_3 . É desenhada uma linha dentro da caixa que representa o segundo quartil, Q_2 , que corresponde à mediana. Estes quartis são determinados da seguinte forma:

1º Quartil

$$Q_1 = [0,25n]^{\text{ésimo}} \text{ valor do conjunto ordenado} \quad (3.1)$$

3º Quartil

$$Q_3 = [0,75n]^{\text{ésimo}} \text{ valor do conjunto ordenado} \quad (3.2)$$

Note-se que os quartis não são mais do que os percentis, o 1º quartil é o percentil 25 e o 3º quartil é o percentil 75. O 2º quartil não é mais do que o percentil 50, que por sua vez não é mais do que a mediana.

Considera-se seguidamente duas linhas que unem os meios dos lados dos rectângulos com o menor e o maior elemento da amostra que estão dentro da barreira de “*outliers*”. Estas barreiras são definidas como:

Barreira inferior

$$Q_{0,25} - 1,5 \times (Q_{0,75} - Q_{0,25}) \quad (3.3)$$

Barreira superior

$$Q_{0,75} + 1,5 \times (Q_{0,75} - Q_{0,25}) \quad (3.4)$$

Diz-se que um valor é *outliers* quando não está compreendido no intervalo entre a barreira inferior e a superior e representam-se pelo símbolo “*”.

Este diagrama é muito utilizado na presente dissertação, pelo que o seu entendimento é fundamental para uma correcta análise dos dados. É por isso de seguida apresentado um exemplo explicativo utilizando a amostra da Tabela 3.1 para construir um *boxplot*.

Primeiramente, ordena-se por ordem crescente os valores da amostra.

Tabela 3.4 - Amostra da temperatura do óleo da caixa de engrenagens ordenada por ordem crescente

23	23	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	25	25	25	25
25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	26	26	26	26	26	26	26	26
26	26	26	26	26	26	26	26	26	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
27	27	27	27	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	29	29	29
29	29	29	29	29	29	30	30	30	30	30	30	30	30	31	31	31	31	31
31	31	32	32	32	32	33	33	33	33	33	34	34	34	34	35	35	35	35
35	35	35	35	35	35	36	36	36	36	36	37	37	37	37	38	38	38	38
39	39	39	40	40	40	41	41	41	41	41	42	42	43	43	43	44	44	

Observando a Tabela 3.4 é possível verificar que o valor mínimo é o 23 e o máximo o 44, sendo por isso estes valores os extremos.

Tabela 3.5 - Construção do diagrama de caixa

Barreira Inferior	12,5
Mínimo	23
Q1	26
Mediana	29
Q3	35
Máximo	44
Barreira Superior	48,5

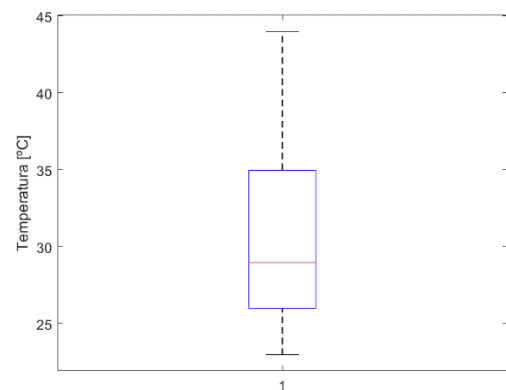


Figura 3.4 - Exemplo de um diagrama de caixa

Como se pode observar na Tabela 3.5 e confirmar pela Figura 3.4 o maior elemento da amostra é menor do que a barreira superior e o menor elemento é maior do que a barreira inferior, razão pela qual não existem *outliers* na amostra seleccionada.

3.5 Medidas numéricas descritivas

Além das tabelas e dos gráficos, que têm como objectivo organizar e dar uma imagem visual dos dados, existem certas características de uma amostra que podem ser resumidas por meios de certas quantidades. São exemplos de medidas numéricas centrais a média e a mediana.

No entanto as medidas centrais, não fornecem a informação completa sobre o conjunto de valores. Falta, pois, indicação sobre a dispersão desses valores. Quando se usa a mediana para medir o centro de uma distribuição, é conveniente fornecer elementos sobre a variação ou dispersão da distribuição, através dos *percentis* como já foi enunciado no diagrama de caixa.

Para Reis (2008), as medidas de dispersão mais utilizadas são a variância e o desvio padrão. Devem ser usadas quando a medida da tendência central utilizada for a média, pois elas medem a dispersão em relação à média, como centro da distribuição.

As medidas centrais e de dispersão fornecem informação básica relativa a dados univariados, embora essa informação não seja completa. No entanto, se os dados forem bivariados, as medidas centrais e de dispersão não são suficientes para resumí-los. Normalmente o interesse é estudar uma possível ligação entre as variáveis, se estas aumentam simultaneamente ou não. Para isso é necessário trabalhar com os valores das duas variáveis.

A associação em dados bivariados significa que existe uma ligação directa entre as variações nas variáveis:

- Quando o aumento de uma variável tende a acompanhar o aumento de outra variável, diz-se que a associação é positiva;
- Quando o aumento de uma variável tende a acompanhar a diminuição de outra variável, então as variáveis dizem-se associadas negativamente.

Uma das medidas de associação é o coeficiente de correlação r definido por:

$$r = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{s_x s_y} \quad (3.5)$$

Em que \bar{X} e \bar{Y} são medidas dos valores de X e de Y respectivamente e s_x e s_y os desvios padrão das mesmas variáveis.

Tem-se então a interpretação de r :

1. O coeficiente de correlação r mede a associação entre duas variáveis; é positivo quando a associação é positiva e negativo quando a associação for negativa (o valor de r é tanto maior quanto mais forte for a associação);

2. O coeficiente de correlação toma sempre valores entre -1 e 1 (os desvios padrão no denominador estandardizam o r , as unidades no numerador e denominador são as mesmas, o que significa que r é adimensional);
3. Os valores extremos $r = -1$ e $r = 1$ indicam uma associação perfeita ($r = -1$ significa que os pontos pertencem a uma linha recta de declive negativo, isto é, quando x aumenta o y diminui; $r = 1$ significa que os pontos pertencem a uma linha recta de declive positivo, isto é, quando x aumenta, y também aumenta;
4. O coeficiente de correlação mede a proximidade da mancha de pontos em relação a uma linha recta (r mede uma associação linear).

Capítulo 4

O presente capítulo tem como objectivo o tratamento estatístico de dados como está referido no capítulo 3, de modo a perceber a influência das amplitudes térmicas no comportamento da caixa de engrenagens e, por consequência, na produção de energia eléctrica por parte do gerador, perante a existência de anomalias identificadas.

4 Caso de Estudo

O caso em estudo que aqui se apresenta, foca-se numa análise de dados recolhidos através do sistema *SCADA* do Parque Eólico da Freita durante os anos de 2011, 2012 e 2013. Estes dados contam com uma frequência de amostragem de 10 minutos e contêm informação das seguintes variáveis:

- Temperatura exterior [$^{\circ}C$]
- Temperatura da *nacelle* [$^{\circ}C$]
- Temperatura do rolamento principal [$^{\circ}C$]
- Temperatura do rolamento 1 da caixa de engrenagens [$^{\circ}C$]
- Temperatura do óleo no cárter da caixa de engrenagens [$^{\circ}C$]
- Potência Activa [kW]

4.1 Parque Eólico da Freita

O parque eólico em estudo é o da Freita I, que fica situado no concelho de Arouca e apresenta uma potência instalada de 18,4 *MW* distribuída por 8 aerogeradores que entraram em funcionamento no ano de 2006.

Tabela 4.1 - Características do parque.

Parque Eólico da Freita	
Localização	Arouca
Entrada em Exploração	2006
Potência Instalada	18,4 <i>MW</i>
Nº Turbinas Eólicas	8
Produção Anual Estimada (P50 Lahmeyer)	40 <i>GWh</i>
Emissões <i>CO</i> ₂ evitadas	22662 ton
Potência de cada TE	2300 <i>kW</i>

Na Figura 4.1 é apresentada a topografia do local, bem como a disposição das 8 turbinas ao longo do parque, assinaladas a amarelo. A altitude e a distância a que cada turbina está instalada está representada na Tabela 4.2.

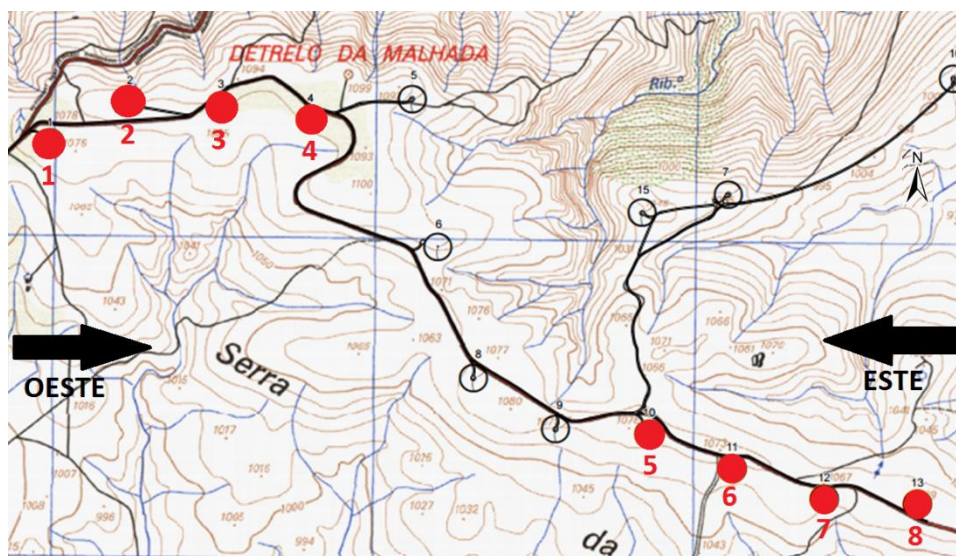


Figura 4.1 – Disposição das oito turbinas no parque eólico da Freita.

Observando a Figura 4.1 podem-se definir dois grupos de aerogeradores, um primeiro composto pelas turbinas 1, 2, 3 e 4, e o segundo pelas turbinas 5, 6, 7 e 8. É também indicado a direcção predominante do vento, de Este e Oeste.

Relativamente às altitudes, no primeiro grupo, todas as turbinas estão instaladas, praticamente, à mesma altitude, à excepção da Turbina 1 que está a 1075 metros. No segundo grupo, é a Turbina 7 que apresenta a menor altitude. No que toca à distância entre turbinas, que pode ser um factor importante tendo em conta que existem escoamentos turbulentos à saída da turbina, é a Turbina 3 que está instalada à menor da turbina que a precede.

Tabela 4.2 - Altitude das turbinas em relação ao nível médio do mar e distância entre elas.

Turbina	Altitude [m]	Turbina	Distância [m]
1	1075	1 – 2	280
2	1092	2 – 3	269
3	1092	3 – 4	285
4	1094	4 – 5	1450
5	1076	5 – 6	282
6	1073	6 – 7	304
7	1067	7 – 8	293
8	1069		

4.2 Turbina Nordex N90/2300

A turbina N90/2300, produzida pela empresa Dinamarquesa Nordex, é uma turbina concebida para locais com menor intensidade do vento. No entanto, graças ao sistema de “*pitch control*”, esta turbina consegue otimizar o seu rendimento energético para todas as velocidades de vento, entre 4 e 25 *m/s*, ajustando as pás para arrancar a uma velocidade mais baixa do vento.

Todas as turbinas possuem um sistema de controlo lógico programável autónomo (PLC) que processa os dados provenientes dos diversos sensores. Para além disso, o aerogerador possui ainda termo-higrómetros (monitoriza temperatura e humidade dentro da *nacelle* de forma a evitar efeitos de corrosão), termostatos ou sondas de superfície (para evitar o ponto de orvalho) e sensores de pressão diferencial (monitorizar os filtros do sistema de ventilação que removem o calor dissipado na *nacelle*).

Tabela 4.3 - Características técnicas das turbinas.

Turbinas Eólicas	
Fabricante	NORDEX
Modelo	N90/2300
Nº Turbinas Eólicas	8
Potência Instalada	18,4 MW
Potência de cada Turbina Eólica	2300 kW
Altura da Torre	80 m
Diâmetro do Rotor	90 m
Pesos	
<i>Nacelle</i>	97 ton
Rotor	52 ton
Torre	179 ton

4.3 Análise Preliminar de Dados

De acordo com o capítulo 2, existem alguns equipamentos da turbina eólica que são considerados críticos, nomeadamente as pás, a caixa de engrenagens e o gerador eléctrico. As avarias nestes equipamentos originam tempos de indisponibilidade elevados e necessitam de maquinaria pesada, difícil de deslocar e com disponibilidade reduzida, para que seja feita a substituição destes componentes.

Sendo a caixa de engrenagens um equipamento puramente mecânico, com várias partes rotativas, uma das suas principais causas de avarias ocorre devido à falta de lubrificação. A estabilidade térmica de um óleo lubrificante é essencial para o correcto funcionamento de um

sistema mecânico, por isso, todos os óleos lubrificantes têm limites aceitáveis de operação, para altas e baixas temperaturas. Os óleos lubrificantes utilizados nas turbinas eólicas presentes neste estudo são:

- Óleo A, da marca X, onde as temperaturas de funcionamento se encontram entre os -18 e os 100°C e que para uma temperatura ambiente de 0 a 30°C deve estar entre os 50 e os 65°C;
- Óleo B, da marca Y, onde as temperaturas de funcionamento se encontram entre os -30 e os 95°C e que para uma temperatura ambiente de 0 a 30°C deve estar entre os 50 e os 65°C;
- Óleo C, da marca Z, onde as temperaturas de funcionamento se encontram entre os -30 e os 150°C.

Se os regimes de temperaturas forem ultrapassados, a máquina perde estabilidade e expõe-se a avarias no material, resultando na rápida degradação dos componentes que a constituem. As elevadas temperaturas têm um efeito prejudicial nos componentes que constituem a máquina, aceleram o desgaste, destroem regimes de lubrificação hidrodinâmica, aumentam a taxa de oxidação e afectam outros aspectos críticos do equipamento. Já as baixas temperaturas afectam o ponto de fluidez do óleo lubrificante, frequentemente este atinge o ponto de congelamento, aumentando a sua viscosidade e deixando de ser capaz de fluir (Fitch 2002).

De acordo com alguns fabricantes de caixas de engrenagens, os valores de temperatura do óleo considerados normais são entre os 45 e os 70°C, sendo que acima de 85°C já é accionado um alarme.

De acordo com Fitch (2002), estima-se que a durabilidade de um óleo seja reduzida em 50% por cada 8°C que a sua temperatura aumente para além dos 60°C. Os detritos causados pela degradação do óleo ou dos materiais são também causadores deste aumento de temperatura, devendo por isso ser sujeitos a uma constante monitorização.

Com vista a avaliar as causas das avarias na caixa de engrenagens e na consequente produção de energia eléctrica, nesta secção é apresentado um estudo descritivo inicial com o âmbito de caracterizar as variáveis em estudo:

- Temperatura Exterior [°C]
- Temperatura da *Nacelle* [°C]
- Temperatura do rolamento principal [°C]

- Temperatura do rolamento 1 da caixa de engrenagens [$^{\circ}C$]
- Temperatura do óleo no cárter da caixa de engrenagens [$^{\circ}C$]
- Potência activa [kW]

Através de uma análise preliminar aos dados obtidos durante os três anos em estudo, (2011, 2012 e 2013) utilizando o *software Matlab*, para onde foram exportados todos os dados sobre a temperatura exterior, a partir do *Excel* fornecido por uma empresa do ramo, de forma a obter a sua distribuição das frequências absolutas.

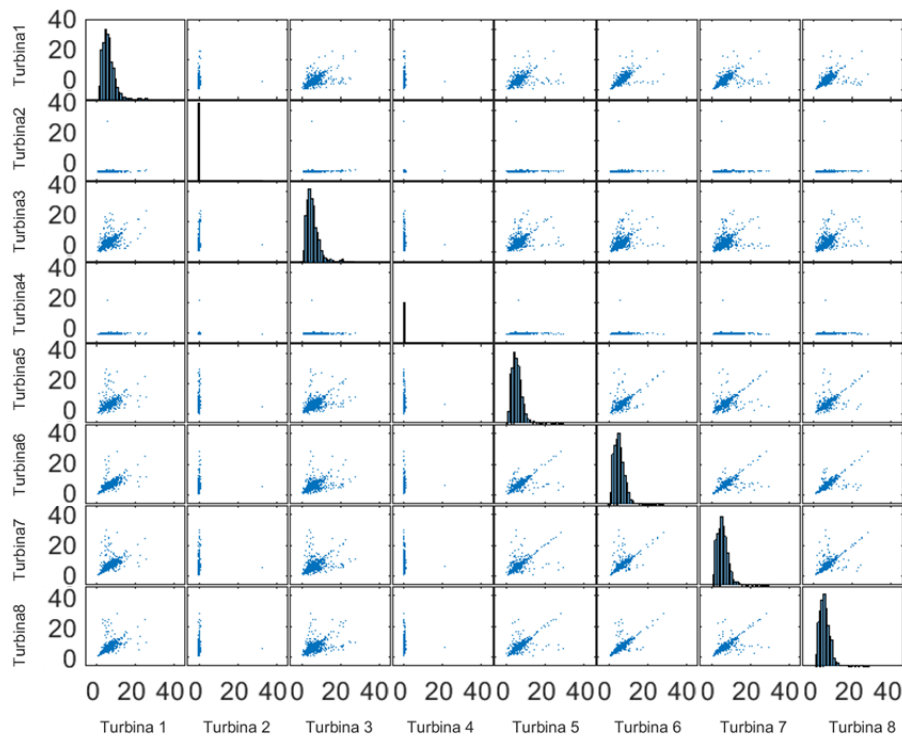


Figura 4.2 - Análise preliminar da temperatura exterior em $^{\circ}C$, para as 8 turbinas.

Como se pode verificar na Figura 4.2, existem valores de temperatura que ultrapassam os limites estabelecidos, como por exemplo, valores de temperatura exterior inferiores a $-818^{\circ}C$, quando o zero absoluto que se registou nesta escala de temperaturas é de $-273,15^{\circ}C$. Deste modo, é necessário proceder a um tratamento de dados de forma a eliminar estes valores, denominados *outliers*. A amostra anterior foi então filtrada para valores compreendidos entre $-15^{\circ}C$ e $100^{\circ}C$, utilizando assim uma margem de segurança aceitável tendo em conta as temperaturas registadas no local e as temperaturas de congelamento e de auto-ignição do óleo.

Também foi necessário proceder a este tratamento de dados para as restantes variáveis em análise ao longo dos 3 anos de estudo, pois é necessário que as matrizes de dados apresentem todas as mesmas dimensões para se proceder aos cálculos.

4.4 Análise das Temperaturas

De seguida é efectuado um estudo a cada uma das variáveis de temperatura registadas nas 8 turbinas registadas ao longo dos anos de 2011, 2012 e 2013.

O objectivo é determinar se existem turbinas que estão a operar sob as mesmas gamas de temperatura ou se existe uma grande discrepância de valores. Para isso, é calculado o coeficiente de correlação que nos indica se existe uma associação linear entre turbinas.

Os valores da amostra são inseridos no *software Matlab*, onde se efectua uma análise preliminar para despistar valores denominados *outliers*, que não vão ser considerados para os cálculos efectuados. Seguidamente é realizado um estudo a cada uma das variáveis, onde se analisa a correlação linear entre turbinas para a mesma variável.

4.4.1 Temperatura Exterior

Na Figura 4.3 pode ver-se a temperatura exterior (temperatura ambiente) registada numa turbina i em função da temperatura exterior de uma turbina j .

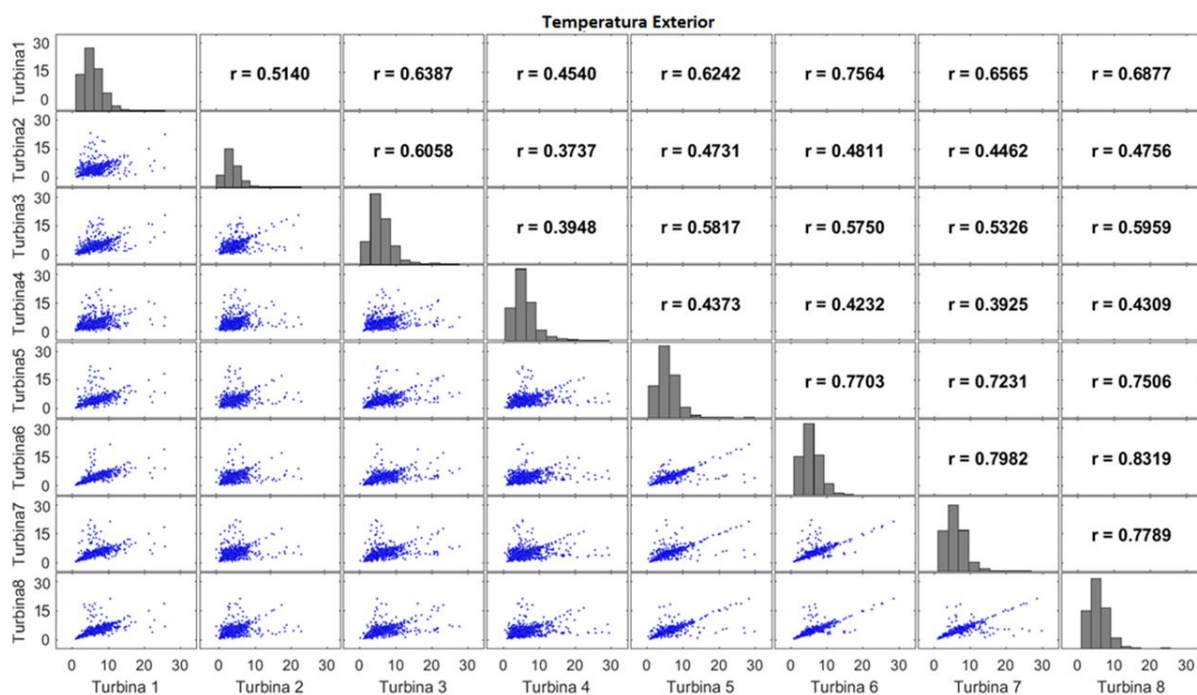


Figura 4.3 - Gráficos de correlação entre as temperaturas exteriores em °C, das oito turbinas.

Através da Figura 4.3 verifica-se desde já a existência de dois grupos distintos, sendo o primeiro constituído pelas turbinas 1, 2, 3 e 4 e o segundo pelas 5, 6, 7 e 8. O que é um pouco previsível devido ao respectivo posicionamento das turbinas no parque (Figura 4.1).

O segundo grupo é o que apresenta um coeficiente de correlação superior, sendo os seus valores relativamente próximos de um, o que indica que uma turbina tende a acompanhar o aumento da outra, existindo assim uma associação positiva, como seria de esperar, uma vez que se trata de analisar a temperatura exterior registada no local. De referir ainda que coeficiente de correlação mais elevado ocorre entre a turbina 6 e a 8.

Em relação ao primeiro grupo, esta associação não é tão forte, o que indica que existe uma menor tendência linear. Onde a turbina 4 é a que apresenta uma associação menos forte em relação às turbinas que a antecedem.

Segundo Gonçalves (2015), é de esperar que exista perturbação do escoamento entre turbinas nas direcções mais dominantes do vento, Este e Oeste. Pelo que observando a Figura 4.1 se conclui que o primeiro grupo sofre mais perturbações de escoamento turbulento entre turbinas do que o segundo. Este fenómeno pode justificar o coeficiente de correlação mais baixo que se regista entre a turbina 4 e as que se antecedem, uma vez que a velocidade de escoamento do vento provoca uma convecção forçada do ar.

A temperatura ambiente também é uma das responsáveis pela boa lubrificação da caixa de engrenagens, uma vez que a sua temperatura desempenha um papel importante na viscosidade do óleo. Assim, há que garantir que a temperatura mínima do óleo não é inferior a -30 e -18°C consoante a marca do óleo que lubrifica a turbina em questão, pois não se pretende atingir o ponto de congelamento de modo a que o óleo fique demasiado viscoso.

De forma a realizar uma primeira análise aos dados, é efectuado um levantamento das suas medidas descritivas utilizando a média, a mediana, os percentis, os extremos e o desvio padrão, utilizando as equações presentes no capítulo 0.

Tabela 4.4 - Medidas descritivas da temperatura exterior.

Turbina	n	Min	1º Qua.	M_e	3º Qua.	Máx	\bar{x}	s
1	157823	-4,01	6,17	10,66	16,29	32,68	11,45	6,64
2	154506	-3,80	6,57	11,09	16,70	34,02	11,83	6,66
3	157688	-4,00	6,17	10,63	16,25	31,33	11,43	6,63
4	155478	-4,10	6,08	10,52	16,22	31,34	11,36	6,66
5	156748	-4,00	6,28	10,73	16,52	33,89	11,56	6,67
6	157824	-3,93	6,47	10,92	16,66	33,95	11,73	6,66
7	157824	-4,12	6,32	10,76	16,54	36,58	11,60	6,68
8	157824	-4,03	6,42	10,85	16,56	35,11	11,66	6,64

Com os dados presentes na Tabela 4.4 é possível fazer uma representação gráfica dos valores utilizando um diagrama de caixas, tal como foi exemplificado no capítulo 3.4., de forma a dar uma ideia dos resultados obtidos, permitindo retirar-se rápidas conclusões.

Através da Figura 4.4 verifica-se que entre as oito turbinas, apenas as turbinas 3 e 4 não apresentam *outliers*, embora todas as turbinas tivessem 50% das suas observações num intervalo compreendido, sensivelmente, entre os 6 e os 16°C. Em relação à média, os valores situam-se entre os 11 e os 12°C.

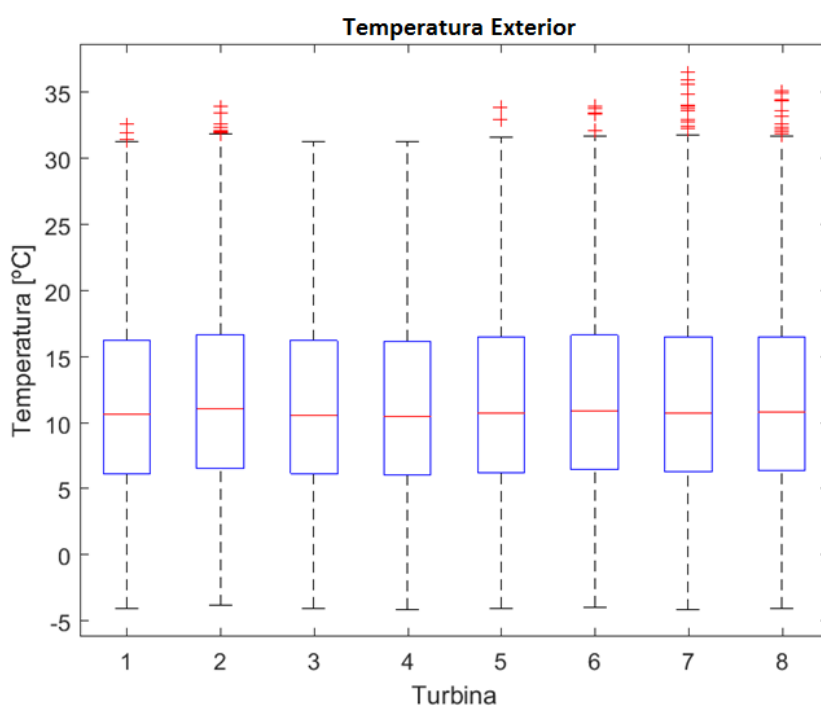


Figura 4.4 - Boxplot da temperatura exterior das 8 turbinas

4.4.2 Temperatura da *Nacelle*

Relativamente à temperatura da *nacelle* registada, é de esperar que a temperatura no seu interior seja um pouco superior à registada na temperatura exterior, uma vez que existe toda uma panóplia de equipamentos em funcionamento no seu interior, entre os quais a caixa de engrenagens e o gerador que aumentam, consideravelmente, a sua temperatura quando estão em funcionamento.

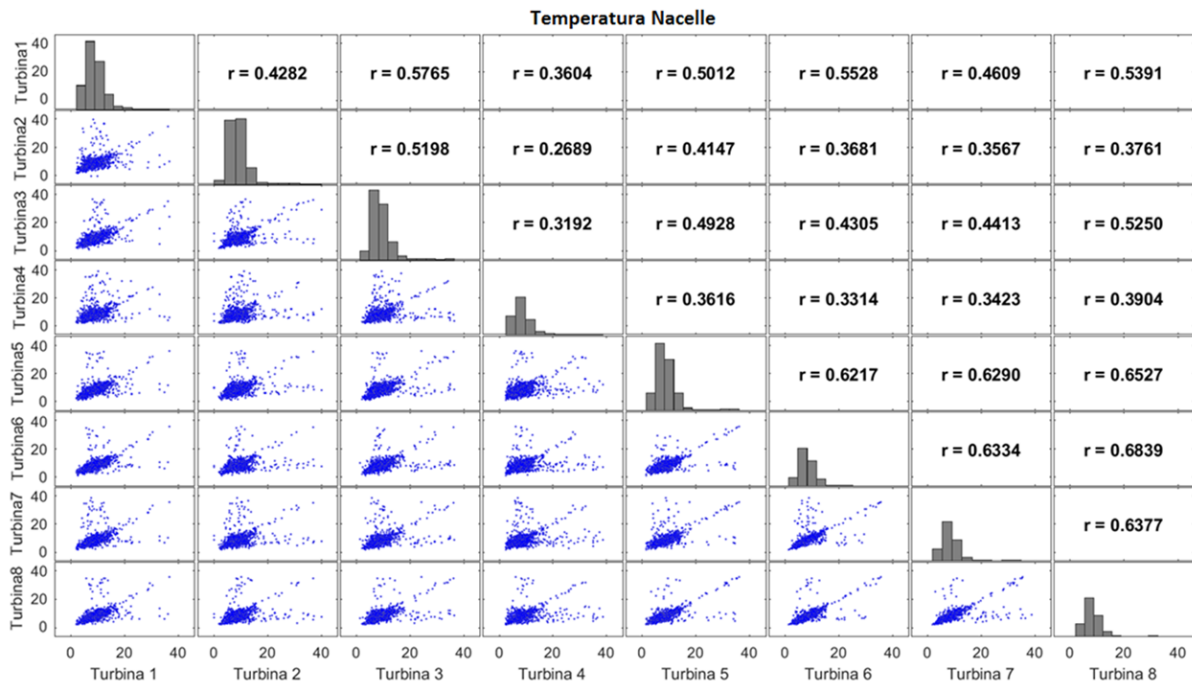


Figura 4.5 - Gráficos de correlação entre as temperaturas da nacelle em °C, das oito turbinas.

Tal como aconteceu para a temperatura exterior, também para a temperatura da *nacelle* é possível verificar a existência de dois grupos distintos, no entanto, não tão acentuados.

As turbinas do segundo grupo, constituído pelas turbinas 5, 6, 7 e 8, apresentam uma forte correlação linear entre elas, sendo as únicas que têm um coeficiente de correlação na gama dos 0,6. Pelo que comparando os gráficos da Figura 4.3 e da Figura 4.5 se observa que todas as correlações efectuadas no interior da *nacelle* são inferiores às registadas da temperatura exterior.

Uma vez que esta análise foi feita durante três anos, foram realizadas várias acções de manutenção em cada uma delas, entre as quais substituições de equipamentos ou peças que para serem trocadas é necessário a turbina estar parada. Sendo que, a turbina não está em operação, a temperatura da *nacelle* não irá aumentar, pois os equipamentos não estão a trabalhar e não dissiparão energia sob a forma de calor. De acordo com Gonçalves (2015) presume-se que os

pontos de dispersão presentes nos gráficos poderão ser a quantidade de vezes que a turbina esteve parada, devido ou a acções de manutenção ou à velocidade do vento ser superior a 25 *m/s*, ou ainda porque a sua velocidade não era suficiente para colocar a turbina em funcionamento, ou seja, não ultrapassava os 4 *m/s*.

A Tabela 4.5 representa as medidas descritivas da temperatura da *nacelle*. Como previsto a temperatura no interior da *nacelle* é um pouco superior à temperatura exterior. A média de valores da temperatura da *nacelle* é de aproximadamente 23°C, enquanto a média das temperaturas exteriores é de 11°C.

Tabela 4.5 - Medidas descritivas da temperatura da *nacelle*.

Turbina	n	Min	1º Qua.	M_e	3º Qua.	Máx	\bar{x}	s
1	157823	0	18,22	22,43	28,01	40,68	22,94	6,47
2	154506	0	18,55	22,62	27,81	44,61	23,01	6,65
3	157688	0	18,14	22,48	27,68	41,78	22,75	6,56
4	155478	0	18,08	22,38	27,85	40,56	22,87	6,54
5	156748	0	16,91	21,56	27,40	40,81	22,07	6,73
6	157824	0	18,61	22,87	28,20	40,47	23,31	6,31
7	157824	0	18,74	22,86	28,20	41,67	23,24	6,35
8	157824	0	18,18	22,53	27,95	40,33	22,91	6,44

Utilizando as medidas descritivas é construído o diagrama de caixas da temperatura da *nacelle* que está representado na Figura 4.6. Todas as turbinas apresentam *outliers*, que ultrapassam as barreiras inferiores, sendo que apenas na Turbina 2 estes excedem a barreira superior. É ainda de referir que a Turbina 2 é a que apresenta o maior máximo registado, no valor de 44,61°C. O que leva a crer que pode existir algum equipamento dentro da *nacelle* que não está a funcionar nas melhores condições, está a sobreaquecer e a dissipar muita energia sob a forma de calor. A causa deste aumento de temperatura, em relação às outras turbinas, pode ser o desgaste dos equipamentos ou avaria.

Todas as turbinas apresentam 50% das suas observações num intervalo compreendido, sensivelmente, entre os 16 e os 28°C. Em relação à média, os valores situam-se entre os 22 e os 23°C. Na Turbina 5, é de notar que 25% das observações se encontram abaixo dos 16,91°C, o que representa o 1º quartil com valores mais baixos.

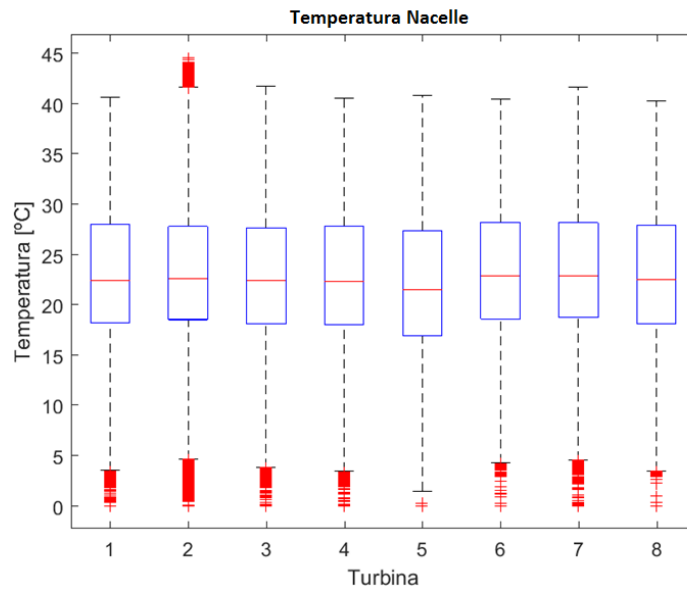


Figura 4.6 - Boxplot da temperatura da nacelle das 8 turbinas

4.4.3 Temperatura do Rolamento Principal

Para além da caixa de engrenagens e do gerador, outro dos componentes principais existentes no interior da *nacelle* é o rolamento principal da turbina. Deste modo, é necessária uma constante monitorização a este elemento, pois a sua falha provoca consequências desastrosas no que toca à produção de energia eléctrica.



Figura 4.7 - Rolamento principal da turbina (Schaeffler, 2016)

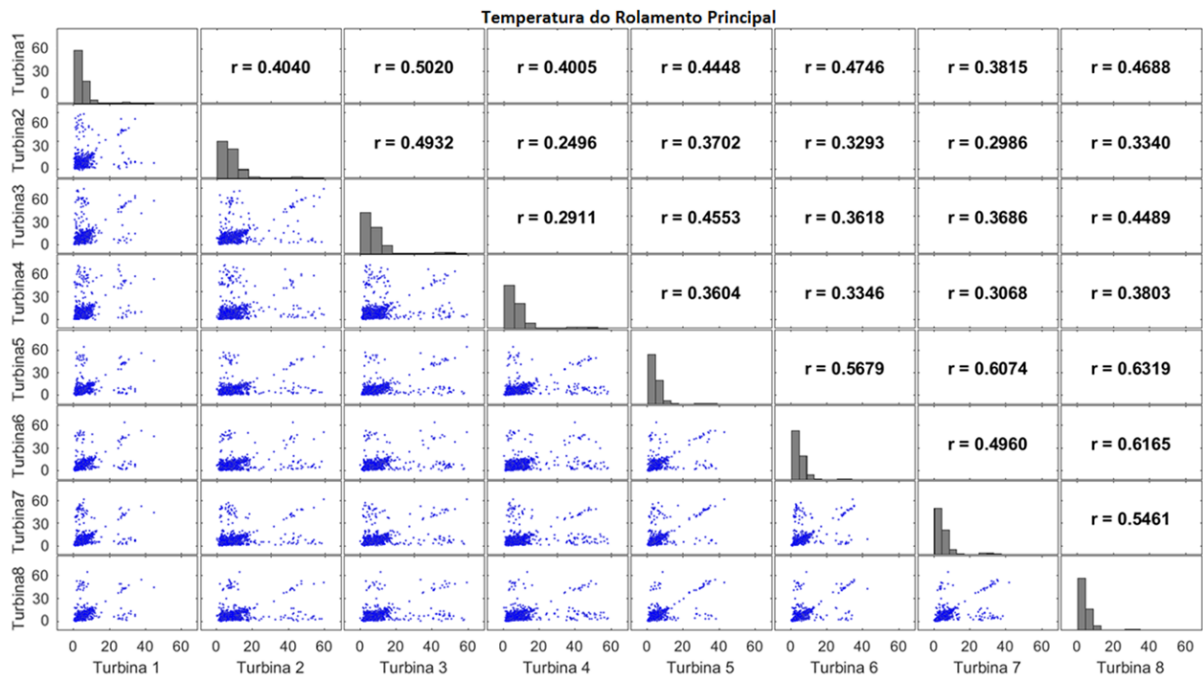


Figura 4.8 - Gráficos de correlação entre as temperaturas do rolamento principal da turbina em °C, das oito turbinas.

Ao contrário do que foi mencionado para os gráficos de dispersão anteriores, da temperatura exterior e da *nacelle*, para o rolamento principal das oito turbinas não apresenta dois grupos completamente distintos, uma vez que existem coeficientes de correlação muito parecidos entre as primeiras e as últimas turbinas do conjunto, no entanto, os valores registados pelo segundo grupo são superiores aos restantes. É de salientar que o menor valor do coeficiente de correlação é registado entre a turbina 2 e a 4 que, curiosamente, são ambas do primeiro grupo. Este valor pode estar relacionado com os tempos de operação e de manutenção das turbinas, uma vez que analisando a folha de eventos de manutenção das duas turbinas eólicas, se verifica que ocorreram várias reparações que duraram largos meses, como são exemplo as acções de manutenção tipo III e tipo IV, onde uma das turbinas ou ambas não estavam em funcionamento.

A Tabela 4.6 representa as medidas descritivas da temperatura do rolamento principal da turbina eólica. É de notar que todos os valores mínimos estão situados muito abaixo dos 0°C, o que é um pouco incongruente, uma vez que a temperatura mínima dentro da *nacelle* é de 0°C e o valor mínimo da temperatura exterior de -4,12°C.

Tabela 4.6 - Medidas descritivas da temperatura do rolamento principal.

Turbina	n	Min	1º Qua.	M_e	3º Qua.	Máx	\bar{x}	s
1	157816	-14,16	26,02	28,49	31,63	39,60	28,50	4,54
2	154504	-8,53	26,31	28,67	31,60	41,60	28,50	5,04
3	157685	-9,53	25,72	28,28	31,36	39,40	28,12	4,79
4	155473	-12,11	25,30	28,00	31,24	39,00	27,93	4,77
5	156746	-9,13	26,08	28,70	31,79	39,40	28,55	4,64
6	157819	-14,99	26,50	29,04	32,13	38,80	28,87	4,56
7	157820	-8,79	25,64	28,16	31,46	38,76	28,12	4,72
8	157823	-9,90	26,60	28,96	32,10	38,55	28,94	4,50

Utilizando as medidas descritivas é construído o diagrama de caixas da temperatura do rolamento principal que está representado na Figura 4.9. Tal como acontecia com a temperatura da *nacelle*, todas as turbinas apresentam *outliers* que ultrapassam as barreiras inferiores, sendo que apenas na Turbina 2, estes excedem a barreira superior. Não é então de estranhar que o valor máximo da temperatura seja registado nesta turbina, com o rolamento a atingir os 41,6°C.

Todas as turbinas apresentam 50% das suas observações num intervalo reduzido compreendido, sensivelmente, entre os 25 e os 32°C. Em relação à média, os valores situam-se entre os 27 e os 28°C.

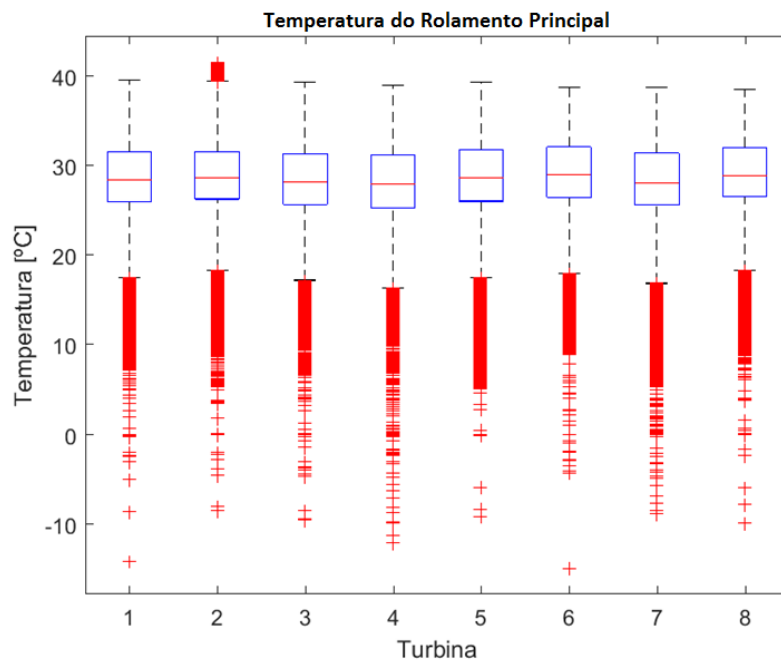


Figura 4.9 - Boxplot da temperatura do rolamento principal das 8 turbinas.

Em comparação com a temperatura da *nacelle*, existe uma semelhança dos diagramas de caixas bastante acentuada, pelo que surge então o interesse em estudar a relação entre estas duas variáveis referentes à Turbina 2. O coeficiente de correlação entre elas é de 0,829, o que significa que é bastante acentuado, confirmando assim que existe uma associação positiva entre o aumento da temperatura do rolamento principal da turbina eólica e da temperatura da *nacelle* e que a causa do aumento da temperatura na *nacelle* da Turbina 2 pode ter sido o rolamento principal.

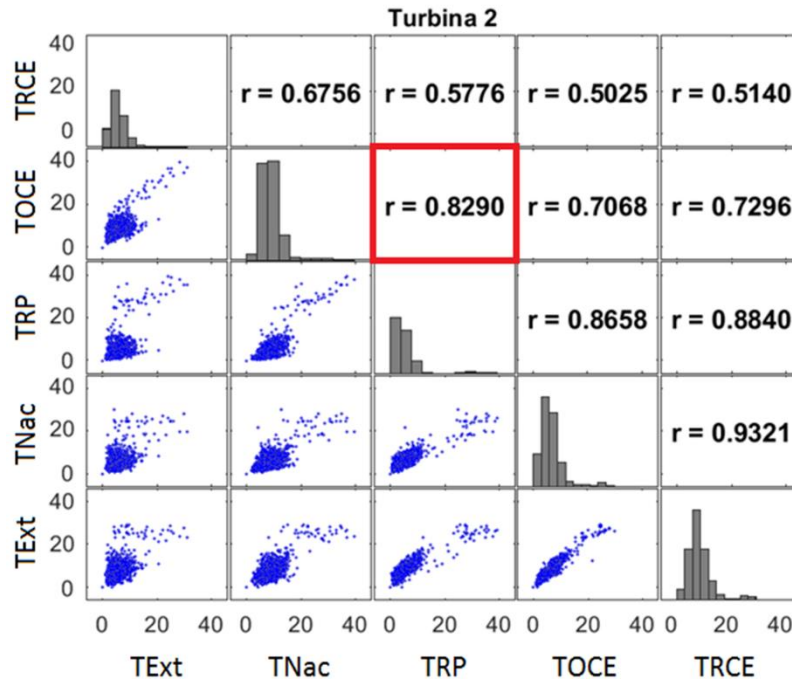


Figura 4.10 - Correlação entre as temperaturas registadas na turbina 2

4.4.4 Temperatura do rolamento 1 da caixa de engrenagens

A caixa de engrenagens é outro elemento fulcral no correcto funcionamento de uma turbina eólica. Para que o gerador esteja a produzir energia eléctrica a 50 Hz é necessário fazer uma alta relação de transmissão da velocidade do vento para o gerador e esse trabalho é realizado pela caixa de engrenagens. Por norma, o vento atinge velocidades entre os 4 e os 25 *m/s*, e para que a produção de energia eléctrica seja efectuada aos 50 ciclos por segundo, o rotor deve estar entre os 1000 e os 3000 *rpm*, assim, é necessário obter o máximo de informação acerca do desgaste que existe na caixa de engrenagens, neste caso no seu rolamento principal.

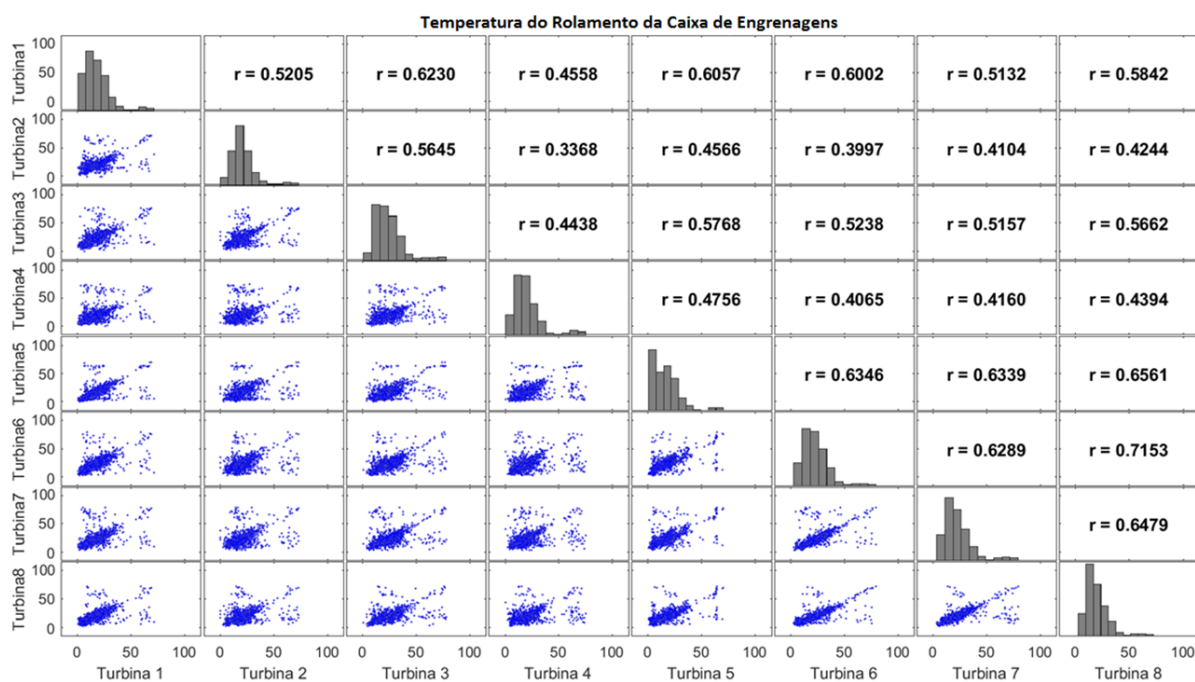


Figura 4.11 - Gráficos de correlação entre as temperaturas do rolamento 1 da caixa de engrenagens em °C, das oito turbinas.

Através do gráfico de dispersão do rolamento 1 da caixa de engrenagens das oito turbinas é possível observar que as últimas quatro turbinas do conjunto, apresentam uma correlação superior às restantes, tal como acontecia na análise das variáveis anteriores. É de referir, novamente, que o coeficiente de correlação mais elevado ocorre entre a turbina 6 e a 8 e o menor entre a turbina 2 e a 4.

A Tabela 4.7 representa as medidas descritivas da temperatura do rolamento 1 da caixa de engrenagens. É de notar que a média das temperaturas subiu consideravelmente, tal como os valores máximos, no entanto, como os rolamentos da caixa de engrenagens estão embebidos em óleo lubrificante este aumento era esperado.

Tabela 4.7 - Medidas descritivas da temperatura do rolamento 1 da caixa de engrenagens.

Turbina	n	Min	1º Qua.	M_e	3º Qua.	Máx	\bar{x}	s
1	157823	0	52,41	57,56	61,82	73,05	55,72	9,81
2	154506	0	52,78	59,63	64,25	75,57	56,97	11,12
3	157688	0	53,65	62,19	68,56	79,98	59,44	12,65
4	155478	0	53,00	59,40	64,29	75,57	57,11	10,66
5	156748	0	54,68	59,83	62,28	70,56	56,77	9,15
6	157824	0	55,15	62,87	71,15	80,15	61,38	12,99
7	157824	0	53,84	61,75	69,04	80,01	59,89	12,59
8	157824	0	51,96	58,77	64,99	78,64	56,98	11,04

Utilizando as medidas descritivas é construído o diagrama de caixas da temperatura do rolamento 1 da caixa de engrenagens que está representado na Figura 4.12. Todas as turbinas apresentam *outliers*, que ultrapassam as barreiras inferiores, sendo na Turbina 5, onde existe uma maior gama destes valores.

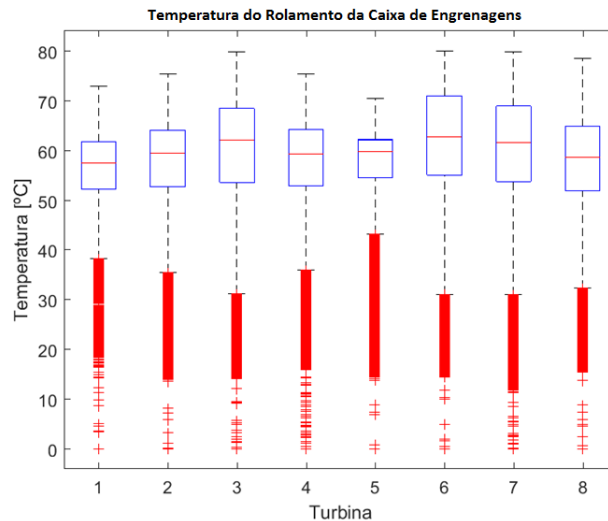


Figura 4.12 - Boxplot da temperatura do rolamento 1 da caixa de engrenagens das 8 turbinas

É de salientar também que a barreira inferior desta turbina é a que apresenta o valor mais elevado e a barreira superior o mais baixo, pelo que a sua amplitude é a mais pequena das 8 turbinas. Desta forma, confirma-se que existe uma associação positiva quase perfeita da temperatura do óleo no rolamento 1 da caixa de engrenagens e que não existiram muitas substituições do óleo lubrificante da Turbina 5, pois a sua temperatura não apresenta grandes variações.

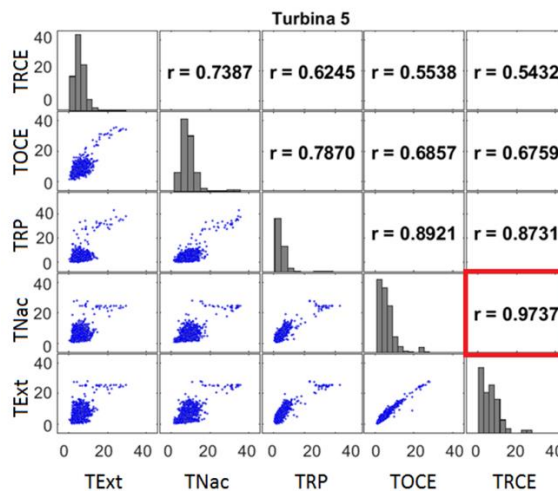


Figura 4.13 - Correlação entre as temperaturas registadas na turbina 5.

4.4.5 Temperatura do óleo no cárter da caixa de engrenagens

A lubrificação do sistema da caixa de engrenagens de uma turbina eólica não só reduz as perdas de energia por transmissão mecânica, como diminui o atrito entre as engrenagens e também melhora a eficiência de arrefecimento das mesmas. Assim, o sistema de lubrificação é uma parte indispensável à caixa de engrenagens da turbina eólica.

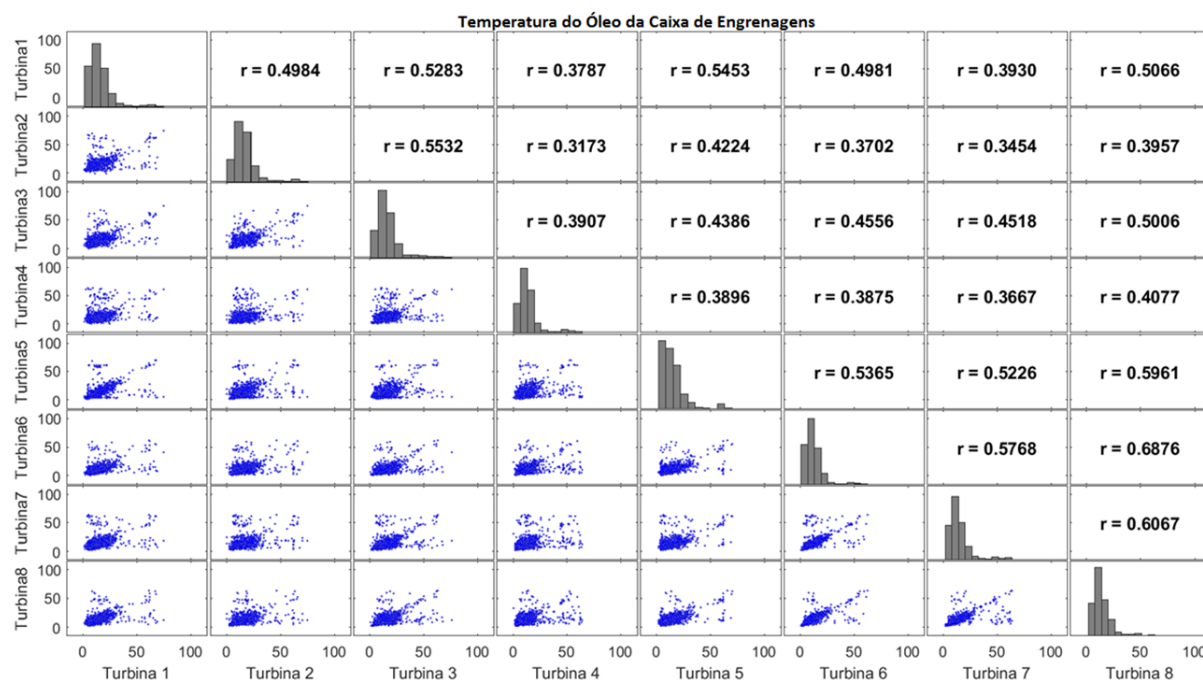


Figura 4.14 - Gráficos de correlação entre as temperaturas do óleo da caixa de engrenagens em °C, das oito turbinas.

Através do gráfico de dispersão do óleo da caixa de engrenagens das oito turbinas é possível observar que as últimas três turbinas do conjunto, apresentam uma correlação superior às restantes, tal como acontecia na análise das variáveis anteriores. É de referir, novamente, que o coeficiente de correlação mais elevado ocorre entre a turbina 6 e a 8 e o menor entre a turbina 2 e a 4, tal como já acontecia nas restantes variáveis.

A Tabela 4.8 representa as medidas descritivas da temperatura do óleo da caixa de engrenagens. É de notar, novamente, os valores registados pela Turbina 5, pois 25% das suas observações encontram-se abaixo dos 52,44°C, o que representa o 1º quartil com valores mais altos. O 3º quartil encontra-se nos 60,6°C o que quer dizer que 50% das observações se encontram numa diferença de temperaturas, de cerca, de 8°C o que confirma uma pequena amplitude de valores. É de notar que a média das temperaturas é, regra geral alta, tal como os valores máximos, no entanto, nenhum destes valores ultrapassa a temperatura recomendada pelos fabricantes para o óptimo funcionamento do óleo lubrificante.

Tabela 4.8 - Medidas descritivas da temperatura do óleo no cárter da caixa de engrenagens.

Turbina	n	Min	1º Qua.	M_e	3º Qua.	Máx	\bar{x}	s
1	157816	-6,73	49,33	56,31	60,14	71,06	53,99	9,38
2	154505	-8,25	44,33	52,63	58,42	70,95	50,36	10,47
3	157686	-13,12	40,92	46,60	55,75	66,02	46,76	10,12
4	155475	-9,46	41,65	46,09	51,83	64,57	45,90	8,72
5	156746	0,00	52,44	58,01	60,60	71,04	55,44	8,62
6	157821	-11,90	41,19	46,03	51,90	63,88	45,71	8,56
7	157821	-6,11	40,76	46,28	54,41	65,77	46,35	9,61
8	157823	-2,76	41,70	47,40	53,75	73,91	46,87	9,29

Utilizando as medidas descritivas é construído o diagrama de caixas da temperatura do óleo da caixa de engrenagens que está representado na Figura 4.15. Todas as turbinas apresentam *outliers*, que ultrapassam as barreiras inferiores, sendo a Turbina 8 a única com valores *outlier* que ultrapassam a barreira superior.

Analisando a Turbina 5, pode-se constatar que 25% dos valores da temperatura do óleo desta turbina são superiores a 75% dos valores de outras turbinas, nomeadamente da Turbina 4 e da Turbina 6, o que tratando-se de óleo lubrificante representa temperaturas muito elevadas. A Turbina 8 também apresenta temperaturas elevadas e é a que tem o maior valor máximo, pelo que, deve-se por isso proceder a uma análise mais detalhada à manutenção efectuada, particularmente às mudanças de óleo nas turbinas, como forma de saber mais informação sobre a influência dos detritos no óleo na lubrificação da caixa de engrenagens.

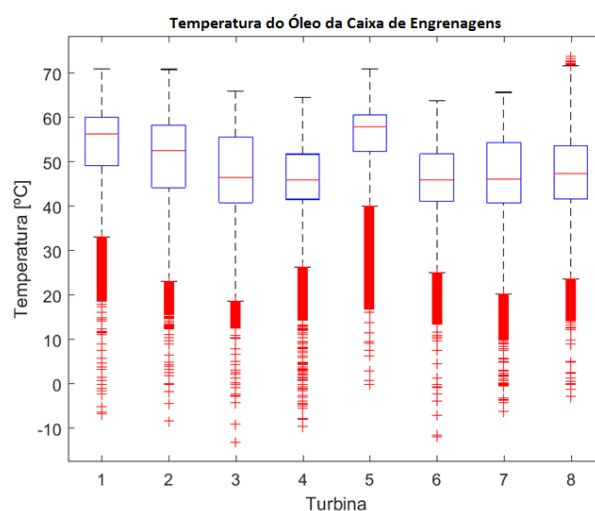


Figura 4.15 - Boxplot da temperatura do óleo no cárter da caixa de engrenagens das 8 turbinas

4.4.6 Potência activa

A produção de energia eléctrica é o principal objectivo do funcionamento de uma turbina eólica. Para que esta esteja a maior parte do tempo a produzir energia é preciso que todos os seus componentes estejam em óptimas condições de funcionamento, pelo que na prática, nem sempre isso é possível, o que prejudica o rendimento da turbina.

Na Figura 4.16 pode-se observar a correlação entre a potência das oito turbinas. É de salientar o coeficiente de correlação bastante acentuado que se verifica no segundo grupo de turbinas, confirmando assim que estas turbinas estão melhor colocadas em relação à direcção predominante do vento.

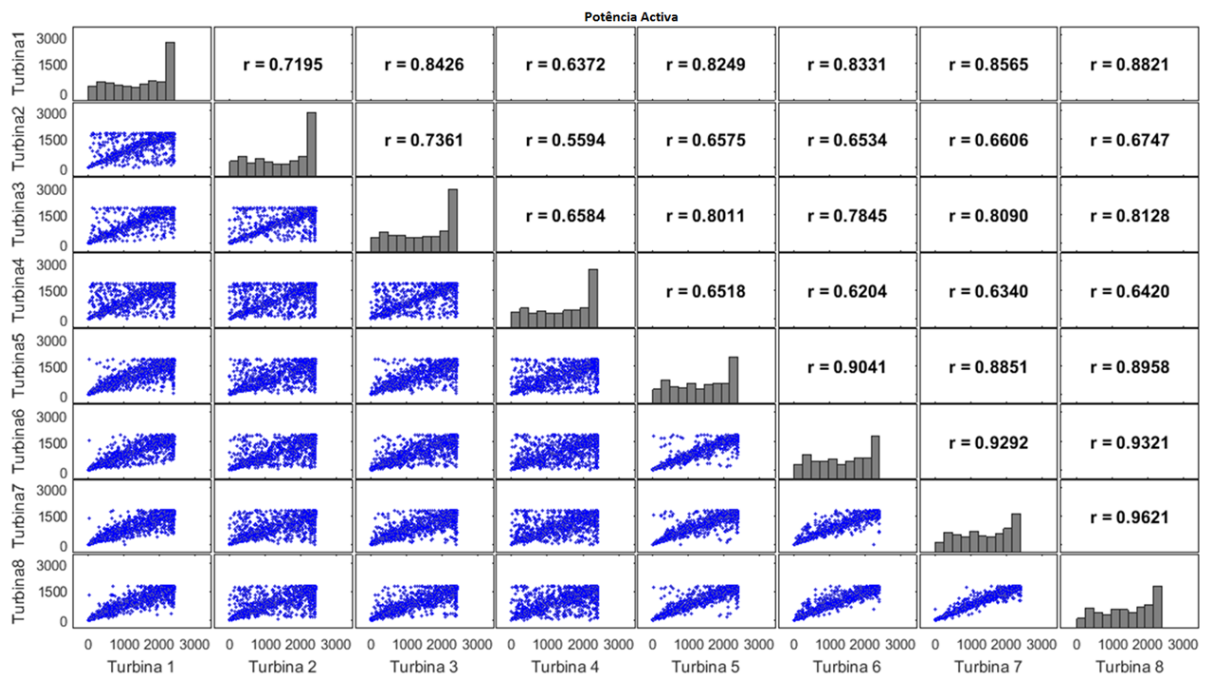


Figura 4.16 - Gráficos de correlação entre a potência activa das oito turbinas.

O mesmo se verifica na Figura 4.17, onde as primeiras 4 turbinas se diferenciam um pouco das últimas 4, pois nestas últimas a amplitude interquartil é menor. É de salientar também que todas as turbinas apresentam um máximo de aproximadamente 2400 kW, quando o fabricante define como potência nominal 2300 kW, no entanto, segundo João Gonçalves (2015), estas observações que contam com uma potência superior à potência nominal apenas constituem 6% das observações.

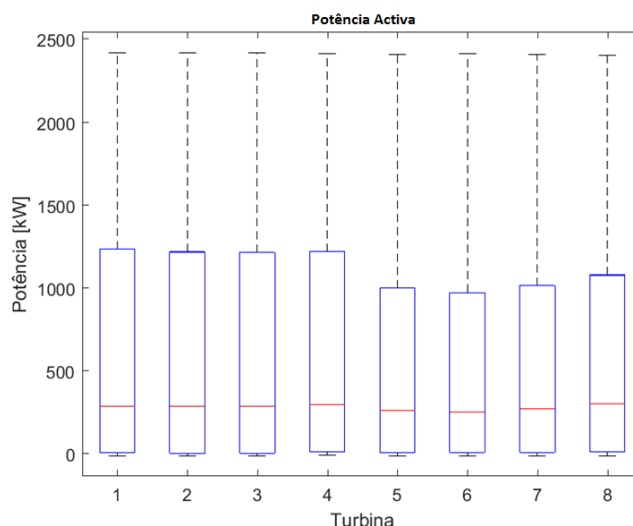


Figura 4.17 - Boxplot da potência activa das oito turbinas.

Analisando a Tabela 4.9, verifica-se que os mínimos apresentam valores negativos em todas as turbinas, o que indica que as turbinas estão a consumir energia da rede. Estes casos ocorrem quando a turbina se encontra parada por razões de segurança e apenas estão accionados os travões mecânicos e os sistemas de monitorização. Relativamente à dispersão da distribuição da amostra, verifica-se que 50% das observações estão compreendidas sensivelmente entre os 10 e 1200 kW.

Tabela 4.9 - Medidas descritivas da potência activa para as oito turbinas.

Turbina	n	Min	1º Qua.	M_e	3º Qua.	Máx	\bar{x}	s
1	157823	-9,97	8,41	290,38	1235,71	2417,66	697,60	827,02
2	154510	-9,28	4,53	287,42	1219,47	2419,40	692,49	827,59
3	157688	-9,02	6,30	289,02	1216,05	2420,26	695,27	831,30
4	155480	-8,12	13,36	298,00	1220,46	2414,09	697,10	820,00
5	156748	-11,09	8,94	264,21	1001,18	2409,83	623,15	764,24
6	157824	-8,83	10,96	255,50	974,07	2416,26	611,55	757,71
7	157824	-8,93	10,38	271,82	1015,96	2408,29	614,83	738,47
8	157824	-8,80	16,27	301,19	1079,81	2405,77	617,65	709,83

4.5 Análise às intervenções nas Turbinas

Na realização da análise às turbinas do parque eólico da Freita é feito um levantamento à quantidade de intervenções relacionadas com a caixa de engrenagens e o rolamento principal de todas as turbinas entre 2011 e 2013, uma vez que são estes os componentes que despertaram mais curiosidade no estudo das variáveis.

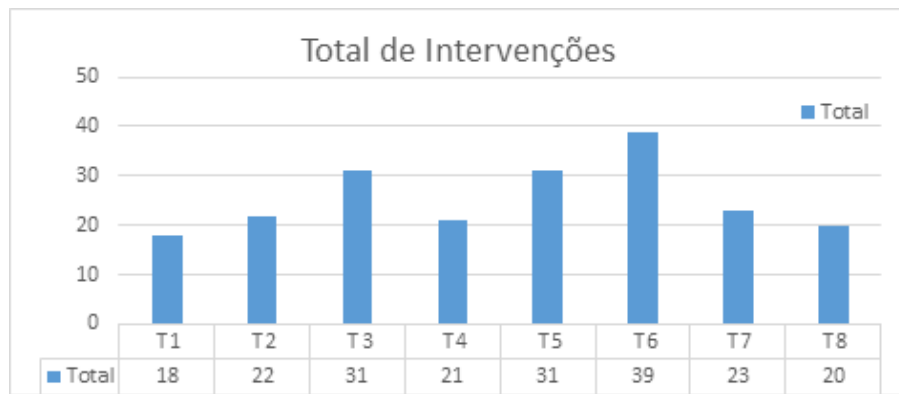


Figura 4.18 - Total de Intervenções nas 8 turbinas

Como se pode observar na Figura 4.18, foi a Turbina 6 que sofreu o maior número de intervenções relacionadas com a caixa de engrenagens e rolamento principal durante os 3 anos de estudo.

Proceder-se-á de seguida à análise dos dados referentes às 8 turbinas. A propósito do registo de intervenções, terá lugar de destaque as análises ao óleo e a sua substituição a fim de se perceber a sua influência na variação da potência produzida pela turbina, uma vez que esta variável é a que apresenta um melhor coeficiente de correlação, entre as variáveis estudadas, como está representado em apêndice.

Os sensores do sistema *SCADA* registam o valor das variáveis em questão de 10 em 10 minutos, o que quer dizer que se dispõe de 144 observações diárias durante 3 anos das 8 turbinas, ou seja, durante 1096 dias, pois 2012 foi um ano bissexto. É feita uma média dessas observações por mês, de forma a saber qual o mês em que se registou a temperatura mais elevada, tal como indica a tabela da temperatura média mensal do óleo da caixa de engrenagens presente no Apêndice F.

Com a análise da temperatura média mensal do óleo da caixa de engrenagens, determina-se qual o mês, onde essa temperatura média foi a mais alta, para cada uma das turbinas. Através da Tabela 4.10 é possível verificar que em Março de 2013, foi quando ocorreram as temperaturas médias mais elevadas para 4 turbinas do parque.

Tabela 4.10 - Temperatura média mensal máxima

Turbina	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
Mês	Mar-13	Jul-11	Mar-13	Out-13	Jan-13	Mar-13	Mar-13	Set-12
Temperatura (°C)	62,95	57,59	53,44	50,12	60,51	50,66	53,41	50,49

Sabendo qual o mês onde a temperatura média foi a mais elevada, é calculada a temperatura média diária para esse mês, tal como indicam as tabelas em apêndice, como forma de saber a evolução diária da temperatura. O objectivo é cruzar os valores daqui obtidos com os eventos registados pela equipa de manutenção do parque e verificar se existe um padrão antes e após a operação de substituição.

Para tal, também é necessário determinar qual a potência média que as turbinas estavam a produzir, como mostra a Tabela da Potência média mensal presente no Apêndice G.

Tal como aconteceu com as temperaturas médias mensais, é determinado qual o mês em cada uma das turbinas que apresentou os valores de potência produzida mais elevados. Como se pode verificar na Tabela 4.11, praticamente em todas as turbinas o mês onde se registou uma maior média de potência produzida é o de Março de 2013. Apenas na Turbina 2 esse facto não se verifica,

Tabela 4.11 - Potência média mensal máxima

Turbina	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
Mês	Mar-13	Dez-13	Mar-13	Mar-13	Mar-13	Mar-13	Mar-13	Mar-13
Potência (kW)	1509,36	1601,68	1523,91	1509,01	1434,30	1442,70	1423,70	1279,95

Este facto indicia que pode existir uma relação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens e a potência produzida pelo gerador, pois nos meses onde, em média, se produz mais potência é onde, nalguns casos, a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens também é superior.

Para se analisar este fenómeno de seguida, será feita uma análise pormenorizada a cada uma das turbinas eólicas.

4.5.1 Intervenções na Turbina 1

Através da análise às fichas de manutenção da Turbina 1, é possível afirmar que ocorreram um total de 18 intervenções, sendo que apenas duas foram reparações, uma referente aos rolamentos de alta velocidade e outra no óleo da caixa de engrenagens.

A Figura 4.19 mostra a evolução da temperatura média mensal do óleo da caixa de engrenagens e da potência media mensal produzida durante os três anos do estudo. Os dados utilizados para a construção do gráfico estão presentes no Apêndice F e G.

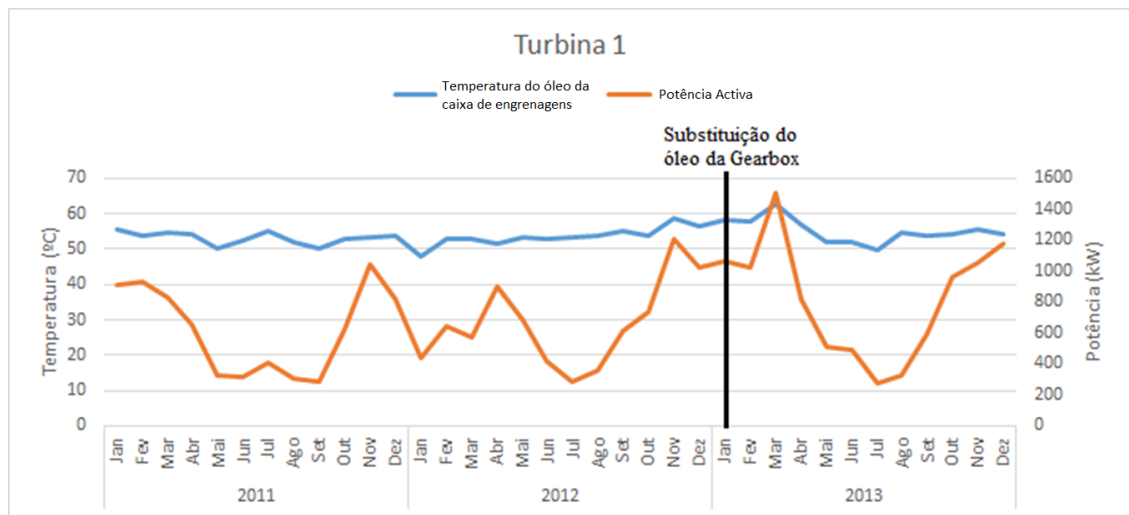


Figura 4.19 - Gráfico da temperatura do óleo e produção média mensal da Turbina 1.

Relativamente à análise da temperatura do óleo da caixa de engrenagens, há a referir que após a sua substituição, o valor da temperatura média aparenta não diminuir gradualmente, em vez disso mantém-se constante, o que pode ser um indicador de que houve uma contaminação do óleo com outros tipos de óleos.

Em relação às quedas de produção existentes no gráfico, devem-se principalmente a acções de manutenção, onde o aerogerador tinha de estar parado, como aconteceu em Junho de 2011, onde a paragem de produção se deveu à reparação das pás e em Maio de 2012 onde foi efectuada uma acção de manutenção tipo IV, onde são feitos apertos, verificações, medições de pressão e são substituídos filtros e tubos com mais de 4 anos. Em Junho de 2013 a queda acentuada de produção de energia deveu-se a uma inspecção ao rolamento principal da turbina.

Em sentido contrário, existem dois picos de produção assinaláveis, o primeiro em Novembro de 2012 e o segundo em Março de 2013. No primeiro, tal facto pode dever-se à inexistência de qualquer tipo de manutenção no aerogerador, nesse mês esteve sempre em produção, já em relação ao segundo pico há apenas a salientar que ocorre quando a temperatura exterior também aumentou, pode isto querer dizer que a quantidade de vento que se fez sentir no local naquele mês aumentou a produção de energia. Seria para isso necessário calcular a evolução anual das médias de velocidade do vento para o ano de 2013.

Há ainda a salientar que quando se registaram estes picos de produção, a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens também aumentou. É também de notar que existe, em média, uma maior potência produzida durante os meses de Inverno.

A fim de se perceber se existe uma associação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens e a potência produzida na Turbina 1 efectuou-se um estudo ao coeficiente de correlação entre estas duas variáveis, tal como mostra a Figura 4.20. Pode verificar-se que existe uma associação praticamente nula, no entanto, negativa entre estas duas variáveis. O que quer dizer que para a Turbina 1, não existe influência da temperatura do óleo na taxa de produção de energia eléctrica. No entanto, devido a esta associação ser negativa, vai ser estudada a sua evolução da temperatura média antes e depois de ocorrer uma substituição do óleo.

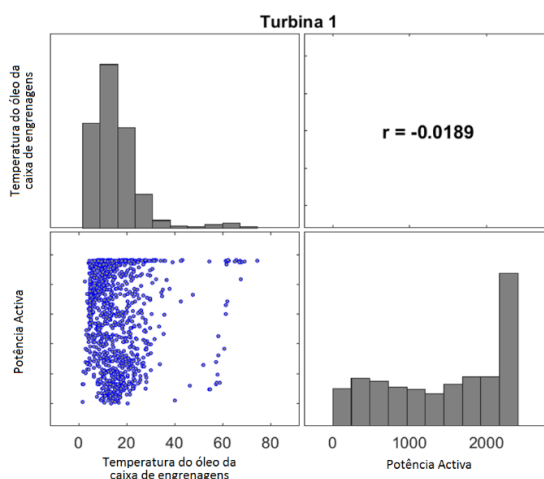


Figura 4.20 - Correlação entre a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e a potência média produzida pela Turbina 1.

De forma a perceber se existe um aumento gradual da temperatura média do óleo na caixa, tendo em conta a aproximação do momento da sua substituição e se esta diminui após a operação de manutenção, procedeu-se a um estudo realizado trinta dias antes de ocorrer a sua substituição e trinta dias depois. Segundo o manual de operações de manutenção que ocorreram no parque, a substituição do óleo deu-se a 29 de Janeiro de 2013, o que equivale ao dia 760. Então, o estudo realizou-se desde o dia 30 de Dezembro de 2012 até ao dia 28 de Janeiro de 2013 e do dia 30 de Janeiro de 2013 até ao dia 28 de Fevereiro de 2013. O que equivale a dizer que este estudo ocorreu entre o dia 730 e o 759 e entre o dia 761 e o 790.

Como se pode observar na Figura 4.21, existem grandes alterações em termos de variabilidade da temperatura do óleo da caixa de engrenagens durante os 30 dias que antecedem a substituição do óleo. Estas alterações podem enunciar a existência de algumas avarias. Por exemplo no dia 10, a média das temperaturas foi de 49,8°C e a mediana de 47,1°C. Existiu uma grande variação da temperatura, 50% das observações estavam compreendidas entre 40,1 e 58,9°C, enquanto no dia 11, a média das temperaturas foi de 63,1°C e a mediana de 63,8°C. Por sua vez, 50% das

observações estavam entre os 61,8°C e os 64,7°C, ora isto indica que não existiram grandes variações de temperatura e esta manteve-se, praticamente constante. Estas grandes variações de temperatura podem causar fissuras internas nos materiais, devido às dilatações e contracções térmicas.

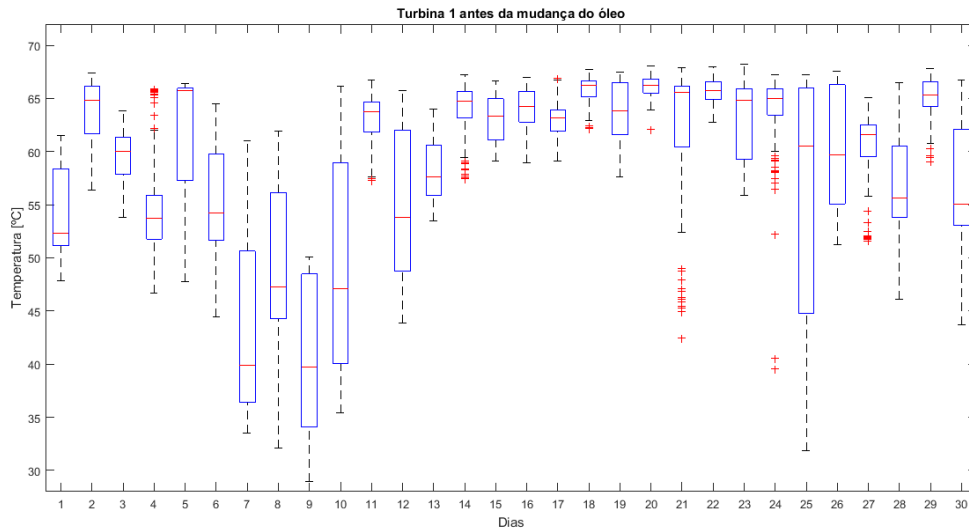


Figura 4.21 - Boxplot da evolução da temperatura média do óleo da Turbina 1, nos 30 dias antes da sua substituição.

Em relação à evolução da temperatura média do óleo da caixa de engrenagens durante os 30 dias após a substituição, pode verificar-se que continuam a existir grandes variabilidades de temperatura, tal como indica a Figura 4.22.

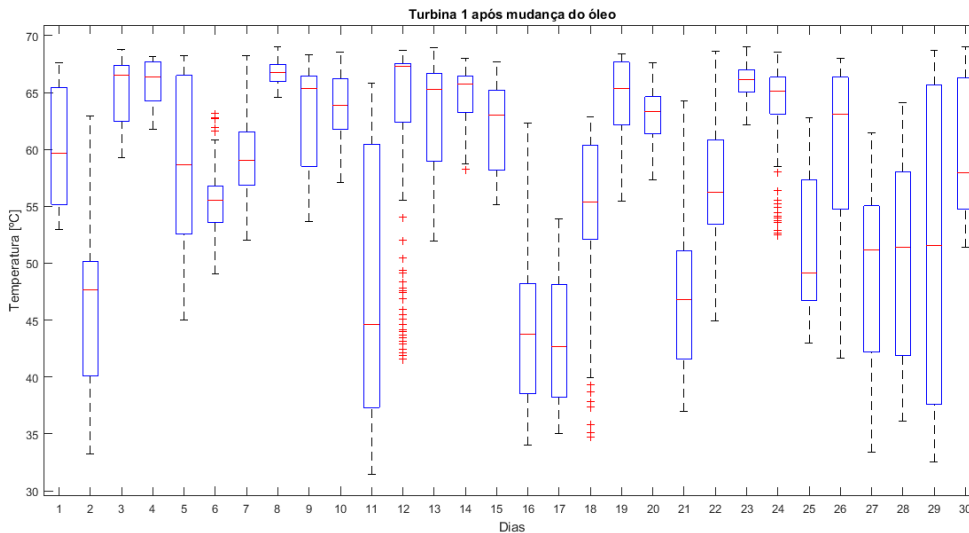


Figura 4.22 - Boxplot da evolução da temperatura média do óleo da Turbina 1, nos 30 dias após a sua substituição.

No entanto, numa análise mais detalhada às medidas descritivas destes dois gráficos, presente na Tabela 4.12, pode verificar-se que a média e a mediana das observações diminuíram após a substituição do óleo, o que é um bom indicador de que o novo óleo está a conseguir reduzir a

fricção entre as engrenagens, reduzindo assim o desgaste e aumentando o tempo de vida útil da caixa de engrenagens.

Tabela 4.12 - Medidas descritivas antes e após a substituição do óleo da caixa de engrenagens da Turbina 1 (°C).

Tempo	Nos 30 dias antes da substituição	Nos 30 dias após a substituição
Média	58,64	57,76
Mediana	61,72	60,62

Uma forma de tentar perceber se existe influência da temperatura do óleo da caixa de engrenagens na produção de energia é fazer a análise da potência média produzida, nos trinta dias antes da substituição do óleo e nos trinta dias seguintes e verificar a sua evolução.

Com o objectivo de determinar de que forma é que esta diminuição da temperatura influenciou a potência média produzida, é de seguida efectuado o estudo à sua evolução para o mesmo período de tempo.

A Figura 4.23 demonstra a evolução da potência média produzida durante os 30 dias antes de acontecer a substituição do óleo na Turbina 1. Em comparação com a Figura 4.21, que apresenta a evolução da temperatura média do óleo na caixa de engrenagens, pode observar-se que existe um padrão entre estas duas variáveis, onde nos primeiros 12 dias do estudo a temperatura média do óleo apresenta valores entre os 40 e os 65°C, e no gráfico da potência média produzida se pode observar que existe uma grande variação de potência produzida. Nos dias seguintes ao dia 12, a temperatura média aumentou gradualmente até cerca dos 65°C e na produção aconteceu o mesmo. Com o aumento de temperatura média existiu um aumento da potência média produzida.

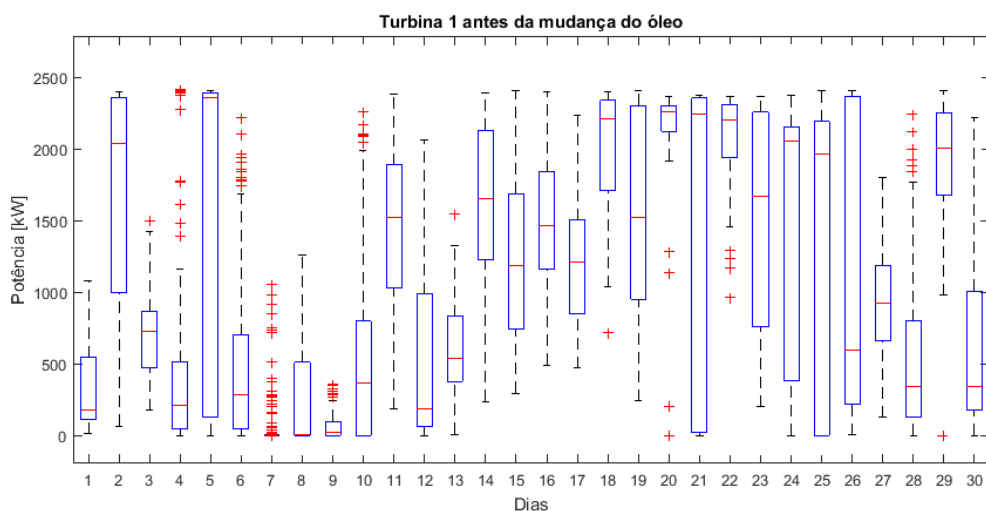


Figura 4.23 - Potência média produzida nos 30 dias antes da substituição do óleo na Turbina 1.

Quanto à potência média produzida nos 30 dias após a substituição do óleo, também se observa uma tendência para a descida da produção com a diminuição da temperatura, pois a partir do dia 25 a temperatura média situava-se entre os 50 e os 55°C e a potência média produzida era relativamente baixa.

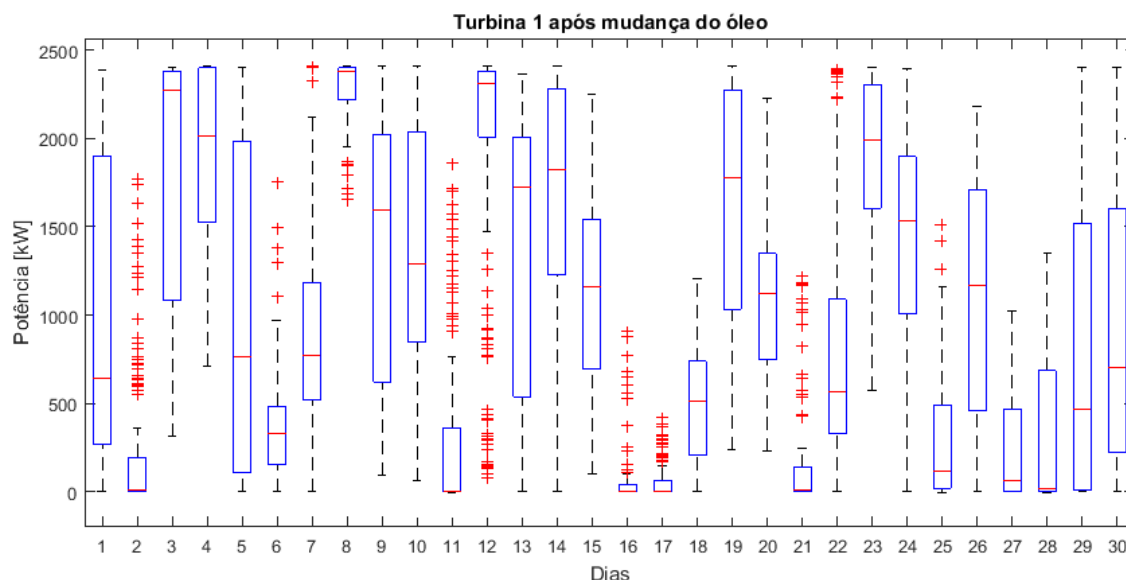


Figura 4.24 - Potência média produzida nos 30 dias após a substituição do óleo na Turbina 1

Quanto às medidas descritivas pode verificar-se que para a temperatura média mais elevada, ou seja, antes da substituição, corresponde a maior quantidade de energia produzida, que ocorre também antes da substituição. Por analogia, a temperatura média mais baixa corresponde à menor quantidade de energia produzida.

Tabela 4.13 - Medidas descritivas da potência média produzida antes e após a substituição do óleo da Turbina 1 (kW)

Tempo	Nos 30 dias antes da substituição	Nos 30 dias após a substituição
Média	1098,60	997,62
Mediana	967,30	804,95

4.5.2 Intervenções na Turbina 2

A Turbina 2 apresentou um total de 22 intervenções, sendo a substituição da caixa de engrenagens e do respectivo óleo as mais significativas.

Com as intervenções à Turbina 2 definidas, de seguida é traçada a curva da temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e da potência média produzida. Como se pode observar pela

Figura 4.25, a temperatura média do óleo estava entre 50 e 60°C até ser efectuada a substituição da caixa de engrenagens. Após a substituição, esta temperatura baixou, significativamente, ficando a média de temperaturas abaixo dos 50°C. No entanto, em Janeiro de 2013 as análises ao óleo indicaram elevados níveis de ferro, cobre e zinco, ou seja, foi detectada uma contaminação do óleo da caixa de engrenagens. No mês seguinte foi recomendada a sua substituição que, no entanto, só ocorreu em Maio de 2013.

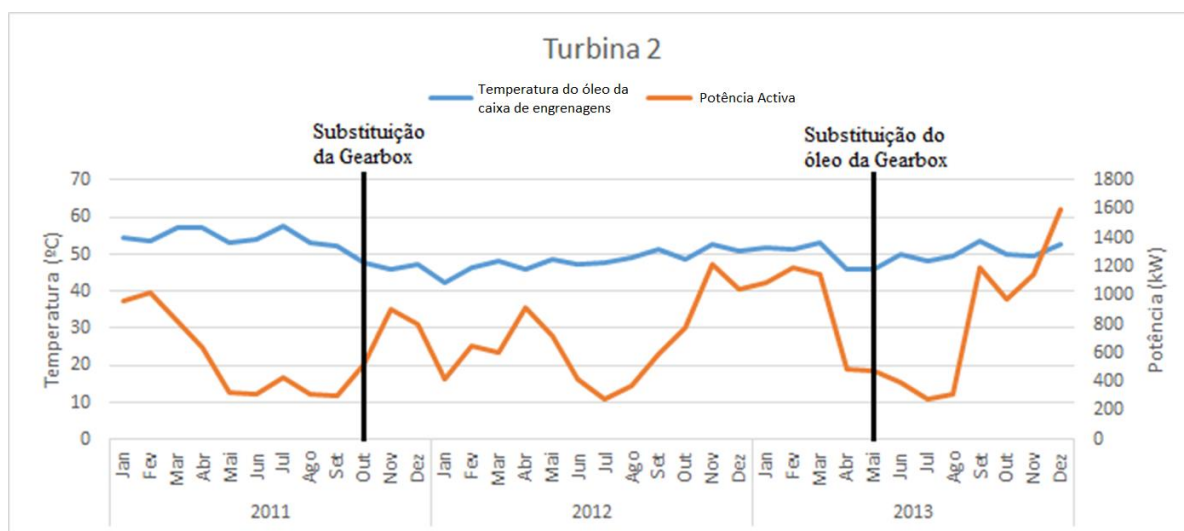


Figura 4.25 - Gráfico da temperatura do óleo e produção média mensal da Turbina 2

Em termos de produção de energia eléctrica, há a salientar três picos, significativos, de produção, registados em Novembro de 2012, Setembro e Dezembro de 2013. O primeiro pico coincide com o registado na Turbina 1, o que indica que a velocidade do vento neste mês foi, frequentemente, elevada.

Como se pode perceber pela Figura 4.25, existe um aumento gradual da temperatura do óleo na caixa, tendo em conta a aproximação do momento da sua substituição. Desde Janeiro de 2012 até Março de 2013 a temperatura média do óleo foi sempre aumentando. Pode-se com isto afirmar que ao longo do tempo, vão-se acumulando resíduos no óleo, este vai perdendo as suas propriedades óptimas de funcionamento e a sua temperatura aumenta gradualmente.

A fim de se perceber se existe uma associação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens e a potência produzida na Turbina 2 efectuou-se um estudo ao coeficiente de correlação entre estas duas variáveis, tal como mostra a Figura 4.26. Pode verificar-se que existe uma associação praticamente nula, no entanto, ligeiramente positiva entre estas duas variáveis. O que quer dizer que para a Turbina 2, não existe influência da temperatura do óleo na taxa de produção de energia eléctrica, pelo que não vai ser estudada a sua evolução da temperatura

média com as operações de manutenção relacionadas com a substituição do óleo da caixa de engrenagens.

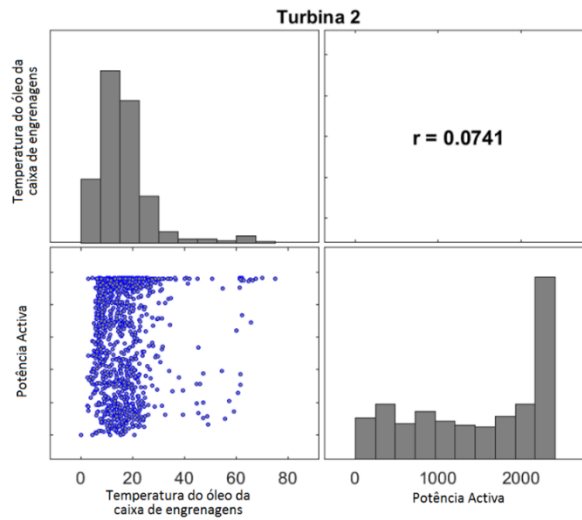


Figura 4.26 - Correlação entre a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e a potência média produzida pela Turbina 2.

4.5.3 Intervenções na Turbina 3

A Turbina 3 (juntamente com a Turbina 5) foi a segunda turbina onde ocorreram mais intervenções, 31. Destas, há a enunciar as 3 substituições de óleo da caixa de engrenagens que ocorreram, duas delas em meses consecutivos. Foi ainda emitido em Outubro de 2013 um relatório sugerindo outra substituição do óleo.

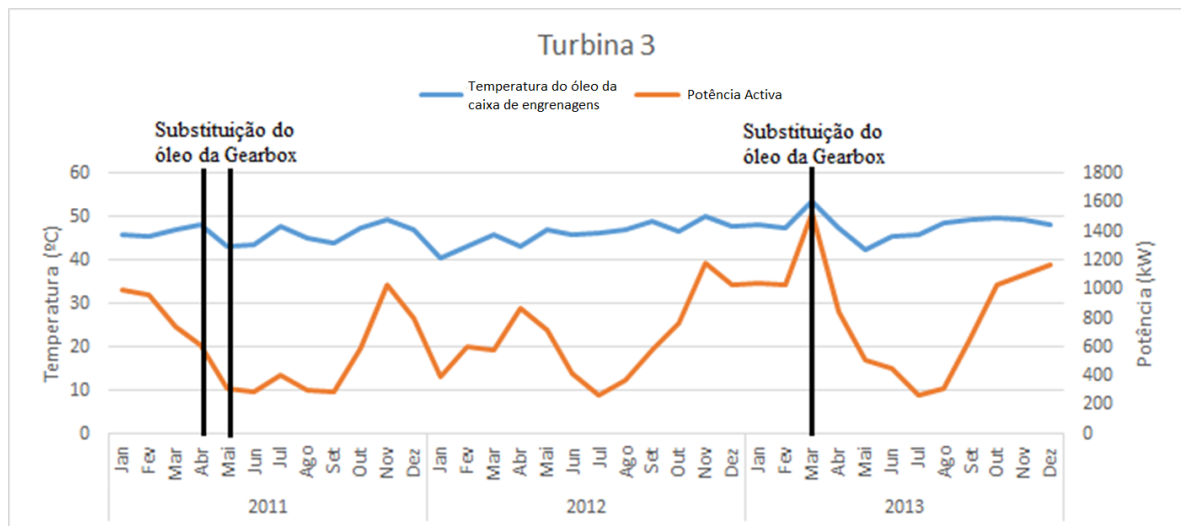


Figura 4.27 - Gráfico da temperatura do óleo e produção média mensal da Turbina 3.

Esta turbina apresenta alguns picos de produção de energia eléctrica nos mesmos meses do que as turbinas anteriores. Curiosamente, em Março de 2013 foi quando se registou o maior pico de produção, tal como aconteceu na Turbina 1.

Analisando a temperatura do óleo, na Figura 4.15, verifica-se que a Turbina 3 foi das que apresentou uma média de temperaturas mais baixas, conclui-se então que a substituição do óleo não se deveu às temperaturas elevadas, mas sim à contaminação com outros tipos de óleo ou desgaste dos materiais. O que pode ser justificado pelas três análises ao óleo que apresentaram elevados níveis de cobre devido a desgaste e aumento dos valores de ferro. E pelas duas presenças do erro FM168 a indicar que o filtro do óleo estava 75% entupido.

A fim de se perceber se existe uma associação entre a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e a potência média produzida na Turbina 3 efectuou-se um estudo ao coeficiente de correlação entre estas duas variáveis, tal como mostra a Figura 4.28. Pode verificar-se que existe uma associação positiva, embora fraca, entre estas duas variáveis, ou seja, a temperatura média do óleo acompanha, ligeiramente, a subida da potência produzida. No entanto, devido a esta associação ser a mais forte entre as calculadas do primeiro grupo de turbinas, vai ser estudada a sua evolução da temperatura média antes e depois de ocorrer uma substituição do óleo.

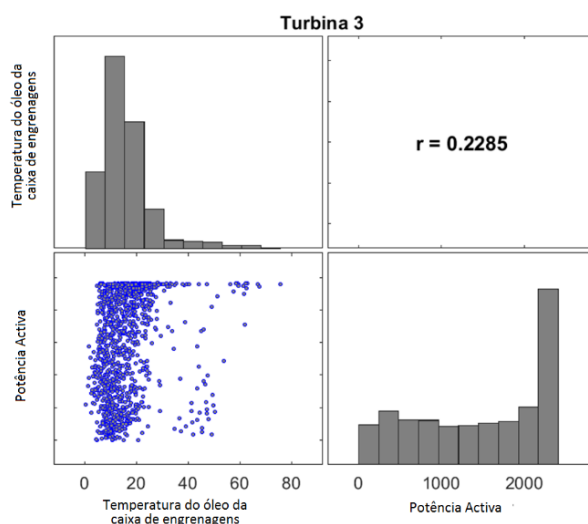


Figura 4.28 - Correlação entre a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e a potência média produzida pela Turbina 3.

De forma a perceber se existe um aumento gradual da temperatura do óleo na caixa, tendo em conta a aproximação do momento da sua substituição e se esta diminui após a operação de manutenção, procedeu-se a um estudo realizado trinta dias antes de ocorrer a substituição do

óleo e trinta dias depois. A análise da temperatura média mensal do óleo, presente na Figura 4.27 indica que sim, pois em Fevereiro registou-se uma subida e em Abril uma descida da temperatura, vai-se então analisar a média diária. Segundo o manual de operações de manutenção que ocorreram no parque, a substituição do óleo realizou-se a 20 de Março de 2013, o que equivale ao dia 810. Então, o estudo realizou-se desde o dia 780 até ao dia 809 e do dia 811 até ao dia 840.

Como se pode observar na Figura 4.29, existem grandes alterações em termos de variabilidade da temperatura média do óleo da caixa de engrenagens durante os 30 dias que antecedem a sua substituição. Alterações estas que podem ser a causa de algumas avarias. É de salientar que para temperaturas médias mais elevadas, esta variabilidade diminui e para temperaturas mais baixas aumenta, ou seja, existem grandes oscilações de temperaturas nos dias em que a temperatura média é mais baixa.

Há a salientar ainda o aumento, praticamente, gradual da temperatura a partir do dia 10 até ao dia 14, a partir da qual a temperatura se manteve constante durante uns dias, até que voltou a descer até ao dia 26. Este pode ser um indicativo de que a potência média produzida também aumentou.

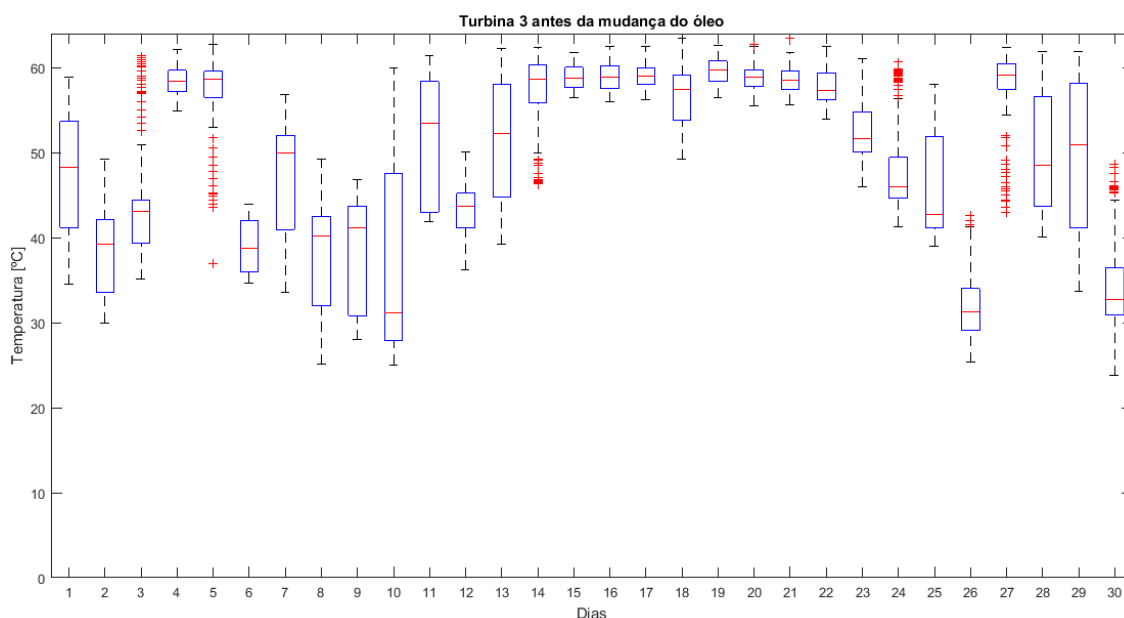


Figura 4.29 - Boxplot da evolução da temperatura média do óleo da Turbina 3, nos 30 dias antes da sua substituição.

Em relação à evolução da temperatura média do óleo da caixa de engrenagens nos 30 dias após a substituição, pode verificar-se que durante os primeiros dias após a substituição do óleo a

temperatura continua muito próximo dos 60°C e que a variabilidade é reduzida, não ocorrendo muitas oscilações.

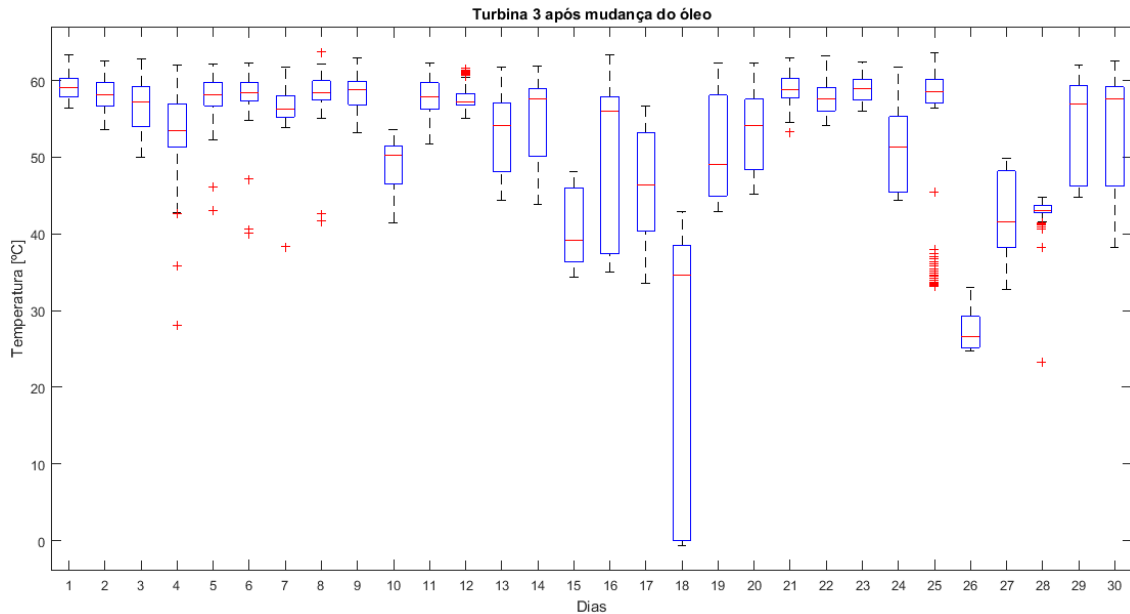


Figura 4.30 - Boxplot da evolução da temperatura média do óleo da Turbina 3, nos 30 dias após a sua substituição.

Comparando as medidas descritivas do gráfico correspondente aos 30 dias antes da substituição com o gráfico correspondente aos 30 dias após a substituição do óleo pode observar-se que a média e a mediana são mais elevadas após a operação de manutenção.

Tabela 4.14 - Medidas descritivas antes e após a substituição do óleo da caixa de engrenagens da Turbina 3 (°C).

Tempo	Nos 30 dias antes da substituição	Nos 30 dias após a substituição
Média	49,51	51,94
Mediana	52,51	56,47

Em relação à potência média produzida, nos 30 dias antes da substituição do óleo pode observar-se, na Figura 4.31, que existe um padrão entre a temperatura do óleo e a potência produzida, principalmente entre o dia 10 e o dia 26, onde a temperatura média começa a subir até atingir um máximo e depois torna a descer, tal e qual como acontece com a potência média produzida.

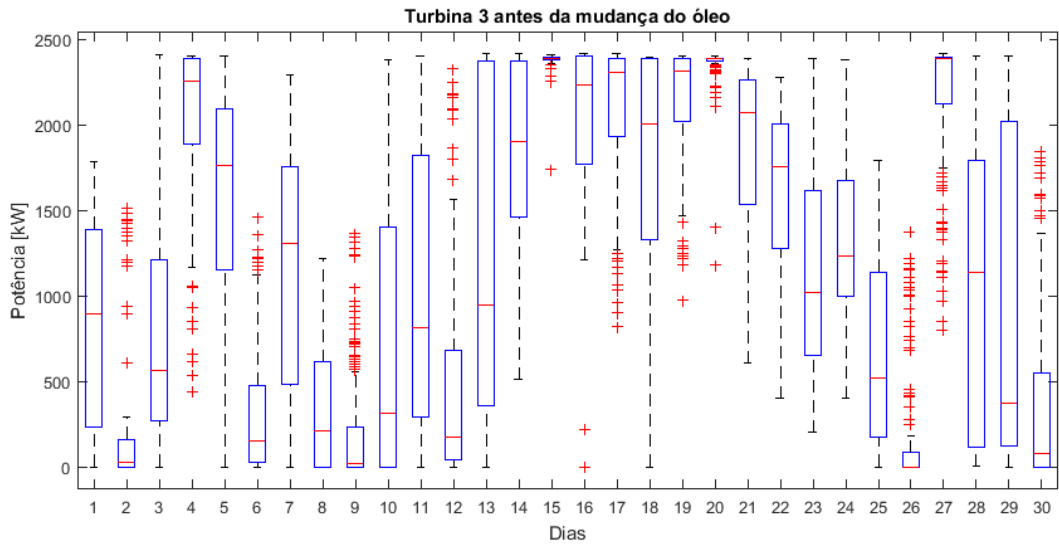


Figura 4.31 - Potência média produzida nos 30 dias antes da substituição do óleo na Turbina 3.

Quanto à potência média produzida nos 30 dias após a substituição do óleo, também se observa uma tendência para o valor da mediana continuar a descer, tal como acontecia com a temperatura do óleo.

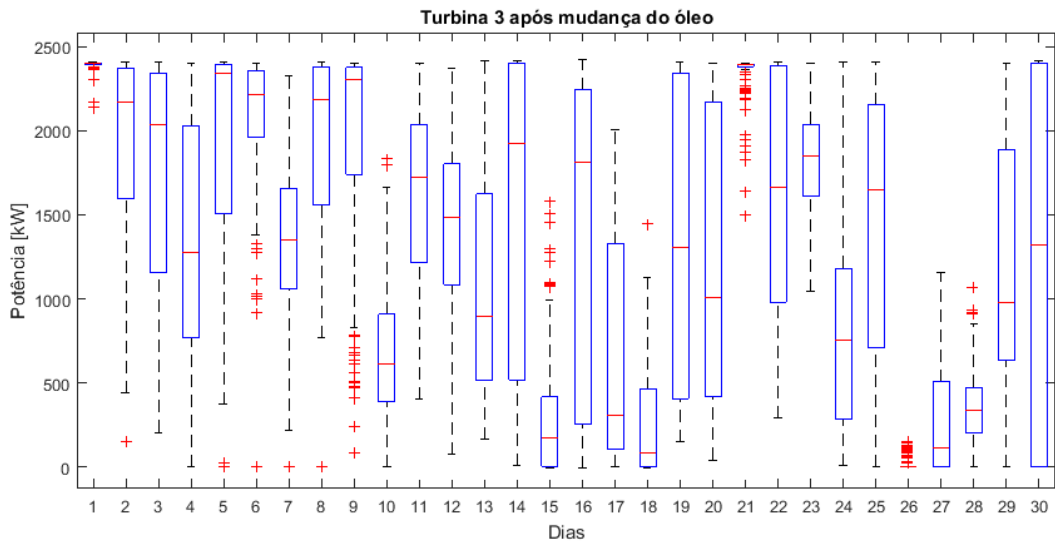


Figura 4.32 - Potência média produzida nos 30 dias após a substituição do óleo na Turbina 3.

Quanto às medidas descritivas da potência média produzida antes e após a substituição do óleo, pode verificar-se que ocorre o mesmo fenómeno do que na temperatura média do óleo, ou seja, após a substituição, a média e a mediana são mais elevadas.

Tabela 4.15 - Medidas descritivas da potência média produzida antes e após a substituição do óleo da Turbina 3 (kW).

Tempo	Nos 30 dias antes da substituição	Nos 30 dias após a substituição
Média	1226,8	1311,0
Mediana	1267,2	1369,7

4.5.4 Intervenções na Turbina 4

Foram registadas 21 intervenções à Turbina 4 referentes à caixa de engrenagens e aos rolamentos. Destas, as mais significativas foram as três reparações ao óleo da caixa de engrenagens.

Com esta informação definida, traça-se a intercepção destes eventos nas curvas da temperatura média mensal do óleo da caixa de engrenagens e da potência média mensal produzida, de forma a obter informação acerca da evolução da temperatura do óleo.

Como se pode observar na Figura 4.33, a temperatura média do óleo encontrou-se sempre entre os 40 e os 50°C, o que para um óleo é considerado uma temperatura de funcionamento normal, pois encontra-se entre o intervalo de 45 a 70°C.

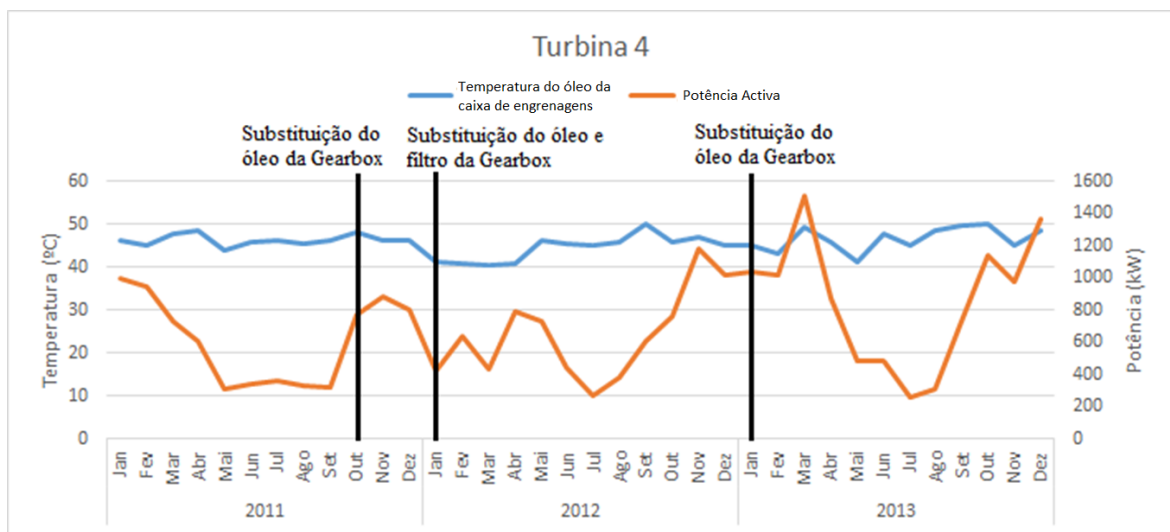


Figura 4.33 - Gráfico da temperatura do óleo e produção média mensal da Turbina 4.

A Turbina 4 apresenta uma evolução da taxa de produção de energia eléctrica, semelhante às turbinas anteriores à excepção da Turbina 2, apresentando um crescimento da potência produzida nos meses de Novembro de 2012 e em Março de 2013,

Há ainda a salientar que nestas 4 turbinas, após o pico de produção em Março de 2013, seguiu-se uma queda acentuada. Não existindo registo de intervenções nas turbinas para este período

de tempo, seria necessário recorrer a um estudo da quantidade de vento disponível no local, para justificar esta quebra na produção.

Em relação à temperatura média do óleo, pode verificar-se que a temperatura diminuiu em todas as substituições de óleo, sendo que essa descida foi mais acentuada quando ocorreu também a substituição do filtro, pois já havia sido registada a informação de que este se encontrava 75% entupido. Após a substituição do óleo e do filtro na caixa de engrenagens em Janeiro de 2012, a temperatura média manteve-se constante até que em Abril teve uma subida acentuada, devido ao aumento do teor de Ferro no óleo.

A fim de se perceber se existe uma associação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens e a potência produzida na Turbina 4 efectuou-se um estudo ao coeficiente de correlação entre estas duas variáveis, tal como mostra a Figura 4.34. Pode verificar-se que existe uma associação quase nula, embora positiva entre estas duas variáveis, pelo que não vai ser estudada a sua evolução da temperatura média com as operações de manutenção relacionadas com a substituição do óleo da caixa de engrenagens, pois já existe neste grupo de turbinas uma associação mais forte.

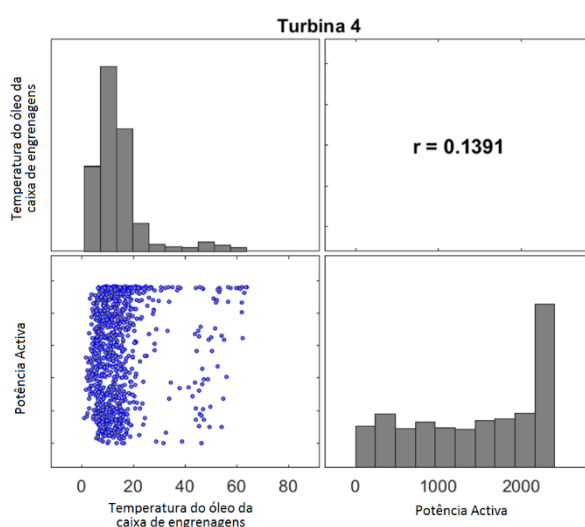


Figura 4.34 - Correlação entre a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e a potência média produzida pela Turbina 4.

4.5.5 Intervenções na Turbina 5

Na Turbina 5 foram registadas 31 intervenções, sendo que das quatro reparações, apenas uma foi para substituir o óleo da caixa de engrenagens

Com as intervenções à Turbina 5 definidas, de seguida é traçada a curva da temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e da potência média produzida onde estes eventos se interceptam. Como se pode observar pela Figura 4.35, a temperatura média do óleo mantém-se sempre entre 50 e 60°C chegando mesmo a atingir os 60°C durante um longo período de tempo. Pode verificar-se que pouco tempo após a substituição do óleo, as análises registaram que este estava contaminado, que os níveis de Ferro e Zinco tinham aumentado, mas mesmo assim este não foi substituído. Só um ano depois desta análise é que foi acrescentado óleo à caixa de engrenagens, devido a esta apresentar sinais de fuga de óleo, que por sua vez não eliminou os detritos metálicos de ferro e zinco presentes no óleo.

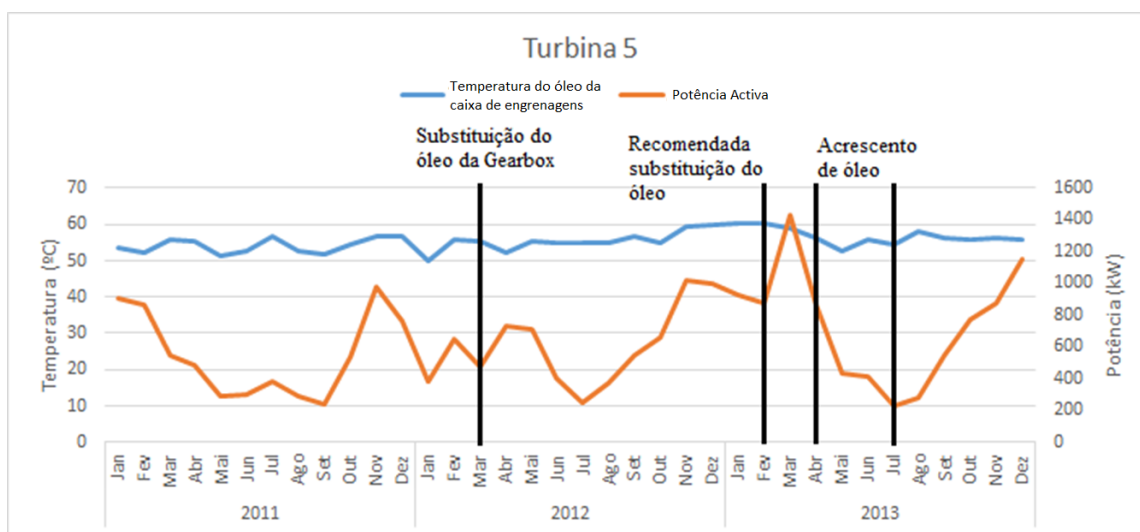


Figura 4.35 - Gráfico da temperatura do óleo e produção média mensal da Turbina 5.

Estas análises ao óleo vêm confirmar os valores registados na Figura 4.15, onde a Turbina 5 apresenta a média de temperatura do óleo da caixa de engrenagens mais elevada. Foi recomendada várias vezes a substituição do óleo, no entanto apenas foi adicionado óleo à caixa de engrenagens para solucionar o problema da quantidade de metais de desgaste no óleo.

Apesar desta turbina se encontrar um pouco distante das 4 anteriores, também se regista um pico de produção em Março, tal como nas Turbinas 1, 3 e 4. Em termos de produção de energia eléctrica, há a salientar três picos significativos de produção registados em Novembro de 2012, Março e Dezembro de 2013.

Relativamente às quebras de produção, uma delas é resultante de uma inspecção de segurança ao elevador, escada, grua e saco de resgate, juntamente com uma acção de manutenção tipo III, que consiste em efectuar apertos, verificações, medições de pressão, entre outras coisas, que decorreu no mês de Maio de 2011. Outra, em Junho de 2012, foi devida a uma acção de

manutenção do tipo IV, que consiste em efectuar apertos, verificações, medições de pressão e são substituídos filtros e tubos com mais de 4 anos e em Julho de 2013, novamente devido a uma acção de manutenção do tipo III.

A fim de se perceber se existe uma associação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens e a potência produzida na Turbina 5 efectuou-se um estudo ao coeficiente de correlação entre estas duas variáveis, tal como mostra a Figura 4.36. Pode verificar-se que existe uma associação, praticamente nula, no entanto, negativa entre estas duas variáveis, para a presente turbina e que a temperatura do óleo da caixa de engrenagens opera. Pelo que, devido a esta associação ser também negativa, tal como acontecia com a primeira turbina do primeiro grupo, vai ser estudada a sua evolução da temperatura média antes e depois de ocorrer uma substituição do óleo.

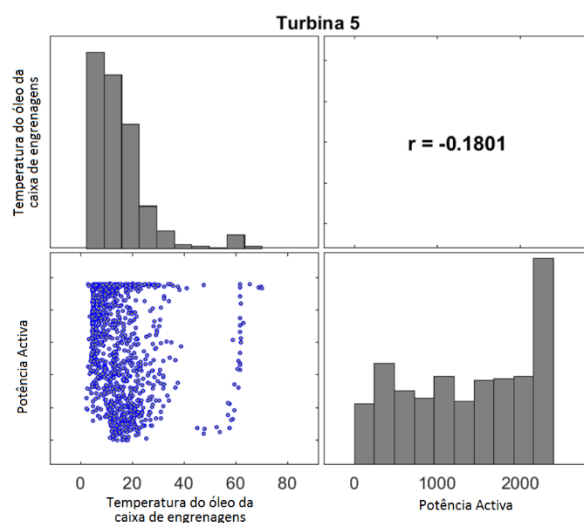


Figura 4.36 - Correlação entre a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e a potência média produzida pela Turbina 5.

De forma a perceber se existe um aumento gradual da temperatura do óleo na caixa, tendo em conta a aproximação do momento da sua substituição e se esta diminui após a operação de manutenção, procedeu-se a um estudo realizado trinta dias antes de ocorrer a substituição do óleo e trinta dias depois. Segundo o manual de operações de manutenção que ocorreram no parque, a substituição do óleo deu-se a 12 de Março de 2012, o que equivale ao dia 436. Então, o estudo realizou-se desde o dia 406 até ao dia 435 e do dia 437 até ao dia 466.

De acordo com a Figura 4.37, pode observar-se que existem grandes alterações em termos de variabilidade da temperatura média do óleo da caixa de engrenagens 30 dias antes da sua substituição. Estas alterações podem enunciar a existência de alguma avaria. Por exemplo no

dia 10, a média das temperaturas foi de 49,8°C e a mediana de 47,1°C. Existiu uma grande variação da temperatura média de dia para dia, por exemplo do dia 13 para o dia 14 e do dia 22 para o dia 23.

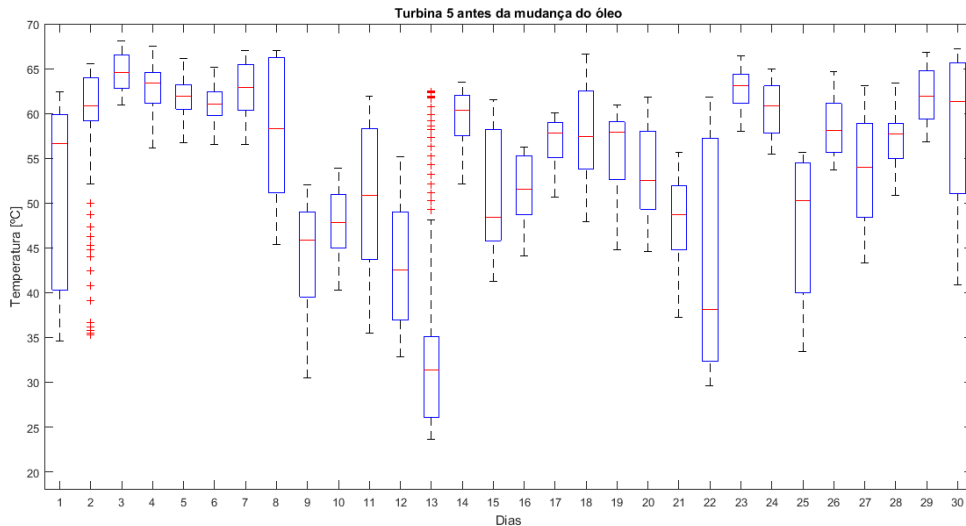


Figura 4.37 - Boxplot da evolução da temperatura média do óleo da Turbina 5, nos 30 dias antes da sua substituição.

Em relação à evolução da temperatura média do óleo da caixa de engrenagens nos 30 dias após a substituição, pode verificar-se que durante os primeiros dias após a substituição do óleo a temperatura continua muito próximo dos 60°C e que a variabilidade é reduzida, não ocorrendo muitas oscilações.

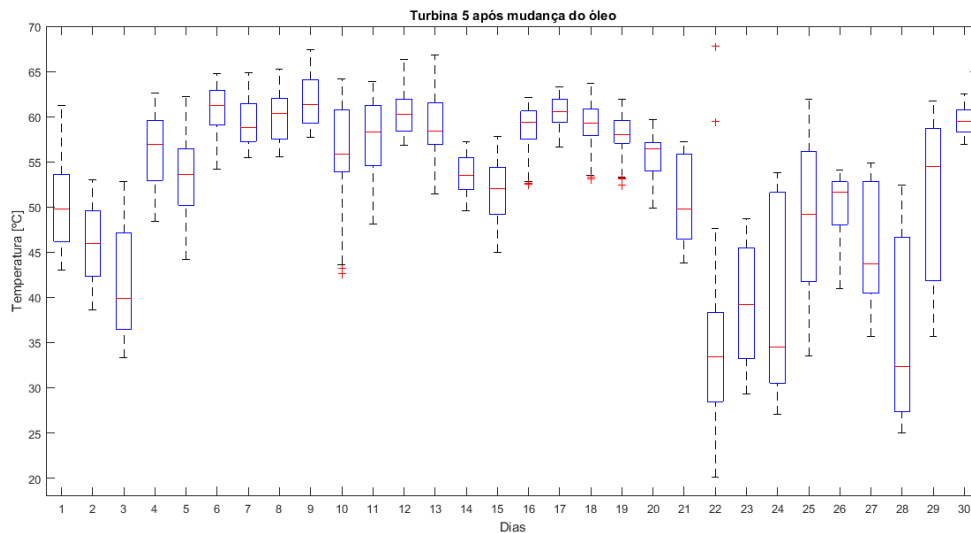


Figura 4.38 - Boxplot da evolução da temperatura média do óleo da Turbina 5, nos 30 dias após a sua substituição.

É ainda de salientar que durante uma grande quantidade de dias, a temperatura média do óleo encontrava-se acima dos 54°C antes de ocorrer a sua substituição e que após esta ser efectuada a temperatura diminuiu para cerca de 52°C, tal como indicam as medidas descritivas presentes

na Tabela 4.16. Pode ainda observar-se que a média e a mediana são menores após a operação de manutenção. O que indica que o óleo presente na caixa de engrenagens da Turbina 5, melhorou as suas condições de funcionamento.

Tabela 4.16 - Medidas descritivas antes e após a substituição do óleo da caixa de engrenagens da Turbina 5 (°C).

Tempo	Nos 30 dias antes da substituição	Nos 30 dias após a substituição
Média	54,67	52,38
Mediana	57,43	55,14

Com o objectivo de determinar de que forma é que esta diminuição da temperatura influenciou a potência média produzida, é de seguida efectuado o estudo à sua evolução para o mesmo período de tempo.

A Figura 4.39 demonstra a evolução da potência média produzida 30 dias antes de acontecer a substituição do óleo na Turbina 5. Em comparação com a Figura 4.37, que apresenta a evolução da temperatura média do óleo na caixa de engrenagens, pode observar-se que existe um padrão entre estas duas variáveis. Nos primeiros 7 dias do estudo a temperatura média do óleo apresenta valores entre os 55 e os 65°C, pelo que no gráfico da potência média produzida se pode observar que é quando se atingem as maiores potências. Nos dias seguintes, a temperatura desceu até cerca dos 45°C e logo a produção cai para valores abaixo dos 500 kW. Mais adiante, no dia 23 a temperatura voltou a subir e, por analogia, potência também. Pelo que se conclui que quando a temperatura média do óleo se encontra entre os 55 e os 65°C, a potência média produzida é muito superior do que quando a temperatura se encontra abaixo dos 55°C.

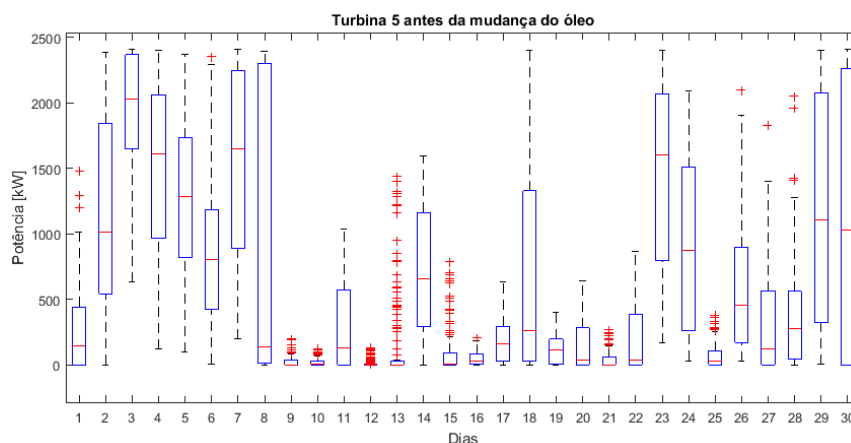


Figura 4.39 - Potência média produzida nos 30 dias antes da substituição do óleo na Turbina 5.

Quanto à potência média produzida nos 30 dias após a substituição do óleo, também se observa uma tendência para a descida da produção com a diminuição da temperatura, pois a partir do

dia 20 a temperatura média situava-se entre os 30 e os 40°C e a potência média produzida era relativamente baixa.

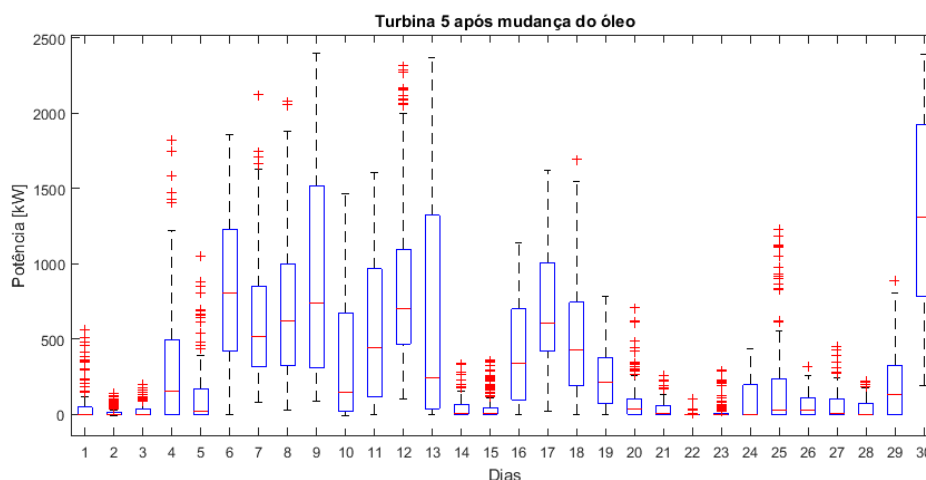


Figura 4.40 - Potência média produzida nos 30 dias após a substituição do óleo na Turbina 5.

Quanto às medidas descritivas pode verificar-se que existe uma diminuição da potência média produzida com a substituição do óleo. Para além de se registar uma descida da temperatura média, também ocorre uma quebra na produção de energia.

Tabela 4.17 - Medidas descritivas da potência média produzida antes e após a substituição do óleo da Turbina 5 (kW).

Tempo	Nos 30 dias antes da substituição	Nos 30 dias após a substituição
Média	606,74	341,50
Mediana	226,40	97,40

4.5.6 Intervenções na Turbina 6

Esta foi a turbina onde ocorreram mais intervenções relacionadas com a caixa de engrenagens e os rolamentos, 39.

A Turbina 6 foi alvo de quatro substituições de óleo da caixa de engrenagens, sendo por isso a turbina onde ocorreram mais intervenções deste tipo, das quais duas delas ocorreram em meses consecutivos, Abril e Maio de 2011.

Devido a estas quatro substituições, a temperatura média do óleo da Turbina 6 é a que apresenta a média da temperatura do óleo mais baixa, como prova a Tabela 4.8., mantendo-se entre os 40 e os 50°C e atingindo o seu valor mais elevado em Março de 2013 quando ocorreu o maior pico de produção média mensal de energia eléctrica.

Em relação às quebras de produção, a mais acentuada, relativa a Julho de 2012, deveu-se a uma acção de manutenção do tipo IV, onde são efectuados apertos, verificações, medições de pressão e substituídos filtros e tubos com mais de 4 anos.

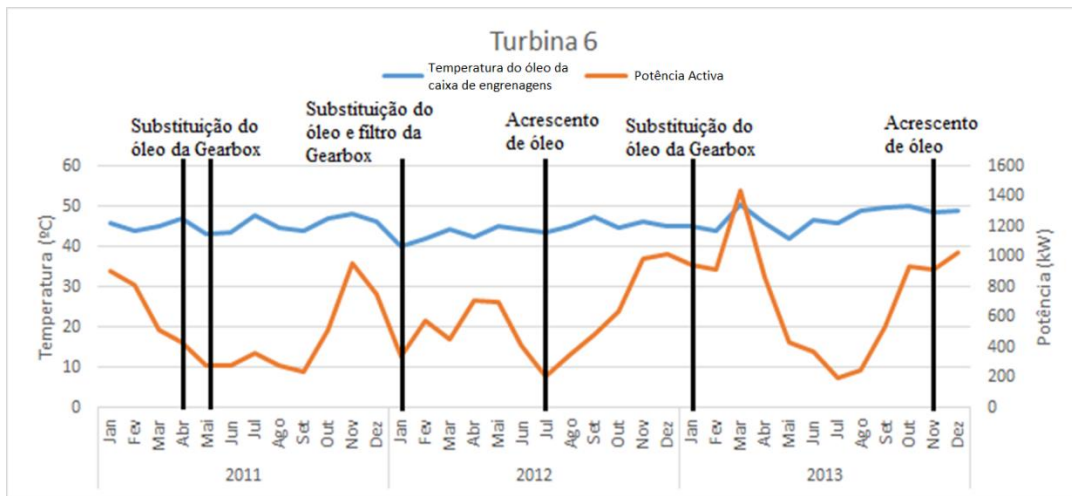


Figura 4.41 - Gráfico da temperatura do óleo e produção média mensal da Turbina 6.

A fim de se perceber se existe uma associação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens e a potência produzida na Turbina 6 efectuou-se um estudo ao coeficiente de correlação entre estas duas variáveis, tal como mostra a Figura 4.42. Pode verificar-se que existe uma associação, praticamente nula, no entanto positiva entre estas duas variáveis, pelo que não vai ser estudada a sua evolução da temperatura média com as operações de manutenção relacionadas com a substituição do óleo da caixa de engrenagens, pois já existe neste grupo de turbinas uma associação mais forte.

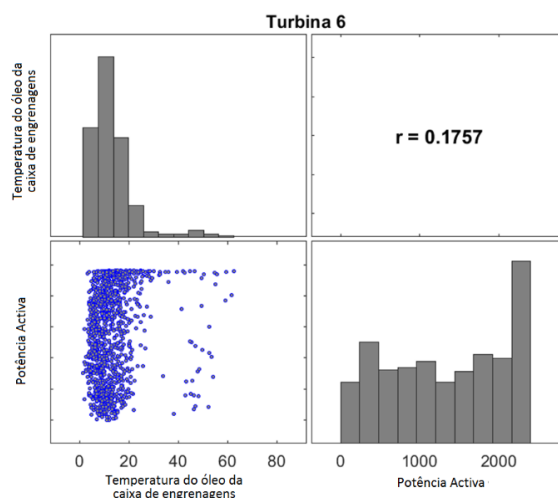


Figura 4.42 - Correlação entre a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e a potência média produzida pela Turbina 6.

4.5.7 Intervenções na Turbina 7

Houve um total de 23 intervenções na Turbina 7, sendo que apenas duas foram relativas à substituição do óleo da caixa de engrenagens e ocorreram em Março de 2012 e de 2013.

Em ambas as situações, após a substituição, os valores de detritos metálicos presentes no óleo diminuíram, o que influenciou a descida da temperatura média do óleo, tal como se pode observar na Figura 4.43.

Entre substituições, pode verificar-se que a temperatura média mensal do óleo tendeu em aumentar em valores considerados normais, pois estes encontram-se sempre entre os 40 e os 50°C, atingindo o seu valor mais elevado em Março de 2013 quando ocorreu o maior pico de produção média mensal de energia eléctrica.

No que toca às quebras de produção mais acentuadas, em Maio de 2011, Julho de 2012 e de 2013, devem-se principalmente a acções de manutenção do tipo III e do tipo IV, onde a turbina necessita de estar parada para que ocorra a substituição, verificações e medições de alguns parâmetros em segurança.

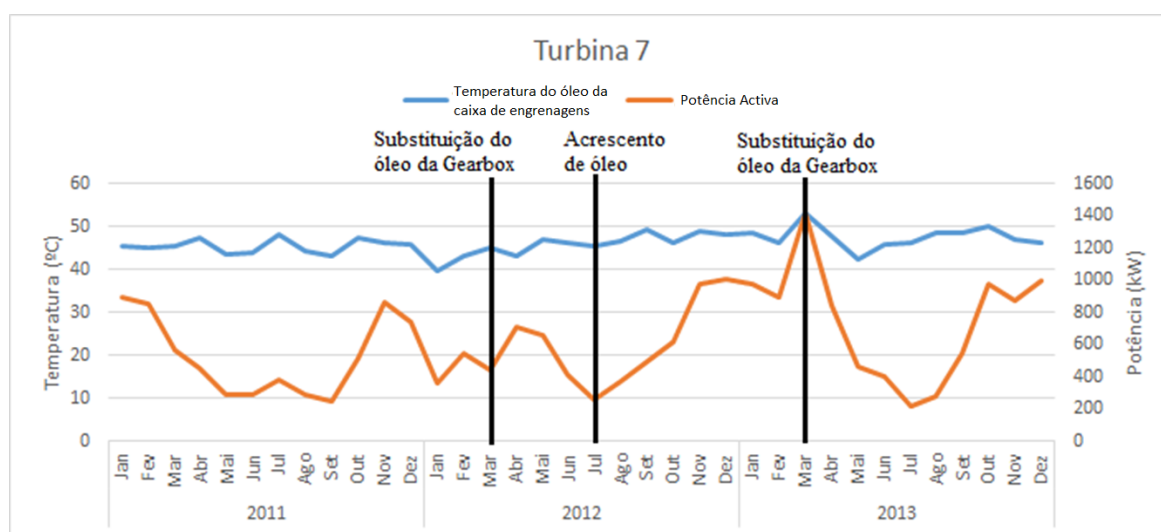


Figura 4.43 - Gráfico da temperatura do óleo e produção média mensal da Turbina 7.

A fim de se perceber se existe uma associação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens e a potência produzida na Turbina 7 efectuou-se um estudo ao coeficiente de correlação entre estas duas variáveis, tal como mostra a Figura 4.44. Pode verificar-se que existe a maior associação positiva entre estas duas variáveis, de entre todas as turbinas, no entanto o seu valor continua muito próximo de zero. Devido a esta associação ser a mais forte entre as

calculadas do segundo grupo de turbinas e a mais forte de todas, vai ser estudada a sua evolução da temperatura média antes e depois de ocorrer uma substituição do óleo.

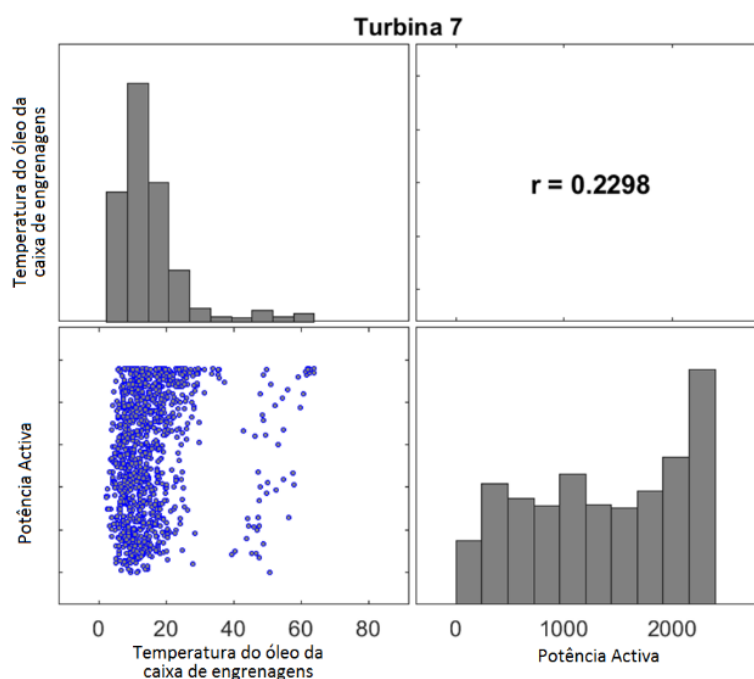


Figura 4.44 - Correlação entre a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e a potência média produzida pela Turbina 7.

De forma a perceber se existe um aumento gradual da temperatura do óleo na caixa, tendo em conta a aproximação do momento da sua substituição e se esta diminui após a operação de manutenção, procedeu-se a um estudo realizado trinta dias antes de ocorrer a substituição do óleo e trinta dias depois. Segundo o manual de operações de manutenção que ocorreram no parque, a substituição do óleo deu-se a 20 de Março de 2013, o que equivale ao dia 810. Então, o estudo realizou-se desde o dia 780 até ao dia 809 e do dia 811 até ao dia 840.

A Figura 4.45 demonstra a evolução da temperatura média do óleo da caixa de engrenagens da Turbina 7, onde se pode observar que o comportamento desta turbina é muito semelhante ao da Turbina 3. Talvez pelo facto de a substituição do óleo ter ocorrido no mesmo dia e de ambas as turbinas estarem colocadas na posição nº3 dos respectivos grupos. Existe um aumento gradual da temperatura média desde o dia 10 até ao dia 14, a partir da qual a temperatura se manteve constante durante uns dias, até que voltou a descer até ao dia 26.

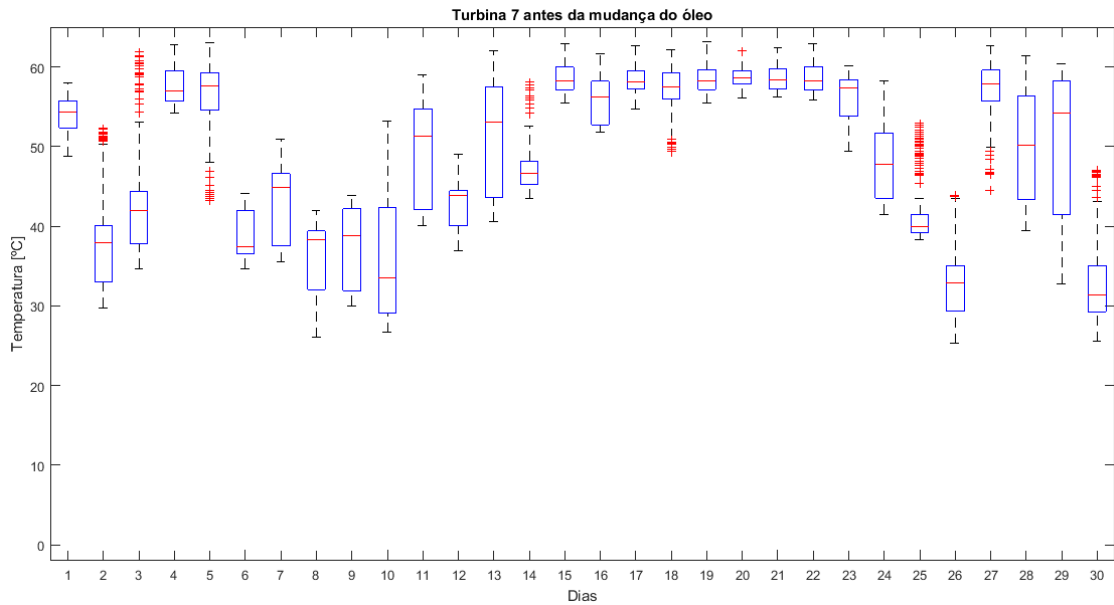


Figura 4.45 - Boxplot da evolução da temperatura média do óleo da Turbina 7, nos 30 dias antes da sua substituição.

Em relação à evolução da temperatura média do óleo da caixa de engrenagens nos 30 dias após a substituição, pode verificar-se que também existe uma semelhança com a Turbina 3, durante os primeiros dias após a substituição do óleo a temperatura continua muito próximo dos 60°C e a variabilidade é reduzida, não ocorrendo muitas oscilações. No dia 18 é quando existe uma variabilidade maior, voltando esta a diminuir no dia seguinte com o aumento da temperatura média do óleo, tal como acontece na Turbina 3.

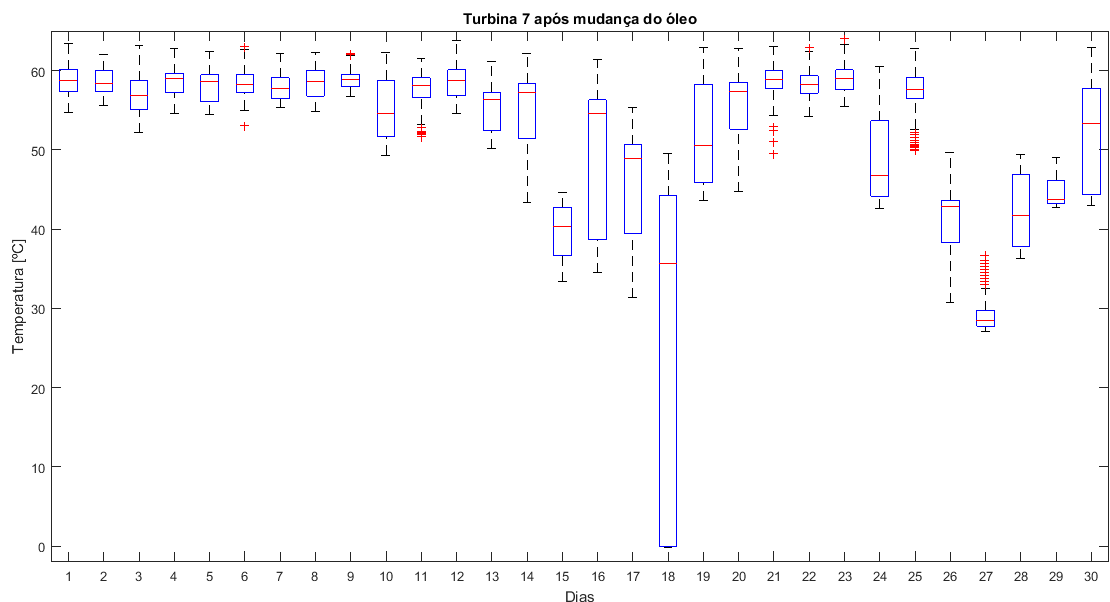


Figura 4.46 - Boxplot da evolução da temperatura média do óleo da Turbina 7, nos 30 dias após a sua substituição

Comparando as medidas descritivas do gráfico correspondente aos 30 dias antes da substituição com o gráfico correspondente aos 30 dias após a substituição do óleo pode observar-se que a média e a mediana são mais elevadas após a operação de manutenção. O que indica que o óleo presente na caixa de engrenagens da Turbina 7, apesar de ter sido substituído não se encontra nas melhores condições de funcionamento.

Tabela 4.18 - Medidas descritivas antes e após a substituição do óleo da caixa de engrenagens da Turbina 7 (°C).

Tempo	Nos 30 dias antes da substituição	Nos 30 dias após a substituição
Média	48,76	51,20
Mediana	51,66	56,71

Em relação à potência média produzida, nos 30 dias antes da substituição do óleo pode observar-se, na Figura 4.47, que existe um padrão entre a temperatura do óleo e a potência produzida, principalmente entre o dia 10 e o dia 26, onde a temperatura média começa a subir até atingir um máximo e depois torna a descer, tal e qual como acontece com a potência média produzida. Novamente existe uma semelhança entre a Turbina 3 e a Turbina 7.

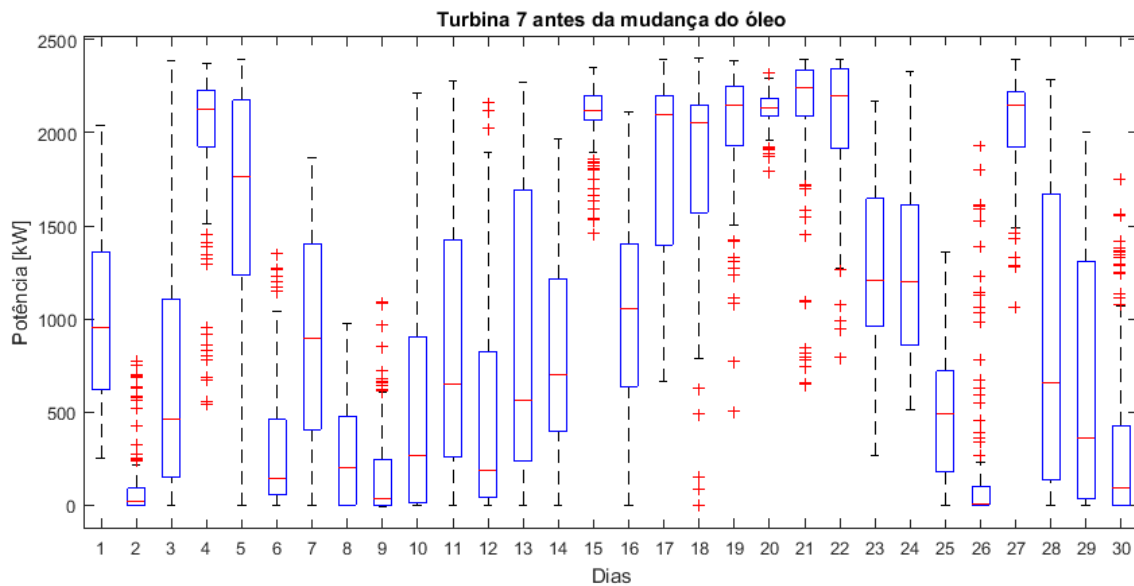


Figura 4.47 - Potência média produzida nos 30 dias antes da substituição do óleo na Turbina 7.

Quanto à potência média produzida nos 30 dias após a substituição do óleo, também se observa uma tendência para o valor da mediana continuar a descer, tal como acontecia com a temperatura do óleo.

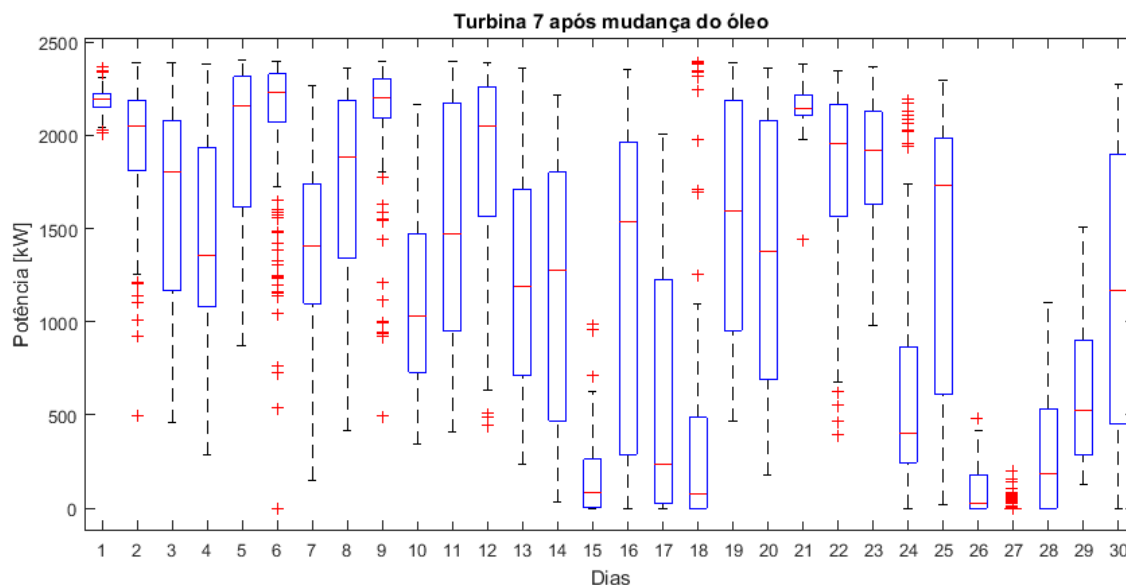


Figura 4.48 - Potência média produzida nos 30 dias após a substituição do óleo na Turbina 7.

Quanto às medidas descritivas da potência média produzida antes e após a substituição do óleo, pode verificar-se que ocorre o mesmo fenómeno do que na temperatura média do óleo, ou seja, após a substituição, a média e a mediana são mais elevadas.

Tabela 4.19 - Medidas descritivas da potência média produzida antes e após a substituição do óleo da Turbina 3 (kW).

Tempo	30 dias antes da substituição	30 dias após a substituição
Média	1089,9	1289,5
Mediana	1033,6	1427,3

4.5.8 Intervenções na Turbina 8

Por fim, na Turbina 8 foram registadas 20 intervenções referentes à caixa de engrenagens e aos rolamentos. Destas, as mais significativas foram a substituição do óleo da caixa de engrenagens e as duas vezes que foi acrescentado óleo.

Nos relatórios de manutenção verifica-se que foi acrescentado óleo em Julho de 2012 e de 2013 na Turbina 8, pelo que seria importante ver a relação que existe entre o aumento dos detritos metálicos presentes no óleo e a sua temperatura, uma vez que já não é a primeira vez que se observa que foi adicionado óleo à caixa de engrenagens em vez da sua substituição. Uma vez que após o acrescento de óleo a temperatura média deste tende a aumentar e com a substituição do óleo diminui.

Também a Turbina 8 apresenta um pico de produção de energia eléctrica em Março de 2013, tal como acontecia nas restantes turbinas, à excepção da Turbina 2. Relativamente a quebras na produção, devem-se a apertos do rolamento principal da turbina, acções de manutenção do tipo III e do tipo IV e a uma reparação numa das pás.

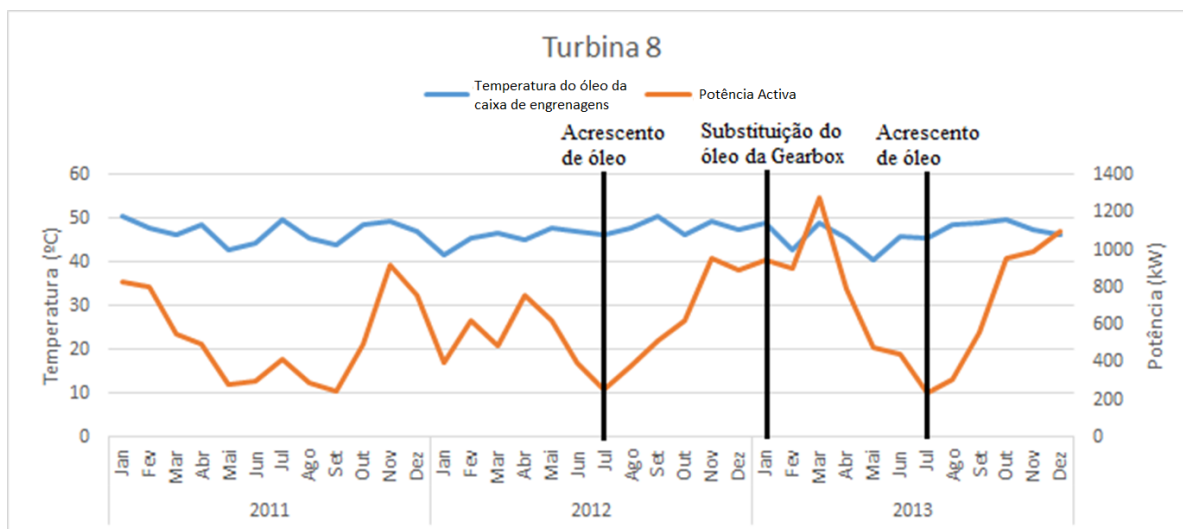


Figura 4.49 - Gráfico da temperatura do óleo e produção média mensal da Turbina 8

Note-se que a curva da produção de energia eléctrica nas primeiras 4 turbinas difere um pouco em relação às últimas 4, o que confirma a previsão inicial do estudo realizado no capítulo 4.4.6 sobre a potência activa, da existência de dois grupos completamente distintos.

A fim de se perceber se existe uma associação entre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens e a potência produzida na Turbina 8 efectuou-se um estudo ao coeficiente de correlação entre estas duas variáveis, tal como mostra a Figura 4.50. Pode verificar-se que existe uma associação quase nula, no entanto, positiva entre estas duas variáveis. Pelo que, não vai ser estudada a sua evolução da temperatura média com as operações de manutenção relacionadas com a substituição do óleo da caixa de engrenagens, pois já existe neste grupo de turbinas uma associação mais forte.

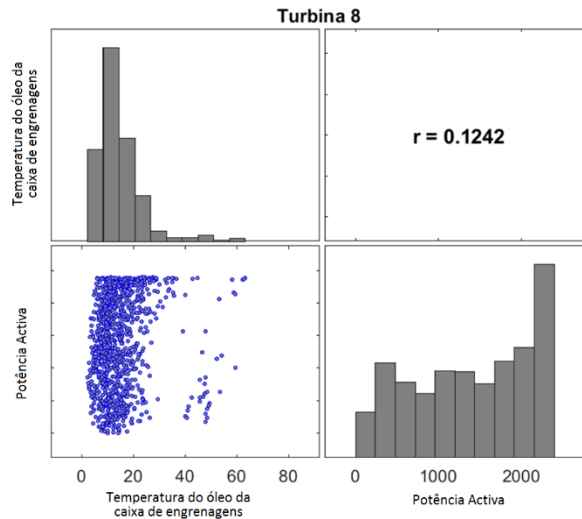


Figura 4.50 - Correlação entre a temperatura média do óleo da caixa de engrenagens e a potência média produzida pela Turbina 8.

4.6 Análise às partículas do óleo da caixa de engrenagens

A quantidade de partículas presentes num óleo lubrificante durante o funcionamento de uma caixa de engrenagens pode ser preponderante para o tempo de vida útil dos componentes que a constituem.

As partículas provêm, maioritariamente, do desgaste dos componentes. Pelo que, se a quantidade de partículas aumentar, a temperatura do óleo também vai aumentar, pois a condutividade térmica de um metal sólido, por exemplo o cobre, mesmo que em pequenas proporções, é muito superior à dos líquidos não metálicos, como o óleo ou a água.

Quanto maior for a quantidade de partículas presentes num óleo, maior irá ser a sua temperatura e por consequência, a temperatura dos componentes que este lubrifica também irá aumentar, devido à condução de calor. O que provoca um maior desgaste, um menor tempo de vida dos equipamentos e por sua vez um aumento da quantidade de avarias. Desta forma, conclui-se que um sistema de lubrificação livre de detritos metálicos e não metálicos é o ideal para um perfeito funcionamento dos equipamentos, pelo que seria importante ver a relação que existe entre o seu aumento no óleo e a temperatura, uma vez que foi observado na análise às turbinas que foi adicionado óleo à caixa de engrenagens, em certas ocasiões, em vez da sua substituição.

Este estudo consiste em verificar a influência do acrescento ou substituição do óleo na presença de partículas e, conseqüentemente, no aumento da temperatura. As turbinas em análise são

aquelas que apresentam um coeficiente de correlação negativo, ou seja, a Turbina 1 e 5 e um coeficiente de correlação positivo mais elevado, nas Turbinas 3, 6 e 7.

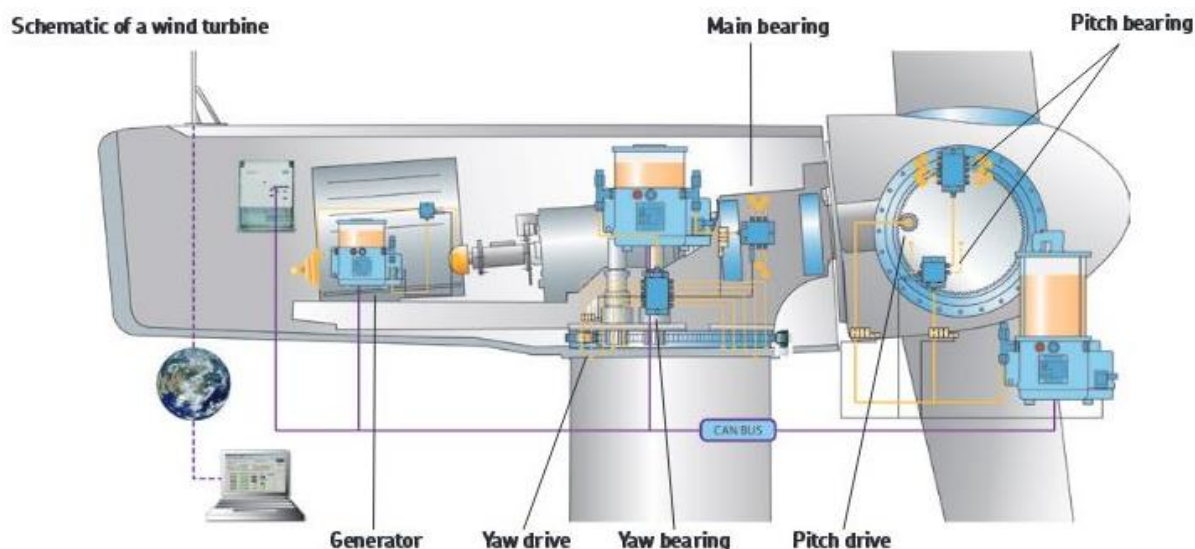


Figura 4.51 - Esquema de um circuito de lubrificação de um aerogerador (ETEC, 2016)

4.6.1 Turbina 1

Na Figura 4.19, que representa o gráfico da temperatura média do óleo e a produção média mensal da Turbina 1, pode observar-se que existiu uma operação de substituição do óleo no mês de Janeiro de 2013. Analisando a evolução da temperatura do óleo após a sua substituição, verifica-se que existe uma ligeira descida da temperatura média, pelo que, é interessante observar o que aconteceu às partículas presentes no óleo, aquando desta substituição.

Através dos relatórios às análises do óleo, é possível observar que a quantidade de partículas por 100 ml de óleo, aumentou para partículas maiores do que 4 e 6 μm , enquanto as partículas maiores do que 14 e 21 μm , diminuíram. Em relação à temperatura média do óleo, esta diminuiu após a substituição, tal como apresenta a Tabela 4.12.

Tabela 4.20 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 1, após a substituição do óleo

Tamanho das partículas	Após substituição	Temperatura após substituição
>4 μm	Aumentaram	Diminuiu
>6 μm	Aumentaram	
>14 μm	Diminuíram	
>21 μm	Diminuíram	

4.6.2 Turbina 3

Em relação à Turbina 3, existiram três substituições de óleo da caixa de engrenagens, mas apenas vai ser considerada para este estudo a substituição efectuada em Março de 2013, pois é onde se atinge uma maior temperatura média do óleo, como se pode observar na Figura 4.29. Esta turbina foi também a que apresentou um maior coeficiente de correlação entre a temperatura média do óleo e a potência média produzida do primeiro grupo de turbinas.

Em relação à quantidade de partículas presentes por 100 ml de óleo, é de salientar que após a substituição deste, as partículas maiores do que 4 e 6 μm diminuíram e as maiores do que 38 μm aumentaram. Quanto à temperatura média do óleo após a sua substituição, verifica-se na Tabela 4.14 que a sua temperatura média aumentou, ao contrário do que aconteceu na Turbina 1.

Tabela 4.21 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 3, após a substituição do óleo

Tamanho das partículas	Após substituição	Temperatura após substituição
>4 μm	Diminuíram	
>6 μm	Diminuíram	
>14 μm	Aumentaram	Aumentou
>21 μm	Diminuíram	
>38 μm	Aumentaram	

4.6.3 Turbina 5

A Turbina 5 é a que apresenta uma temperatura média do óleo mais elevada entre todas as turbinas e a primeira do segundo grupo. Tal como a Turbina 1, também esta apresenta um coeficiente de correlação negativo entre a temperatura média do óleo e a potência média produzida.

Nesta turbina, foi efectuada uma substituição do óleo no mês de Março de 2012 e dois acrescentos de óleo em Abril e Julho de 2013. Na Tabela 4.22, pode verificar-se que apenas a quantidade de partículas maiores do que 4 μm diminuíram, enquanto as maiores do que 6, 14 e 21 μm aumentaram. Ao contrário do que aconteceu com a Turbina 1 e 3, onde a quantidade de partículas maiores influenciavam a temperatura média após a substituição do óleo, na Turbina 5 isso não acontece. Após a substituição a temperatura desce, como se pode verificar na Tabela 4.15.

Tabela 4.22 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 5, após substituição do óleo

Tamanho das partículas	Após substituição	Temperatura após substituição
>4 μm	Diminuíram	Diminuiu
>6 μm	Aumentaram	
>14 μm	Aumentaram	
>21 μm	Aumentaram	

Em relação aos acrescentos de óleo, o primeiro realizado em Abril de 2013 conseguiu diminuir todas as quantidades de partículas existentes no antigo óleo presente na caixa de engrenagens. Sendo que a temperatura média após o seu acrescento também desceu.

Tabela 4.23 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 5, após o primeiro acrescento de óleo

Tamanho das partículas	Após acrescento	Temperatura após acrescento
>4 μm	Diminuíram	Diminuiu
>6 μm	Diminuíram	
>14 μm	Diminuíram	
>21 μm	Diminuíram	

Já em relação ao segundo acrescento de óleo, realizado em Julho de 2013, não aconteceu o mesmo. Todas as partículas, à exceção das maiores do que 21 μm diminuíram. Neste caso, a temperatura média após o acrescento de óleo subiu, pelo que mais uma vez, se verifica a influência das partículas maiores na temperatura do óleo.

Tabela 4.24 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 5, após o segundo acrescento de óleo

Tamanho das partículas	Após acrescento	Temperatura após acrescento
>4 μm	Diminuíram	Aumentou
>6 μm	Diminuíram	
>14 μm	Diminuíram	
>21 μm	Aumentaram	

4.6.4 Turbina 6

A Turbina 6 foi alvo de quatro substituições de óleo e por duas vezes foi acrescentado óleo à caixa de engrenagens, no entanto, para o presente estudo apenas foi seleccionada a substituição que ocorreu em Janeiro de 2013 e os dois acrescentos de óleo, tal como indica a Figura 4.41.

No primeiro acréscimo de óleo, que ocorreu em Julho de 2012, verificou-se o mesmo fenómeno do que com a substituição. Já em relação à temperatura, acontece o mesmo do que nos acréscimos às outras turbinas, a quantidade de partículas de maior dimensão influencia a temperatura e esta também aumentou.

Tabela 4.25 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 6, após o primeiro acréscimo de óleo

Tamanho das partículas	Após acréscimo	Temperatura após acréscimo
>4 μm	Diminuíram	Aumentou
>6 μm	Diminuíram	
>14 μm	Diminuíram	
>21 μm	Aumentaram	

Em relação à substituição do óleo, a quantidade de partículas presente na análise após a substituição do óleo aumentou, em comparação com a última análise realizada antes desta operação de manutenção, pelo que se conclui que é possível que tenha existido uma contaminação com o óleo anterior. No entanto, em relação à temperatura média do óleo, esta diminuiu, tal como mostra a Figura 4.41.

Tabela 4.26 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 6, após substituição do óleo

Tamanho das partículas	Após substituição	Temperatura após substituição
>4 μm	Aumentaram	Diminuiu
>6 μm	Aumentaram	
>14 μm	Aumentaram	
>21 μm	Aumentaram	
>38 μm	Aumentaram	
>70 μm	Aumentaram	

No segundo acréscimo de óleo, em Novembro de 2013, verificou-se também um aumento da quantidade de partículas de todos os tamanhos, no entanto, segundo os relatórios das análises ao óleo é visível um melhoramento, em relação à última análise, após o refrescamento com 150 litros de óleo. Já em relação à temperatura, acontece o mesmo do que nos acréscimos às outras turbinas, a quantidade de partículas de maior dimensão influencia a temperatura e esta também aumentou, apesar da alteração dos parâmetros da bomba de óleo de 58°C para 48°C e da instalação de um filtro *offline*.

Tabela 4.27 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 6, após o segundo acréscimo de óleo

Tamanho das partículas	Após acréscimo	Temperatura após acréscimo
>4 μm	Aumentaram	Aumentou
>6 μm	Aumentaram	
>14 μm	Aumentaram	
>21 μm	Aumentaram	
>38 μm	Aumentaram	
>70 μm	Aumentaram	

4.6.5 Turbina 7

A Turbina 7 é a que apresenta a maior correlação positiva entre a temperatura média do óleo e a potência média mensal de todas as turbinas.

Nesta turbina, foi efectuada uma substituição do óleo no mês de Março de 2012 e um acréscimo de óleo em Julho do mesmo ano. Em relação à substituição do óleo, na Tabela 4.28, pode verificar-se que a quantidade de partículas maiores do que 4 e 6 μm diminuíram, enquanto as maiores do que 14, 21 e 38 μm aumentaram. No entanto, tal como acontece com a maior parte das substituições do óleo nas outras turbinas, a temperatura diminuiu.

Tabela 4.28 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 7, após substituição do óleo

Tamanho das partículas	Após substituição	Temperatura após substituição
>4 μm	Diminuíram	Diminuiu
>6 μm	Diminuíram	
>14 μm	Aumentaram	
>21 μm	Aumentaram	
>38 μm	Aumentaram	
>70 μm	Aumentaram	

Já quanto ao acréscimo de óleo, aconteceu o mesmo do que nas restantes turbinas. Quando se efectua um acréscimo, regra geral, a temperatura aumenta. No entanto, esta turbina foi a única onde foi acrescentado óleo e a quantidade de partículas de maior dimensão não influenciou a temperatura, pois neste caso, a quantidade de partículas desceu.

Tabela 4.29 - Quantidade de partículas em 100ml de óleo da Turbina 7, após o segundo acréscimo de óleo

Tamanho das partículas	Após acréscimo	Temperatura após acréscimo
>4 μm	Aumentaram	
>6 μm	Aumentaram	
>14 μm	Diminuíram	Aumentou
>21 μm	Diminuíram	
>38 μm	Diminuíram	

5 Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1 Conclusão

A energia eólica surgiu, nos últimos anos, como uma das fontes de energia alternativa com maior viabilidade de exploração, procurando reduzir a dependência dos combustíveis fósseis e a diminuição das emissões de poluentes na atmosfera. Esta é considerada como uma energia limpa em termos ambientais, não tendo custos directos de produção, isto é, custos com o combustível.

As turbinas eólicas mais recentes possuem sistemas de monitorização que permitem monitorizar todos os equipamentos constituintes da máquina, possibilitando um acompanhamento mais próximo do estado real de funcionamento dos equipamentos que constituem uma turbina eólica.

A monitorização *online* destes equipamentos permite que se detecte precocemente as pequenas falhas, de forma a evitar que se transformem em falhas maiores. Existem actualmente diversos estudos sobre previsão de avarias em turbinas eólicas através das informações obtidas pelos sensores instalados nos equipamentos, permitindo aferir o real estado de funcionamento dos mesmos, através da simples análise das grandezas.

O trabalho desenvolvido ao longo deste documento teve como objectivo caracterizar o funcionamento do parque eólico da Serra da Freita através do tratamento de dados, recorrendo a ferramentas estatísticas.

Relativamente às oito turbinas do parque, dado o posicionamento geográfico e características topográficas do local, podem ser definidos dois grupos distintos: o primeiro constituído pelas turbinas 1, 2, 3 e 4 e o segundo pelas turbinas 5, 6, 7 e 8. Deste modo, foi feita uma distinção, pois o funcionamento do primeiro grupo diferencia-se do segundo.

Na análise preliminar de dados foi necessário recorrer a uma filtragem dos mesmos, de forma a eliminar *outliers*, uma vez que existiam valores de temperatura exterior na ordem dos -818°C , o que tendo em conta a escala actual, não é de todo possível.

O estudo recaiu mais sobre a temperatura do óleo da caixa de engrenagens, em detrimento das temperaturas restantes, pois é esta que mais influencia a produção de energia eléctrica.

Numa análise feita à temperatura média mensal do óleo da caixa de engrenagens descobriu-se que Março de 2013 foi o mês onde se registou a média mais elevada para as turbinas 1, 3, 6 e 7. E foi também neste mês que se registou a potência média mensal máxima para todas as turbinas.

A escolha das grandezas analisadas na detecção de avarias, temperatura exterior, temperatura da *nacelle*, temperatura do rolamento principal, temperatura do rolamento 1 e do óleo da caixa de engrenagens revelou-se inconclusiva no que toca à previsão de avarias.

Apenas analisando as variáveis relacionadas com a temperatura não se conseguem retirar conclusões acerca de quando efectuar a substituição dos equipamentos, é necessário introduzir mais variáveis no estudo para se chegar a conclusões objectivas.

Uma das causas que mais influencia o aparecimento de falhas nas caixas de engrenagens é a lubrificação, sendo que o bom desempenho de uma caixa de engrenagens está fortemente relacionado com uma boa lubrificação. Assim, foi feita uma análise à quantidade de partículas presentes no óleo. No entanto, este estudo é pouco conclusivo e deveria ter sido feita uma análise mais detalhada.

A análise de partículas realizada, relativamente ao acrescento ou substituição do óleo, revelou que a substituição do óleo diminuiu a sua temperatura em 80% dos casos e o acrescento de óleo aumentou a sua temperatura também em 80% dos casos. Quanto à quantidade de partículas presentes no óleo, a substituição provoca um aumento das partículas maiores 80% das vezes enquanto para as mais pequenas apenas aumenta 60%.

Relativamente à produção de energia eléctrica, é de salientar a existência de uma associação negativa entre a temperatura média do óleo e a potência média mensal para a primeira turbina eólica de cada grupo e de esta associação apresentar o valor mais elevado na terceira turbina de cada grupo.

Curiosamente, é também a Turbina 1 e 5, as primeiras de cada grupo, que apresentam uma temperatura média do óleo mais elevada, enquanto as Turbinas 3 e 7, as terceiras de cada grupo, apresentam as temperaturas médias mais baixas.

Praticamente, todas as turbinas atingiram o seu pico de potência média mensal produzida durante os meses de Inverno e as quebras de produção ocorreram, maioritariamente, nos meses quentes de Verão em quase todas as turbinas, pois são os meses onde se regista menores velocidades do vento e se aproveita para realizar acções de manutenção.

5.2 Trabalhos futuros

Como trabalhos futuros seria interessante fazer uma análise onde se relaciona a temperatura dos componentes e a velocidade do vento, verificar se existe uma correlação entre a velocidade do vento e a temperatura a que os componentes atingem em funcionamento. Fazer este estudo para dois parques distintos e compara-los.

Pode ser feita uma análise mais detalhada ao óleo, onde seriam instalados os filtros, fazer uma análise mais detalhada às partículas recolhidas nestes, onde é recolhida a amostra do óleo, como é efectuada a recolha destes dados e como é o sistema de lubrificação implementado.

Seria também benéfico estudar a durabilidade de um óleo quando a sua temperatura é superior a 60 °C, após quanto tempo de funcionamento nesta temperatura média é que ele é substituído e a quantidade de partículas e detritos metálicos que apresenta.

6 Referências bibliográficas

- Al kazzaz, S., & Singh, G. K. (2003). Experimental investigations on induction machine condition monitoring and fault diagnosis using digital signal processing techniques. *Electric Power Systems Research*.
- Anderson, P. (2008). Installing Gearbox Assembly at Turbine No 11 URL: <http://www.geograph.org.uk/photo/1007245> Acedido em Abril de 2016
- Arezki, S. (2016). Thermal Analysis of Wind Turbine Nacelle Operating in Algerian Saharan Climate Thermal analysis of wind turbine nacelle operating in Algerian Saharan climate, *Energy Procedia*. December 2012
- Brandão, R. F. M., Carvalho, J. A. B., & Barbosa, F. P. M. (2008). Forced Outage Time Analysis of a Portuguese Wind Farm. *Universities Power Engineering Conference (UPEC), Proceedings of the 44th International, 1*, 1–4.
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., & Bossanyi, E. (2001). *Wind Energy Handbook*. England. John Wiley & Sons, LTD.
- Caselitz, P., & Giebhardt, J. (2005). Rotor Condition Monitoring for Improved Operational Safety of Offshore Wind Energy Converters. *Journal of Solar Energy Engineering*.
- Coronado, D. ., & Fischer, K. . (2015). Condition monitoring of wind turbines: state of the art, user experience and recommendations. VGB PowerTech. February 2015
- Danish Wind Industry Association. (2003). The Wind Energy Pioneers: The Gedser Wind Turbine. URL: <http://ele.aut.ac.ir/~wind/en/pictures/juul.htm> Acedido em Abril de 2016
- EDP - Energias de Portugal. (2015). Origem da Energia. URL: <https://energia.edp.pt/empresas/apoio-cliente/origem-energia/?sector=Total> EDP Comercial&year=2015&period=0 Acedido em Maio de 2016
- ETEC, (2016) European Technology Experience Centre. Science & Research Community. URL: http://ebtc.eu/etec/attachments/products/16/Lincoln_5.JPG Acedido em Dezembro de 2016

- European Wind Energy Association. (2016). Wind in power - 2015 European statistics. *2015 European Statistics.*, 2016, The European Wind Energy Association.
- Fernandes, C. M. C. G., & Hammami, M. (2015). Power loss prediction : Application to a 2 . 5 MW wind turbine gearbox, *0(0)*, 1–13.
- Fitch, E. C. (2002). Temperature Stability of Lubricants and Hydraulic Fluids. Tribolics, Inc. URL: <http://www.machinerylubrication.com/Read/367/temperature-stability> Acedido em Maio de 2016
- Global Wind Energy Counce. (2015). Global Wind Report - Annual Market Update 2015. URL: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015-Report_April-2016_22_04.pdf Acedido em Maio de 2016
- Gonçalves, J. (2015). *Avaliação do Potencial Eólico para Geração de Energia Eléctrica*. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. Área Departamental de Engenharia Mecânica. Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica.
- Hyers, R. W., McGowan, J. G., Sullivan, K. L., Manwell, J. F., & Syrett, B. C. (2006). Condition monitoring and prognosis of utility scale wind turbines. *Energy Materials: Materials Science and Engineering for Energy Systems*, *1(3)*, 187–203.
- Hyundai - Heavy Industries CO.LTD. (2012). Hyundai Heavy's New Generator for Offshore Wind Turbines. URL: <http://www.offshorewind.biz/2012/12/11/korea-hyundai-heavy-develops-5-85-mw-generator-for-offshore-wind-turbines/> Acedido em Maio de 2016
- International Energy Agency. (2016). Energy Policies of IEA Countries Portugal 2016. URL: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Energy_Policies_of_IEA_Countries_Portugal_2016_Review.pdf Acedido em Maio de 2016
- IPQ. (2007). NP EN 13306:2007 - Terminologia da manutenção, 1–37.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2002). *Wind Energy Explained - Theory, Design and Application*. England. John Wiley & Sons, LTD.
- Master (2016). Meteorologia Aplicada a Sistemas de Tempo Regionais. Zona de Convergência Intertropical. URL: <http://master.iag.usp.br/pr/ensino/sinotica/aula15/> Acedido em Maio de 2016

- Maps, G. (2016). Parque Eólico da Freita. URL: <https://www.google.pt/maps/@40.8799034,-8.2510846,2518m/data=!3m1!1e3> Acedido em Janeiro de 2016
- Mesquita Brandão, R. F., Beleza Carvalho, J. A., & Maciel Barbosa, F. P. (2012). Forecast of faults in a wind turbine gearbox. *Proceedings of 9th International Conference, ELEKTRO 2012*, (May), 170–173.
- Montgomery, D. C., & Runger, G. C. (2003). *Applied Statistics and Probability for Engineers*. England. John Wiley & Sons, LTD
- National Oceanic and Atmospheric Administration. (2011). In the wake of a wind turbine. URL: http://www.noaanews.noaa.gov/stories2011/20110426_windwakes.html Acedido em Março de 2016
- Nienhaus, K., & Hilbert, D. M. (2012). Thermal analysis of a wind turbine generator by applying a model on real measurement data Thermal Analysis of a Wind Turbine Generator by Applying a Model on Real Measurement Data.
- Oliveira, S. F. P. S. de. (2013). *Análise do Comportamento dos Aerogeradores em Situação de Anomalia*. Instituto Superior de Engenharia do Porto. Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Electrónica - Sistemas Eléctricos de Energia.
- Ostrander, S. (2015). Charles F. Brush. Green Energy Ohio. URL: <http://www.greenenergyohio.org/page.cfm?pageId=341> Acedido em Fevereiro de 2016
- Polak, S. (2016). Solving Gearbox & Gear problems. Neale Consulting Engineers. Mechanical Engineering Solutions. URL: <http://www.tribology.co.uk/articles-papers/gearbox-gear-problems/> Acedido em Março de 2016
- Puigcorbe, J., & De-Beaumont, A. (2010). Wind Turbine Gearbox Reliability: The impact of rotor support. *Renewable Energy World* URL: <http://www.renewableenergyworld.com/articles/print/volume-13/issue-3/wind-power/wind-turbine-gearbox-reliability.html> Acedido em Março de 2016
- Qiu, Y., Feng, Y., Yang, W., & Infield, D. (2014). Model Based Wind Turbine Gearbox Fault Detection on SCADA Data Model Based Wind Turbine Gearbox Fault Detection on SCADA Data, (September), 1–6.

- Reis, E. (2008). *Estatística descritiva. 7ª Edição. Lisboa: Edições Sílabo.*
- Ribrant, J. (2006). Reliability performance and maintenance-a survey of failures in wind power systems. Master Thesis written at KHT School of Electrical Engineering.
- Safran, (2016). Wind Turbines. URL: <http://techzone.colibrys.com/application-note/wind-turbines/> Acedido em Dezembro de 2016
- Santos, B., Araújo, I., & Silva, N. (2016). Sistemas de Supervisão (SCADA, EMS e DMS). URL:http://eos.fe.up.pt:1801/webclient/DeliveryManager?custom_att_2=simple_viewer&metadata_request=false&pid=145037 Acedido em Julho de 2016
- Schaeffler (2016). Reability - Made by Shaeffler at Windenergy Hamburg URL: <http://www.ina.de/content.ina.de/en/press/press-releases/press-details.jsp?id=75986176> Acedido em Dezembro de 2016
- Sequeira, C. D. (2012). *A análise de vibrações como ferramenta para a melhoria da manutenção em aerogeradores.* Faculdade de Ciências e Tecnologia - Universidade Nova de Lisboa. Dissertação para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Mecânica.
- Sorensen, T. S., Plumer, J. A., Montanyà, J., Krogh, T. H., Hermoso, B., Birkl, J., ... Politis, Z. (2008). The update of IEC 61400-24 lightning protection of wind turbines.
- Tavner, P. J., Greenwood, D. M., Whittle, M. W. G., Gindele, R., Faulstich, S., & Hahn, B. (2013). Study of weather and location effects on wind turbine failure rates. *Wind Energy*, 16(2), 175–187
- Wind Measurement International. (2016). Operational and Maintenance Costs for Wind Turbine. URL: <http://www.windmeasurementinternational.com/wind-turbines/om-turbines.php> Acedido em Maio de 2016

Apêndice

Apêndice A – Correlação entre a temperatura exterior e a potência activa

Apêndice B – Correlação entre a temperatura da *nacelle* e a potência activa

Apêndice C – Correlação entre a temperatura do rolamento principal e a potência activa

Apêndice D – Correlação entre a temperatura do rolamento 1 da caixa de engrenagens e a potência activa

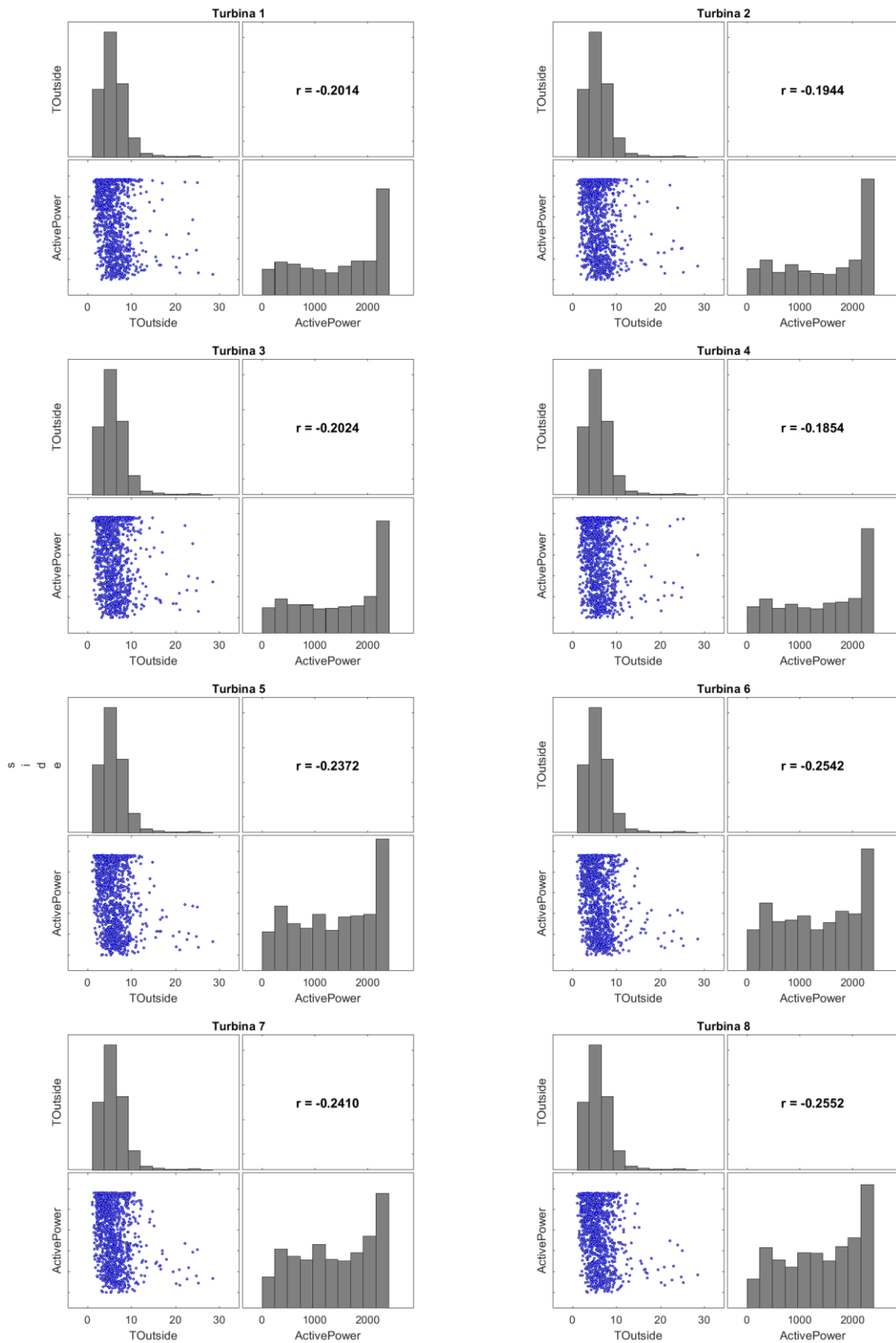
Apêndice E – Correlação entre a temperatura do óleo no cárter da caixa de engrenagens e a potência activa

Apêndice F – Tabela da temperatura média mensal do óleo da caixa de engrenagens e da potência activa

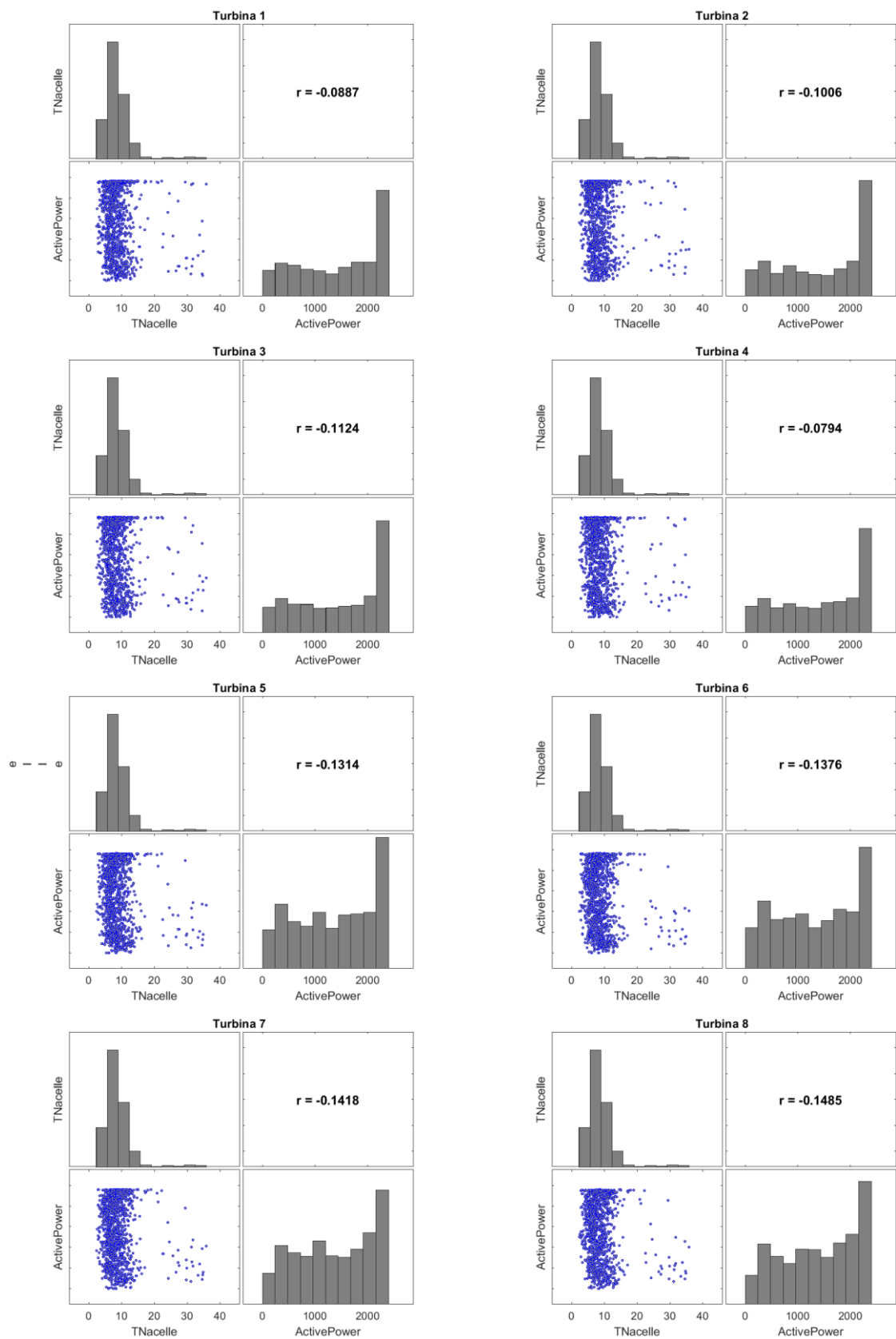
Apêndice G – Tabela da temperatura média diária do óleo da caixa de engrenagens dos meses onde ocorreu a temperatura média mensal máxima

Apêndice H – Tabela da temperatura média diária do óleo da caixa de engrenagens dos meses onde ocorreu a temperatura média mensal máxima

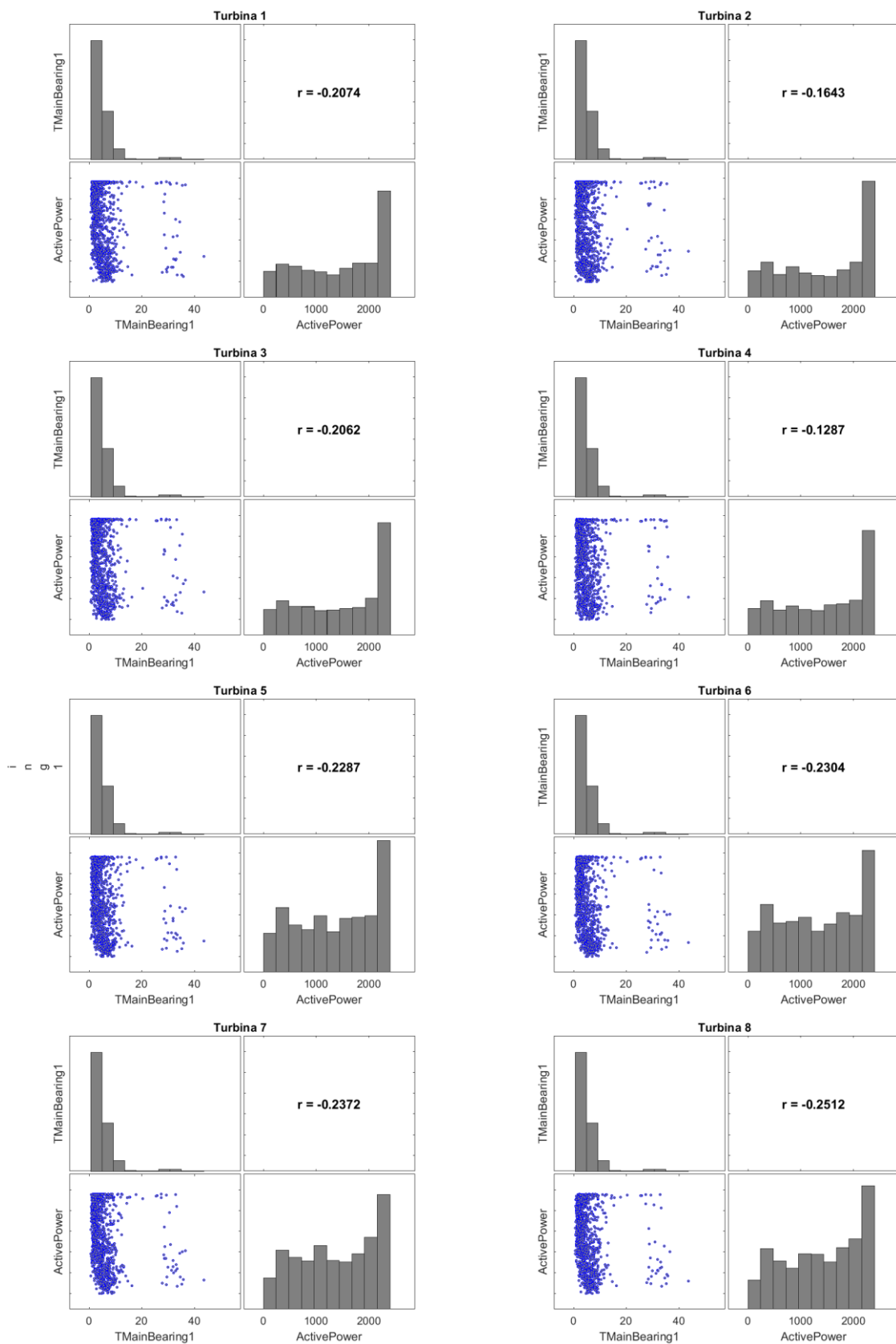
Apêndice A – Correlação entre a temperatura exterior e a potência activa



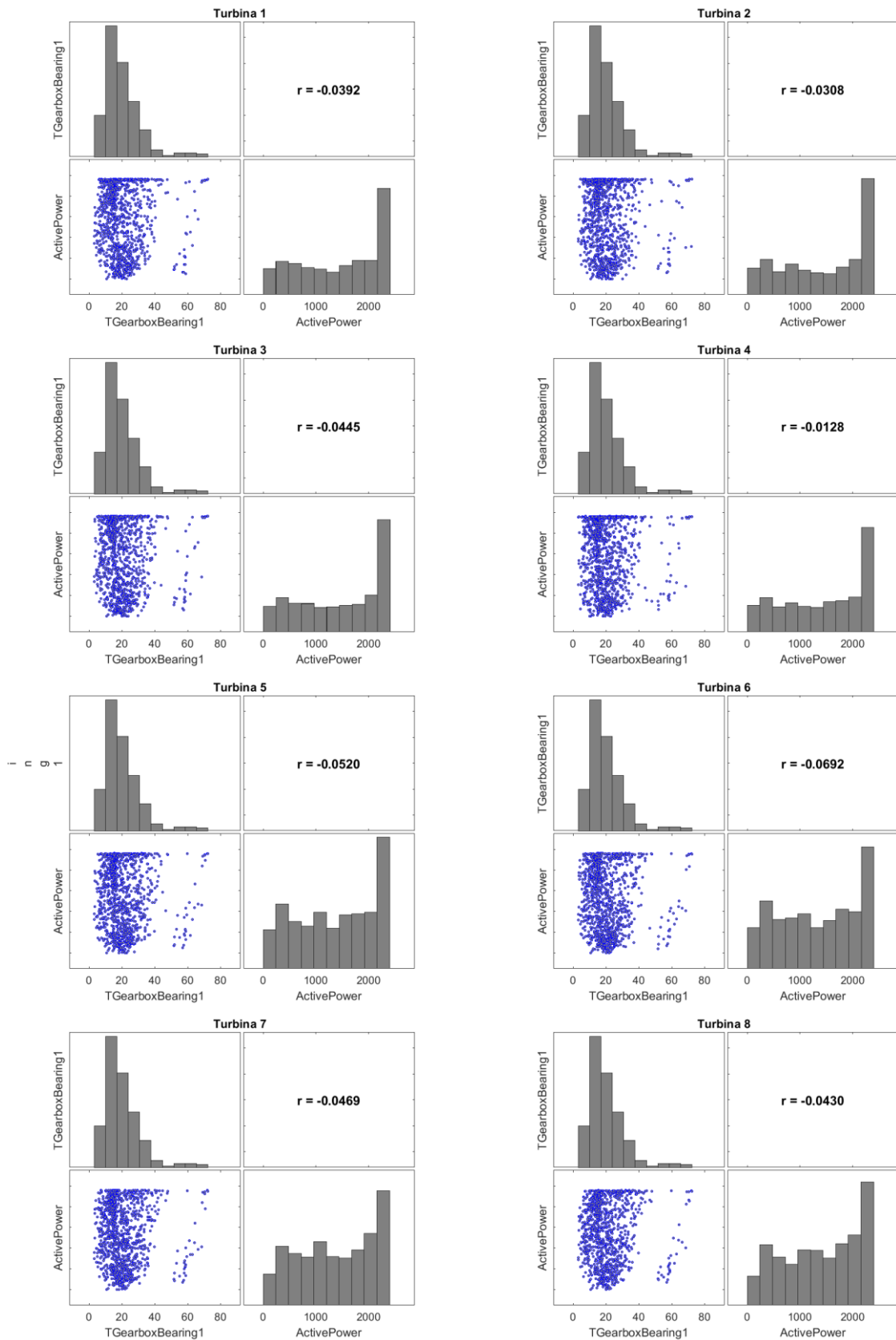
Apêndice B – Correlação entre a temperatura da *nacelle* e a potência activa



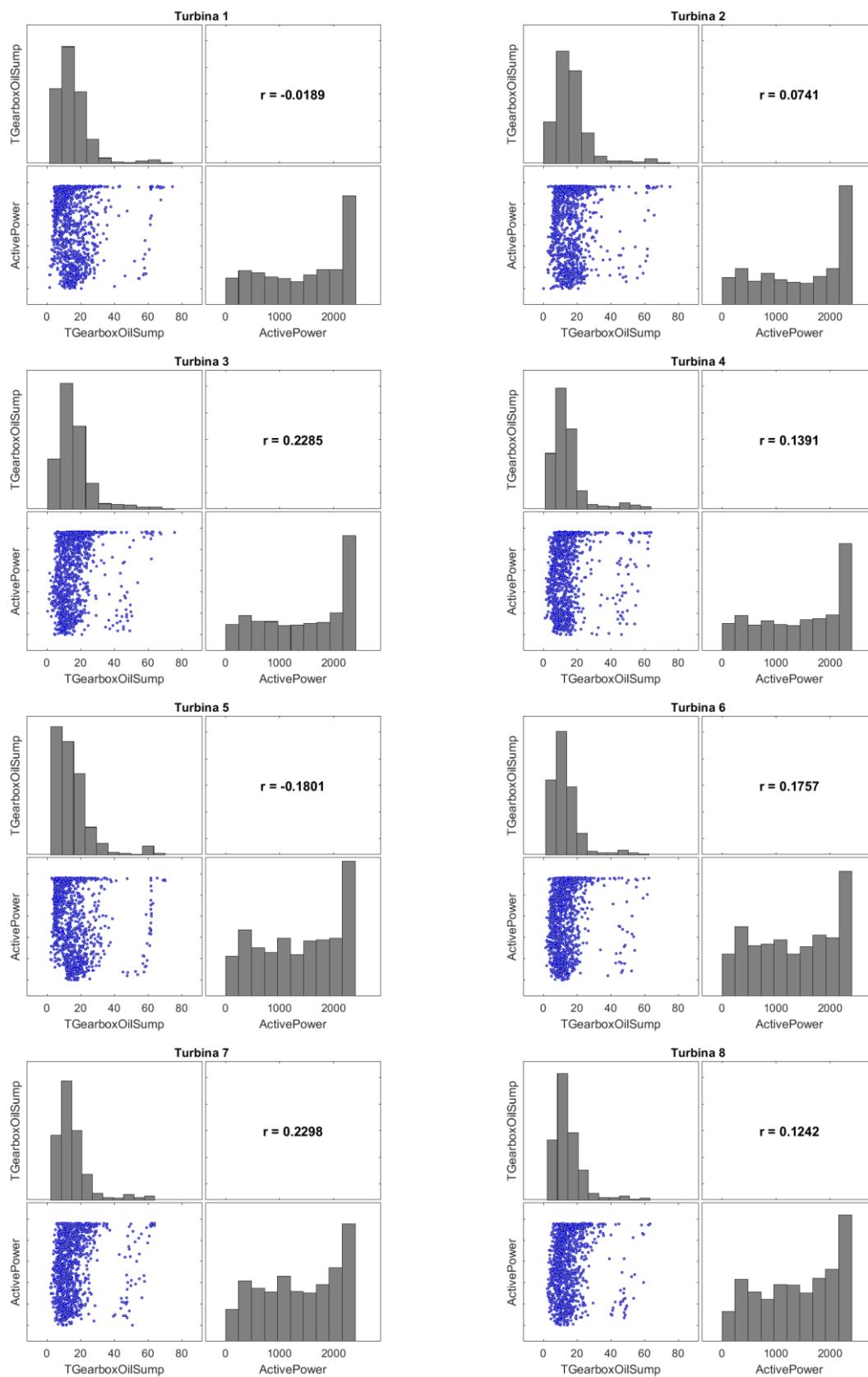
Apêndice C – Correlação entre a temperatura do rolamento principal e a potência ativa



Apêndice D – Correlação entre a temperatura do rolamento 1 da caixa de engrenagens e a potência activa



Apêndice E – Correlação entre a temperatura do óleo no cárter da caixa de engrenagens e a potência ativa



Apêndice F – Tabela da temperatura média mensal do óleo da caixa de engrenagens

Temperatura média mensal do óleo da caixa de engrenagens

Ano	Mês	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
2011	Jan	55,42	54,66	45,85	46,21	53,58	45,79	45,66	50,49
	Fev	53,76	53,65	45,67	45,31	52,37	44,11	45,00	47,89
	Mar	54,49	57,01	47,10	48,03	55,72	45,23	45,55	46,39
	Abr	54,32	57,02	48,32	48,77	55,38	46,92	47,37	48,63
	Mai	50,25	52,98	43,07	44,07	51,37	43,39	43,46	43,02
	Jun	52,32	54,05	43,61	45,90	52,48	43,46	44,16	44,39
	Jul	55,08	57,59	47,93	46,17	56,94	47,80	48,27	49,67
	Ago	51,93	53,15	45,00	45,40	52,70	44,77	44,53	45,45
	Set	50,39	52,15	43,84	46,20	51,99	43,92	43,39	44,17
	Out	52,71	47,69	47,43	48,09	54,69	47,01	47,48	48,43
	Nov	53,54	45,95	49,42	46,49	56,66	48,36	46,27	49,38
	Dez	54,02	47,47	46,97	46,37	56,55	46,36	45,85	47,11
2012	Jan	48,10	42,49	40,54	41,39	50,11	40,21	39,70	41,76
	Fev	52,71	46,28	43,27	40,88	55,83	41,92	43,16	45,62
	Mar	52,76	48,41	45,83	40,52	55,57	44,37	45,17	46,80
	Abr	51,33	46,10	43,30	41,10	52,45	42,63	43,27	45,27
	Mai	53,54	48,54	47,07	46,45	55,20	45,13	47,17	47,96
	Jun	52,87	47,49	46,05	45,65	55,07	44,46	46,17	47,13
	Jul	53,54	47,89	46,16	45,13	54,81	43,72	45,52	46,36
	Ago	53,99	48,98	47,13	45,89	54,98	45,28	46,76	47,85
	Set	55,09	51,16	49,03	49,98	56,89	47,43	49,36	50,49
	Out	53,62	48,84	46,67	45,77	54,93	44,58	46,29	46,37
	Nov	58,54	52,79	50,12	46,99	59,52	46,16	49,17	49,30
	Dez	56,69	50,91	47,99	45,28	59,71	45,15	48,11	47,63
2013	Jan	58,23	51,62	48,27	45,20	60,51	45,07	48,63	48,99
	Fev	58,07	51,14	47,45	43,38	60,49	43,90	46,24	42,66
	Mar	62,95	52,94	53,44	49,34	58,94	50,66	53,41	49,00
	Abr	56,91	45,84	47,33	45,90	56,20	46,09	47,69	45,70
	Mai	51,88	46,09	42,41	41,24	52,66	42,00	42,54	40,58
	Jun	52,21	50,01	45,72	47,98	55,85	46,62	45,86	45,97
	Jul	49,92	48,20	45,95	45,30	54,31	45,74	46,27	45,62
	Ago	54,71	49,56	48,73	48,79	57,91	48,93	48,45	48,71
	Set	53,69	53,45	49,51	49,68	56,39	49,70	48,62	48,91
	Out	54,44	50,01	49,60	50,12	55,70	50,27	50,22	49,69
	Nov	55,39	49,66	49,27	45,06	56,06	48,78	46,92	47,36
	Dez	54,18	52,55	48,13	48,52	55,68	49,20	46,37	46,31
MÁX		T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
		62,95 Mar-13	57,59 Jul-11	53,44 Mar-13	50,12 Out-13	60,51 Jan-13	50,66 Mar-13	53,41 Mar-13	50,49 Set-12

Apêndice G – Tabela da potência média mensal

Potências médias mensais por mês em cada turbina (kW)

Ano	Mês	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
2011	Jan	913,93	959,07	995,12	996,74	909,78	902,50	898,72	831,80
	Fev	931,61	1019,19	966,53	946,01	870,26	813,42	850,11	803,88
	Mar	831,73	817,69	738,71	733,53	542,95	513,83	562,34	550,31
	Abr	649,97	638,51	610,37	605,41	482,21	429,76	459,56	496,00
	Mai	327,85	331,54	317,66	312,10	289,94	280,99	293,65	280,19
	Jun	320,64	312,48	297,57	344,52	304,12	276,65	285,27	299,23
	Jul	404,31	434,26	408,49	362,70	379,68	360,58	383,60	411,98
	Ago	302,05	312,32	304,81	329,00	291,69	282,65	288,44	288,24
	Set	284,09	304,17	292,12	321,01	238,75	236,86	246,62	247,59
	Out	620,31	519,55	586,77	773,80	538,26	512,83	519,35	500,09
	Nov	1040,69	906,16	1036,89	883,60	981,03	960,03	861,27	919,69
	Dez	821,92	799,62	801,90	807,79	765,04	755,37	741,34	758,95
2012	Jan	438,94	417,53	394,67	428,01	384,81	338,83	358,77	397,58
	Fev	648,61	649,69	603,92	637,36	652,67	575,16	542,09	622,55
	Mar	574,62	600,48	577,00	434,72	471,68	453,95	448,20	486,03
	Abr	905,06	913,01	873,64	797,67	733,13	711,97	706,87	758,25
	Mai	686,10	723,57	723,10	735,99	707,82	702,58	664,65	625,80
	Jun	415,84	421,49	422,80	447,93	407,94	410,60	414,85	398,46
	Jul	285,22	285,25	268,45	268,61	251,54	209,71	258,28	257,26
	Ago	358,63	376,43	367,71	379,25	372,45	353,39	368,84	378,19
	Set	617,99	587,45	581,64	613,07	550,59	490,31	498,29	513,38
	Out	738,62	779,46	767,02	760,77	658,63	637,98	620,17	617,90
	Nov	1206,44	1221,14	1185,71	1179,26	1017,19	986,54	980,11	953,09
	Dez	1026,96	1048,06	1032,75	1021,62	995,10	1014,88	1009,51	887,74
2013	Jan	1068,48	1090,50	1043,86	1040,58	928,02	943,80	977,98	944,70
	Fev	1024,16	1194,43	1031,12	1022,13	873,43	921,59	899,95	904,63
	Mar	1509,36	1145,53	1523,91	1509,01	1434,30	1442,70	1423,70	1279,95
	Abr	821,68	487,99	844,45	877,35	864,07	865,33	843,31	790,14
	Mai	506,80	479,41	512,24	487,11	434,71	435,00	467,27	479,02
	Jun	492,90	397,96	452,23	488,26	411,05	372,87	398,73	444,47
	Jul	274,25	279,14	272,14	263,95	230,91	199,53	213,91	240,12
	Ago	326,66	313,68	309,50	307,15	281,43	249,93	283,03	308,44
	Set	597,27	1195,59	656,78	734,70	547,32	538,26	551,92	561,93
	Out	964,48	975,91	1027,93	1146,19	777,31	936,55	983,24	956,38
	Nov	1051,87	1149,34	1103,14	979,62	876,18	911,63	873,73	989,51
	Dez	1176,00	1601,68	1164,74	1368,82	1152,91	1029,58	993,67	1096,73

Apêndice H – Tabela da temperatura média diária do óleo da caixa de engrenagens dos meses onde ocorreu a temperatura média mensal máxima

Mês	Março							
01-03-2013	56,01	58,19	43,14	43,15	62,99	42,97	42,66	42,90
02-03-2013	61,75	58,75	51,36	48,11	61,97	46,10	50,70	47,43
03-03-2013	66,05	58,98	57,03	50,65	64,79	47,46	47,22	45,80
04-03-2013	68,35	59,05	58,83	53,47	68,41	56,37	58,53	54,90
05-03-2013	66,29	59,14	58,95	54,09	66,36	52,71	56,00	56,42
06-03-2013	64,84	58,99	59,05	56,02	61,50	55,39	58,43	56,58
07-03-2013	65,94	58,84	56,73	51,30	57,89	54,73	57,13	48,60
08-03-2013	66,36	57,21	59,57	53,97	58,03	56,35	58,46	54,63
09-03-2013	67,42	59,05	58,81	52,98	57,57	57,07	58,74	50,61
10-03-2013	66,64	58,50	58,60	53,45	58,10	56,59	58,61	52,30
11-03-2013	66,97	56,41	57,61	52,24	58,84	56,69	58,57	55,27
12-03-2013	64,67	55,12	52,24	47,16	59,37	50,31	55,93	49,97
13-03-2013	65,09	41,69	48,29	43,16	60,42	42,38	48,32	43,90
14-03-2013	57,56	58,46	46,17	39,99	57,64	39,81	41,82	39,67
15-03-2013	39,78	38,68	31,74	32,49	46,36	31,44	32,56	29,12
16-03-2013	67,04	39,93	57,83	50,32	58,31	54,27	57,16	48,76
17-03-2013	60,11	57,51	49,88	44,61	57,49	48,96	49,72	46,41
18-03-2013	59,35	56,50	49,31	46,01	56,19	45,06	50,37	45,78
19-03-2013	44,77	59,24	34,20	35,03	48,27	32,12	33,03	28,24
20-03-2013	56,63	58,86	42,58	42,14	56,73	42,90	44,39	40,27
21-03-2013	68,14	58,98	59,14	52,90	57,52	56,16	58,71	46,56
22-03-2013	66,24	56,94	58,19	53,81	58,64	55,57	58,67	54,42
23-03-2013	65,54	55,34	56,60	51,18	59,36	53,63	56,81	54,73
24-03-2013	66,12	36,23	53,73	52,06	59,60	53,50	58,45	56,06
25-03-2013	63,00	37,91	57,94	51,46	59,18	55,20	58,16	51,16
26-03-2013	66,73	44,87	58,32	55,40	58,52	55,78	58,39	53,98
27-03-2013	63,84	46,62	56,75	53,70	59,58	53,75	57,99	54,68
28-03-2013	66,34	59,46	58,44	54,70	59,13	54,61	58,44	55,50
29-03-2013	67,06	41,91	58,42	53,05	58,70	56,60	58,89	52,07
30-03-2013	61,73	45,34	49,46	48,92	60,18	52,32	55,22	49,95
31-03-2013	65,22	48,51	57,84	51,90	59,39	53,53	57,71	52,18

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
MÁX	68,35	59,46	59,57	56,02	68,41	57,07	58,89	56,58
	21-Mar	28-Mar	08-Mar	06-Mar	04-Mar	09-Mar	29-Mar	06-Mar

Mês	Julho							
01-07-2011	54,76	50,41	48,57	47,56	55,11	46,38	47,31	48,03
02-07-2011	47,49	42,12	40,18	39,95	50,34	39,11	39,73	41,37
03-07-2011	43,12	37,23	35,36	35,35	43,69	31,71	33,42	35,81
04-07-2011	50,96	42,94	43,22	43,68	53,36	39,24	42,80	44,21
05-07-2011	52,61	48,80	46,06	45,94	55,77	42,37	44,71	46,65
06-07-2011	60,30	58,51	56,21	54,37	61,14	52,38	56,22	56,88
07-07-2011	57,94	55,18	53,78	54,19	60,69	51,41	54,40	54,35
08-07-2011	55,64	47,48	43,37	43,86	56,82	43,91	44,12	44,32
09-07-2011	54,98	49,25	47,58	46,20	57,70	44,79	45,79	47,12
10-07-2011	57,52	54,38	55,86	53,03	59,61	50,48	53,56	55,18
11-07-2011	60,64	57,14	57,50	52,48	59,16	48,99	54,24	56,32
12-07-2011	58,45	55,65	54,10	46,77	59,80	45,88	51,06	43,40
13-07-2011	38,98	38,82	36,48	36,42	44,61	35,94	36,03	36,15
14-07-2011	56,08	52,30	51,60	47,73	56,45	47,27	50,59	51,71
15-07-2011	57,67	52,69	52,99	47,09	59,33	46,61	48,88	52,97
16-07-2011	55,70	53,08	52,09	52,22	58,13	50,16	53,01	54,12
17-07-2011	52,55	50,63	49,49	50,28	57,22	47,83	49,71	51,43
18-07-2011	43,39	36,40	34,77	37,44	43,66	38,05	39,28	39,42
19-07-2011	39,73	24,51	23,78	33,00	44,33	35,47	35,16	37,03
20-07-2011	50,20	42,36	35,13	42,43	52,02	40,37	40,93	41,46
21-07-2011	51,25	50,68	47,30	47,34	57,03	46,63	47,17	48,47
22-07-2011	49,37	45,03	43,01	42,34	54,63	42,50	42,78	43,38
23-07-2011	50,91	44,41	42,66	42,74	52,41	41,72	41,35	42,89
24-07-2011	57,64	51,25	48,42	47,61	59,82	48,06	49,16	49,84
25-07-2011	51,07	45,15	44,62	43,58	53,73	43,99	45,74	47,18
26-07-2011	50,20	39,76	45,46	44,15	52,19	43,77	44,99	46,28
27-07-2011	58,99	54,06	55,52	54,67	59,65	52,66	54,67	55,21
28-07-2011	54,64	50,16	46,93	47,10	56,58	47,02	48,05	49,30
29-07-2011	56,15	46,57	44,86	45,17	57,95	44,29	45,01	47,33
30-07-2011	57,08	47,64	44,47	44,77	59,31	44,90	45,12	46,08
31-07-2011	58,35	48,51	43,86	43,65	59,39	45,13	45,34	45,63

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
MÁX	60,64	58,51	57,50	54,67	61,14	52,66	56,22	56,88
	11-Jul	06-Jul	11-Jul	27-Jul	06-Jul	27-Jul	06-Jul	06-Jul

Mês	Outubro							
01-10-2013	59,83	58,60	57,69	48,85	58,75	56,51	58,44	57,00
02-10-2013	59,86	58,94	58,68	42,36	58,51	53,38	56,75	56,32
03-10-2013	59,72	53,99	44,42	38,59	52,20	48,40	58,05	57,77
04-10-2013	49,61	54,88	28,58	43,81	54,66	45,55	44,08	45,92
05-10-2013	36,64	58,38	39,25	47,03	45,08	35,98	32,26	34,39
06-10-2013	51,35	50,64	44,24	55,59	55,30	42,98	40,00	40,60
07-10-2013	52,81	36,01	41,33	58,70	56,40	45,89	43,98	43,84
08-10-2013	50,03	34,77	47,78	56,07	56,56	43,55	42,81	43,35
09-10-2013	56,51	49,47	40,59	50,53	57,62	48,24	46,98	49,13
10-10-2013	44,59	57,93	35,39	57,15	45,16	40,56	41,48	40,10
11-10-2013	39,92	52,15	41,67	57,21	46,58	38,15	36,91	36,76
12-10-2013	52,62	58,68	45,17	59,36	57,75	47,16	43,56	43,65
13-10-2013	54,35	51,70	58,81	54,24	57,47	50,50	47,28	47,14
14-10-2013	59,87	34,06	59,42	55,99	58,76	57,92	57,95	58,39
15-10-2013	59,74	46,52	57,83	58,94	59,50	58,71	59,07	58,45
16-10-2013	58,51	56,69	51,89	57,30	59,18	55,53	57,19	57,20
17-10-2013	56,96	53,65	58,37	57,50	59,40	51,56	52,26	52,70
18-10-2013	59,02	57,66	59,30	47,43	59,15	57,24	58,07	56,40
19-10-2013	59,52	57,14	59,35	47,25	59,05	58,46	58,73	58,46
20-10-2013	59,35	42,92	58,65	53,09	59,16	58,84	58,67	58,58
21-10-2013	58,91	54,44	57,39	45,37	59,12	58,11	58,64	55,43
22-10-2013	59,45	57,85	59,23	39,56	55,14	57,52	58,06	56,98
23-10-2013	59,42	57,30	59,02	34,59	46,70	58,06	58,64	58,31
24-10-2013	59,19	49,46	58,49	46,26	51,51	57,80	58,48	55,20
25-10-2013	59,74	37,64	48,56	57,66	58,98	55,84	56,72	56,85
26-10-2013	56,26	42,91	47,93	44,90	59,70	49,37	47,46	48,12
27-10-2013	56,10	50,10	56,56	53,13	58,85	51,27	48,99	49,24
28-10-2013	59,70	32,57	50,43	51,60	59,27	55,25	57,75	53,92
29-10-2013	57,39	42,04	34,66	36,10	45,76	48,62	48,46	46,37
30-10-2013	41,63	42,93	31,67	46,35	56,00	36,12	34,65	33,62

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
MÁX	59,87	58,94	59,42	59,36	59,70	58,84	59,07	58,58
	14-out	02-out	14-out	12-out	26-out	20-out	15-out	20-out

Mês	Janeiro							
01-01-2013	59,41	53,08	43,21	42,27	62,08	42,72	44,98	44,45
02-01-2013	54,52	49,36	44,60	43,52	59,67	42,24	42,45	43,72
03-01-2013	61,36	56,41	55,53	53,29	63,83	52,23	55,33	55,41
04-01-2013	55,42	50,93	44,25	43,07	54,28	39,73	43,27	45,88
05-01-2013	43,54	39,98	36,93	36,56	45,42	35,45	37,43	39,05
06-01-2013	48,70	43,77	39,35	38,26	47,75	32,49	38,13	39,68
07-01-2013	40,74	35,01	32,02	31,29	41,32	28,70	30,67	31,41
08-01-2013	49,76	44,31	39,61	38,94	52,49	37,61	39,54	40,41
09-01-2013	63,08	58,76	58,80	54,32	66,64	53,41	57,48	57,47
10-01-2013	54,68	50,97	47,02	45,76	58,98	45,83	48,34	48,11
11-01-2013	58,12	50,13	44,92	43,91	62,50	43,17	43,23	47,04
12-01-2013	64,01	57,16	51,01	48,25	65,75	50,48	54,01	53,39
13-01-2013	63,11	57,05	51,40	45,24	64,58	45,63	50,66	52,06
14-01-2013	63,98	56,74	50,83	43,49	66,30	47,61	51,06	53,10
15-01-2013	63,03	56,00	48,16	43,16	64,84	46,34	51,49	51,48
16-01-2013	65,84	58,46	54,44	51,80	66,87	52,57	56,03	55,30
17-01-2013	63,86	58,71	55,04	49,92	65,21	49,45	57,00	56,29
18-01-2013	66,18	59,12	58,82	54,34	68,58	54,59	58,55	57,74
19-01-2013	58,17	44,98	44,82	43,19	60,34	43,03	49,66	43,35
20-01-2013	65,75	58,72	57,74	50,85	67,52	52,03	57,37	56,68
21-01-2013	63,18	52,97	52,26	46,84	64,97	48,27	51,98	52,31
22-01-2013	60,50	51,67	49,66	44,99	64,52	45,40	53,60	52,90
23-01-2013	55,68	41,69	42,03	41,55	54,23	41,71	44,25	45,87
24-01-2013	60,32	53,03	51,39	47,68	62,41	49,86	52,94	52,53
25-01-2013	60,55	51,05	46,03	45,26	58,16	44,44	45,03	48,58
26-01-2013	56,33	50,71	45,96	43,47	57,85	42,58	43,87	46,15
27-01-2013	65,20	58,41	56,70	51,57	66,54	50,22	56,95	55,10
28-01-2013	56,40	49,77	46,33	43,24	60,20	42,84	45,85	46,74
29-01-2013	56,88	57,12	55,01	48,50	65,66	49,79	53,97	55,65
30-01-2013	60,28	56,35	55,51	49,77	65,24	51,10	56,19	53,81
31-01-2013	46,60	37,69	36,82	36,82	50,93	35,57	36,31	36,89

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
MÁX	66,18	59,12	58,82	54,34	68,58	54,59	58,55	57,74
	18-jan	18-jan	18-jan	18-jan	18-jan	18-jan	18-jan	18-jan

Mês	Setembro							
01-09-2012	61,42	57,58	57,19	57,08	60,43	53,60	57,07	56,61
02-09-2012	61,67	58,35	58,49	57,82	61,16	55,84	58,72	58,58
03-09-2012	61,45	57,36	57,98	57,58	60,96	55,84	57,94	58,54
04-09-2012	60,20	56,56	56,76	55,60	62,02	54,48	56,28	57,56
05-09-2012	57,95	43,43	52,43	52,29	57,93	50,48	51,25	53,56
06-09-2012	58,74	55,27	54,89	55,73	59,21	48,78	50,44	53,91
07-09-2012	57,22	55,13	52,38	52,47	57,30	47,25	49,34	52,02
08-09-2012	47,80	45,91	41,80	42,35	48,73	41,10	42,29	41,67
09-09-2012	47,98	44,67	40,11	41,54	50,03	39,51	41,47	41,66
10-09-2012	49,50	44,14	39,91	40,28	43,55	39,82	40,86	42,60
11-09-2012	46,32	43,29	38,13	39,97	50,98	40,95	40,71	42,04
12-09-2012	57,10	51,51	46,36	45,60	59,37	46,03	47,45	49,56
13-09-2012	54,73	53,45	47,53	51,22	57,80	48,36	49,31	50,33
14-09-2012	57,83	55,03	52,27	55,13	59,06	51,85	53,86	55,75
15-09-2012	56,78	55,43	52,46	54,35	58,37	47,57	52,37	52,64
16-09-2012	43,77	42,11	39,91	46,20	51,03	41,93	43,40	44,66
17-09-2012	36,20	35,66	34,95	40,23	46,79	36,45	37,40	37,66
18-09-2012	49,21	44,63	39,84	43,10	54,69	42,81	43,45	43,47
19-09-2012	58,51	52,66	48,88	52,75	57,45	49,91	50,70	51,03
20-09-2012	55,28	52,83	47,00	52,75	58,21	47,74	48,35	49,63
21-09-2012	56,62	50,56	47,12	50,11	58,96	48,16	49,41	51,42
22-09-2012	62,33	59,43	57,98	57,07	62,92	53,69	57,30	56,98
23-09-2012	64,15	58,59	59,65	56,69	63,29	56,10	58,92	57,92
24-09-2012	59,50	52,90	54,19	51,95	59,83	49,25	53,72	53,86
25-09-2012	62,81	58,87	58,86	56,23	63,17	55,15	58,53	58,05
26-09-2012	53,83	50,55	46,41	46,85	56,84	41,69	47,02	49,77
27-09-2012	51,29	44,80	42,41	41,46	56,58	40,99	43,39	42,27
28-09-2012	57,47	53,85	50,97	50,98	59,81	49,27	48,27	53,34
29-09-2012	55,28	53,94	50,95	50,61	57,93	47,01	47,31	51,70
30-09-2012	49,66	46,39	43,10	43,45	52,41	41,36	44,37	46,06

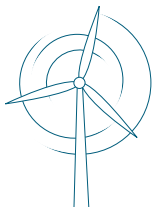
	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
MÁX	64,15	59,43	59,65	57,82	63,29	56,10	58,92	58,58
	23-set	22-set	23-set	02-set	23-set	23-set	23-set	02-set

Anexos

Anexo A – Características das Turbinas Nordex



N80 / 2500
N90 / 2300

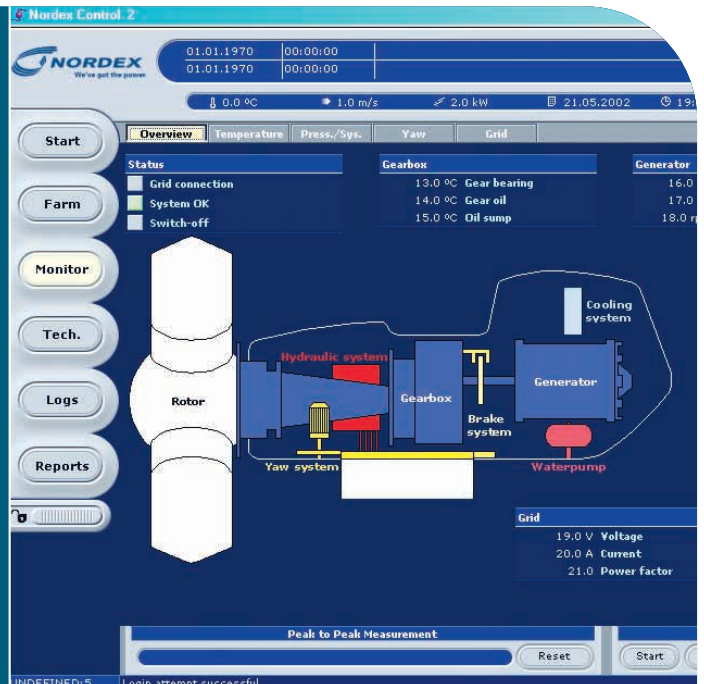


High performance—
today and tomorrow.





Visualisation of a turbine in the control system Nordex Control 2.



THE N80/2500 AND N90/2300: TWO WIND TURBINES FOR THE HIGHEST ENERGY YIELD.

With the N80/2500 and the N90/2300 you are entering new, hitherto unknown dimensions: a rotor diameter of 80 metres or 90 metres and a rated power of 2.5 MW and 2.3 MW respectively make the N80/2500 and N90/2300 the first choice when it comes to value for money. No matter whether they are positioned inland, at the coast or in the offshore area, these turbines produce optimal yields.

Our know-how in the megawatt class, acquired on the basis of practical operation since 1995, made it possible for us to develop the N80/2500 und N90/2300 successfully.

The IEC-1a-certified N80/2500 suits perfectly for high-wind regions. The N90/2300 is especially suitable for lower wind locations. Thanks to the pitch control, the machines are able to optimise the energy yield at all wind speeds.

The N80/2500 and N90/2300 are supplied with Nordex Control 2. Nordex Control 2 controls and visualises all relevant data and, as a Web-based system, it sets new standards in ease of use. All our wind turbines are designed for a service life of at least 20 years and are manufactured according to ISO 9001.





Remote monitoring in Rostock.

Your benefits at a glance:

- Location-specific control for individual turbines or wind farms
- Security due to redundant systems
- 24-hour remote monitoring
- Autonomous safety systems (emergency off in the event of power failure)

RELIABILITY, SERVICE, ENVIRONMENTAL SUSTAINABILITY: NORDEX ALWAYS OFFERS THAT BIT MORE.

The turbines are easy to maintain due to

- having no rotating hydraulics in the hub.
- maintenance-free pitch drives.
- easily accessible control cabinets.
- a user-friendly rotor lock, and elastomer bearings in the drive chain that are easy to check and monitor.
- controls at the bottom of the tower and in the nacelle and the wide range of remote query possibilities for the control system and converter.

They are reliable

- as resonances are avoided or minimised by design measures.
- as all components are supplied by renowned certified manufacturers, thus guaranteeing their quality.
- as we use well-proven technology based on long experience.

They are environmentally-friendly due to

- the absence of a rotating hydraulic system.
- the enclosed grease and oil collecting pans.
- the hydraulics with all lines in the area of the oil pan – meaning that no oil can pollute the environment.

They are noise-friendly due to

- the helical gearing of all gearwheels which reduces the noise level within the gearbox.
- the generator, gearbox and many other components being attached in such a way that vibrations are either not transmitted or are damped. In this way, noises are immediately reduced at source.



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

Rotor

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

Drive chain

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

Gearbox

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

Generator

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

Cooling and filtration

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

Braking system

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

Hydraulic system

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

Nacelle

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

Yaw system

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

Tower

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



Control and grid connection

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

Lightning protection

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

FACTS AND FIGURES.

	N80/2500	N90/2300		N80/2500	N90/2300
Rotor			Yaw system		
Number of rotor blades	3	3	Bearing	Ball bearing	Ball bearing
Rotor speed	10.8 to 18.9 rpm	9.6 to 16.8 rpm	Brake	Hydraulic disc brake	Hydraulic disc brake
Rotor diameter	80 m	90 m	Drive	Two asynchronous motors with an integrated brake	
Swept area	5,026 m ²	6,362 m ²	Speed	Approx. 0.5 °/s	Approx. 0.5 °/s
Power regulation	Pitch	Pitch	Control system		
Cut-in wind speed	Approx. 3 m/s	Approx. 3 m/s	Type	PLC, Remote Field Controller (RFC)	
Cut-out wind speed	25 m/s	25 m/s	Grid connection	Via IGBT converter	Via IGBT converter
Rated power	From approx. 15 m/s	From approx. 13 m/s	Scope of monitoring	Remote monitoring of more than 300 different parameters, e.g. temperature, hydraulic pressure, pitch parameters, wind speed and direction	
Survival wind speed	70 m/s–IEC type class 1	59.5 m/s–IEC type class 2	Recording	Production data, event lists with filter function, long and short-term trends	
Pitch-regulation	Individual pitch	Individual pitch	Visualisation	Panel PC in control cabinet and Web-based access possible from any PC, adapter for laptop at the bottom of tower and in nacelle	
Weight	Approx. 52,000 kg	Approx. 55,000 kg	Brakes		
Rotor blades			Primary	Rotor blade pitch	Rotor blade pitch
Length	38.8 m	43.8 m	Secondary	Hydraulic disc brake	Hydraulic disc brake
Material	GRP	GRP	Tower		
Weight	Approx. 9,000 kg	Approx. 10,200 kg	Type	Modular tubular steel tower Lattice: hot-dip galvanised	
Gearbox			Hub heights	Tubular tower 60 m, certificate IEC 1a Tubular tower 70 m, certificate IEC 1a Tubular tower 80 m, certificate IEC 1a, DIBt 3, NVN 1a	Tubular tower 70 m, certificate IEC 2a Tubular tower 80 m, certificate DIBt 3, IEC 2a, GL 2 Tubular tower 100 m, certificate DIBt 2, IEC 3a Lattice tower 105 m, certificate DIBt 2
Type	Planetary gearbox	Planetary gearbox			
Gear ratio	1 : 68.7	1 : 77.44			
Weight	Approx. 18,500 kg	Approx. 18,500 kg			
Oil quantity	360 l	360 l			
Oil change	Semi-annual check, change as required				
Rotor shaft bearing	Cylindrical roller bearing	Cylindrical roller bearing			
Generator					
Power	2,500 kW	2,300 kW			
Voltage	660 V	660 V			
Type	Asynchronous double-fed, liquid-cooled				
Speed	740–1,300 rpm	740–1,300 rpm			
Insulation class	IP 54	IP 54			
Weight	Approx. 10,000 kg	Approx. 10,000 kg			

POWER CURVE N80/2500

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Power coefficient Cp
4	15	0,076
5	121	0,314
6	251	0,377
7	433	0,410
8	667	0,423
9	974	0,434
10	1319	0,428
11	1675	0,409
12	2004	0,377
13	2281	0,337
14	2463	0,292
15	2500	0,241
16	2500	0,198
17	2500	0,165
18	2500	0,139
19	2500	0,118
20	2500	0,102
21	2500	0,088
22	2500	0,076
23	2500	0,067
24	2500	0,059
25	2500	0,052

Rounded values based on measurements of DEWI and aerodynamic calculations

POWER CURVE N90/2300

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Power coefficient Cp
4	35	0,140
5	175	0,359
6	352	0,418
7	580	0,434
8	870	0,436
9	1237	0,435
10	1623	0,417
11	2012	0,388
12	2230	0,331
13	2300	0,269
14	2300	0,215
15	2300	0,175
16	2300	0,144
17	2300	0,120
18	2300	0,101
19	2300	0,086
20	2300	0,074
21	2300	0,064
22	2300	0,055
23	2300	0,049
24	2300	0,043
25	2300	0,038

Rounded values based on measurements of Risø National laboratory and aerodynamic calculations



WE ARE REPRESENTED WITH OFFICES AND SUBSIDIARIES WORLDWIDE.

Nordex AG

Bornbarch 2
22848 Norderstedt
Germany
Phone: +49 40 30030 1000
Fax: +49 40 30030 1101
E-mail: info@nordex-online.com

Sales Nordex Energy GmbH

Bornbarch 9
22848 Norderstedt
Germany
Phone: +49 40 30030 1490
Fax: +49 40 30030 1491
E-mail: info@nordex-online.com

Service Nordex Energy GmbH

Bornbarch 2
22848 Norderstedt
Germany
Phone: +49 40 30030 1209
Fax: +49 40 30030 1301
E-mail: info@nordex-online.com

Nordex Energy GmbH

Erich-Schlesinger-Straße 50
18059 Rostock, Germany
Phone: +49 381 6663 3300
Fax: +49 381 6663 3339
E-mail: info@nordex-online.com

Nordex Energy GmbH

C. F. Tietgens Vej 10
6000 Kolding, Denmark
Phone: +45 75 73 44 00
Fax: +45 75 73 41 47
E-mail: denmark@nordex-online.com

Nordex Sverige AB

Kungsängsvägen 21
75323 Uppsala, Sweden
Phone: +46 18 185 900
Fax: +46 18 185 927
E-mail: info@nordex-online.com

Nordex Energy GmbH Benelux

It Reidlân 79
8502 CE Joure, Netherlands
Phone: +31 513 41 23 54
Fax: +31 513 41 85 88
E-mail: info@nordex-online.com

Nordex Energy Ibérica S.A.

Calle Ausiàs Marc, 23 pral.
08010 Barcelona, Spain
Sales Office:
Pso. de la Castellana, 23 2º-A
28046 Madrid, Spain
Phone: +34 91 7000356
Fax: +34 91 3199388
E-mail: spain@nordex-online.com

Nordex Polska Sp. z o.o

Al. Jana Pawla II 80 m.C22
00-175 Warszawa, Poland
Phone: +48 22 636 52 77
Fax: +48 22 637 30 01
E-mail: info@nordex-online.com

Nordex Energy GmbH

c/o Thomas Annegg
Schöffelgasse 4/6
1180 Wien, Austria
Phone: +43 1 615 39 38 10
Fax: +43 1 615 39 38 20
E-mail: info@nordex-online.com

Nordex Italia S.r.l.

Viale Città d'Europa 679
00144 Roma, Italy
Phone: +39 06 83 46 30 01
Fax: +39 06 83 46 30 60
E-mail: info@nordex-online.com

Nordex UK Ltd.

Suite 4, Egerton House
The Towers Business Park
Didsbury M20 2DX
United Kingdom
Phone: +44 161 445 99 00
Fax: +44 161 445 99 88
E-mail: uk@nordex-online.com

Nordex France S.A.S.

1, Rue de la Procession
93217 La Plaine Saint-Denis, France
Phone: +33 155 93 43 43
Fax: +33 155 93 43 40
E-mail: france@nordex-online.com

Nordex China

Room 808
First Shanghai Center, No. 39
Liangmaqiao Road
Chaoyang District
Beijing 100125, P. R. China
Phone: +86 10 84 53 51 88
Fax: +86 10 84 53 51 58
E-mail: china@nordex-online.com

Nordex USA, Inc.

300 South Wacker Drive, Suite 1500
Chicago, Illinois 60606, USA
Phone: +1 312 386 4100
Fax: +1 312 386 4101
E-mail: nordexUSA@nordex-online.com

