



# **Impacto das Janelas Operacionais nas Despesas de Operação e Manutenção de um Parque Eólico Offshore**

**Tiago Miguel Fernandes Rocha**

Dissertação para a obtenção do Grau de Mestre em

**Engenharia e Gestão da Energia**

Orientadores: Prof. António José Nunes de Almeida Sarmento

Dr. Miguel Filipe Pinho Lopes

**Júri**

Presidente: Prof. José Alberto Caiado Falcão de Campos

Orientador: Prof. António José Nunes de Almeida Sarmento

Vogal: Prof. João Carlos de Campos Henriques

**Outubro de 2014**



## Resumo

A energia eólica *offshore* é um recurso em geral mais abundante e mais consistente que o recurso eólico onshore. A presente dissertação tem como objetivo analisar o impacto das janelas operacionais nas despesas de Operação e Manutenção (O&M) de turbinas eólicas *offshore*, na medida em que estas representam cerca de 25-30% do custo total da energia produzida num parque eólico offshore, sendo que a maior contribuição para esse custo se refere à energia não produzida por inoperacionalidade do parque.

A elaboração do modelo para análise do impacto das janelas operacionais nas despesas de O&M relativas ao futuro parque eólico *offshore* flutuante situado ao largo da costa de Viana do Castelo será efetuada com recurso a um modelo elaborado em Matlab.

Através do caso de estudo, conclui-se que a acessibilidade do parque eólico *offshore*, para janelas operacionais de 1 hora variará entre 3% a 79%, dependendo das condições de operação e da altura do ano, obtendo-se uma acessibilidade média anual de 8% para as condições de operação mais exigentes e 54% para as menos exigentes. Destes valores resulta uma despesa média anual relativa às despesas de O&M, para as especificações técnico-económicas admitidas, de 23,05 €/MWh e um VAL para o investimento de 4,78 M€, correspondendo uma TIR de 9,19%.

Por último, serão analisados os elementos que maior pressão exercem no aumento do valor das despesas de O&M e elaboradas propostas que possibilitam a sua redução para 8,62 €/MWh, a que corresponde um VAL de 14,2 M€ e uma TIR de 10,49%.

**Palavras-Chave:** Janela Operacional; Operação e Manutenção; Disponibilidade; Tempo de inoperacionalidade; Acessibilidade; Energia Eólica *Offshore*.



## Abstract

Offshore wind is a stronger and more consistent resource, than onshore wind resources. The present thesis analyses the impact of weather windows in offshore wind turbine operation and maintenance (O&M) expenses, since this expenses represents up to 25-30% of the total cost of energy from floating offshore wind farm (OWF), where the biggest share of the cost is due to downtime.

Therefore, a tool has been developed and implemented in MATLAB to obtain the O&M expenditures for an OWF, located in Viana do Castelo, Portugal.

From the case study it can be concluded that OWF's average monthly accessibility, for 1 hour weather window, will vary from 3% to 79% depending of mission's requirements and time of the year, with an average annual value of 8% for more exigent operation condition and a 54% accessibility values for less demanding conditions. And an O&M cost, for the techno-economics information admitted, of 23.05 €/MWh, corresponding to a NPV and IRR of 4.78 M€ and 9.19%, respectively.

To conclude, it will be analysed the key-factors that lead to an increase of O&M expenses and propose an optimization strategy, in order to lower the O&M expenses to 8.62 €/MWh, getting a NPV and IRR of 14.2 M€ and 10.49%.

**Keywords:** Weather Window; Operation and Maintenance; Availability; Downtime; Accessibility; Offshore Wind Energy.



# Índice

<b>Resumo</b> .....	<b>ii</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>iv</b>
<b>Índice de figuras</b> .....	<b>ix</b>
<b>Índice de tabelas</b> .....	<b>xiii</b>
<b>Nomenclatura</b> .....	<b>xiv</b>
<b>1. Introdução</b> .....	<b>1</b>
<b>2. Enquadramento</b> .....	<b>3</b>
2.1. Estrutura da dissertação.....	3
2.2. Motivação .....	4
2.3. Estado da arte .....	5
2.3.1. Disponibilidade de parques eólicos <i>offshore</i> .....	5
2.3.2. Disponibilidade <i>onshore</i> versus <i>offshore</i> .....	7
2.3.3. Casos de estudo <i>offshore</i> .....	7
2.3.4. Tipos de manutenção .....	8
2.3.5. Tempo de reparação .....	9
2.4. Objetivos da dissertação .....	10
<b>3. Modelo técnico-económico de O&amp;M corretiva</b> .....	<b>12</b>
3.1. Introdução ao modelo.....	12
3.2. Modelo de manipulação .....	13
3.3. Modelo técnico de O&M .....	14
3.3.1. Algoritmo que procede ao cálculo da acessibilidade .....	15
3.3.2. Algoritmo para a obtenção do número médio anual de janelas operacionais .....	16
3.3.3. Algoritmo de cálculo do tempo de espera VS duração da missão.....	17
3.4. Modelo económico de O&M .....	18
3.4.1. Especificações técnicas .....	19
3.4.1.1. Modelo de falhas .....	19
3.4.1.2. Categorias de manutenção e estratégias de reparação .....	20

3.4.1.3.	Curva de potência da turbina .....	22
3.4.2.	Especificações económicas .....	23
<b>4.</b>	<b>Modelo técnico-económico de O&amp;M preventiva .....</b>	<b>26</b>
4.1.	Estratégias de O&M preventiva .....	26
4.2.	Especificações técnicoeconómicas .....	27
4.3.	Modo de construção do Modelo técnico-económico de O&M preventiva .....	28
<b>5.</b>	<b>Caraterização da zona de estudo.....</b>	<b>29</b>
5.1.	Localização do parque .....	29
5.2.	Caraterísticas meteorológicas da zona de estudo .....	30
5.2.1.	Descrição dos dados climáticos .....	30
5.2.2.	Caraterização meteorológica da zona de estudo .....	31
<b>6.</b>	<b>Janelas Operacionais.....</b>	<b>36</b>
6.1.	Obtenção da janela operacional e modelo utilizado.....	36
6.2.	Cálculo da acessibilidade .....	38
6.2.1.	Acessibilidade para as condições de operação #1 .....	38
6.2.2.	Acessibilidade para as condições de operação #2 .....	39
6.3.	Número médio anual de janelas operacionais em função da sua duração .....	41
6.4.	Tempo de espera em função da duração da missão.....	42
<b>7.</b>	<b>Análise técnico-económica do caso de estudo .....</b>	<b>44</b>
<b>8.</b>	<b>Impacto das janelas operacionais .....</b>	<b>50</b>
8.1.	Introdução ao impacto das janelas operacionais .....	50
8.2.	Otimização da estratégia de O&M.....	53
8.2.1.	Redução das exigências das condições de operação do tipo 1 .....	53
8.2.2.	Armazenamento de peças sobressalentes .....	54
8.2.3.	Utilização de uma estratégia de CBM .....	54
8.2.4.	Melhoria no sistema de amarrações do parque .....	55
8.2.5.	Resumo quantitativo das soluções de otimização e análise económica .....	55
<b>9.</b>	<b>Conclusões .....</b>	<b>58</b>
<b>10.</b>	<b>Recomendações de trabalho futuro .....</b>	<b>60</b>
<b>11.</b>	<b>Bibliografia.....</b>	<b>62</b>
11.1.	Referências bibliográficas .....	62

11.2. Bibliografia complementar .....	67
<b>Anexos.....</b>	<b>69</b>
Anexo A: Caraterização das formas esquemáticas .....	70
Anexo B: Diagrama de caixa e fio de bigode .....	71
Anexo C: Distribuição de Weibull e Rayleigh .....	72
Anexo D: Modelo utilizado no cálculo do VAL e da TIR.....	74

## Índice de figuras

Figura 1 - Capacidade acumulada de energia eólica na UE entre 1990 e 2020 (European Environment Agency 2009). .....	1
Figura 2 - Recurso eólico a 80 metros de altura. Fonte: 3TIER.....	2
Figura 3 - Disponibilidade de um parque eólico offshore (Bussel e Bierbooms, 2003). .....	6
Figura 4 - Variação da disponibilidade em função da acessibilidade ao parque (Silva et al., 2012). .....	7
Figura 5 – Esforço relativo às tarefas de O&M ao longo do tempo de vida útil do parque (Rademakers et al., 2002). .....	9
Figura 6 - Evolução temporal do processo de reparação (Rademakers et al. 2008). .....	10
Figura 7 - Esquema representativo do Modelo técnico-económico de O&M corretiva. ....	12
Figura 8 - Esquematização do modo de funcionamento do Modelo de manipulação. ....	13
Figura 9 - Esquematização do modo de funcionamento do Modelo técnico de O&M. ....	14
Figura 10- Algoritmo que procede ao cálculo da acessibilidade. ....	15
Figura 11 - Algoritmo para a obtenção do número médio anual de janelas operacionais. ....	16
Figura 12 - Algoritmo de cálculo do tempo de espera VS duração da missão. ....	17
Figura 13 - Esquematização do modo de funcionamento do Modelo técnico de O&M. ....	18
Figura 14- Curva de potência da turbina V164-8MW (retirado do catálogo Vestas). ....	22
Figura 15- Esquematização do algoritmo presente no modelo económico. ....	25
Figura 16 - Esquematização do Modelo técnico-económico de O&M preventiva. ....	28
Figura 17- Localização da zona prevista para a implementação do parque. ....	29
Figura 18- Histogramas referentes à velocidade e direção do vento. ....	32
Figura 19 - Distribuição de Weibull referente à velocidade do vento ( $\lambda = 7,7396$ , $k = 2,2347$ ). ....	33
Figura 20 - Influência da sazonalidade na velocidade do vento a 10 metros. ....	33
Figura 21 – Histograma referente à frequência de direção e altura de onda. ....	34

Figura 22 - Distribuição de Weibull da altura de onda ( $\lambda = 2,7079$ , $k = 1,7465$ ).....	34
Figura 23 - Influência da sazonalidade na altura de onda. ....	35
Figura 24 - Esquema ilustrativo da obtenção de uma janela operacional. ....	36
Figura 25 - Acessibilidade média anual para as condições de operação #1.....	39
Figura 26 - Acessibilidade média, percentil 25, percentil 75, valor máximo e mínimo trimestral para as condições de operação #1. ....	39
Figura 27 - Acessibilidade média mensal para as condições de operação #1.....	39
Figura 28- Acessibilidade média anual para as condições de operação #2.....	40
Figura 29 - Acessibilidade média, percentil 25, percentil 75, valor máximo e mínimo trimestral para as condições de operação #2. ....	40
Figura 30 - Acessibilidade média mensal para as condições de operação #2.....	40
Figura 31 - Número de janelas operacionais em função da sua duração para as condições de operação do tipo 1.....	41
Figura 32- Número de janelas operacionais em função da sua duração para as condições de operação do tipo 2.....	42
Figura 33 - Tempo de espera em função da duração da missão para as OC #1.....	42
Figura 34 - Tempo de espera em função da duração da missão para as OC #2.....	43
Figura 35 – Influência relativa do tipo de manutenção no tempo de inoperacionalidade. ....	46
Figura 36 - Influência relativa do tipo de manutenção nas despesas de O&M.....	46
Figura 37 – Distribuição da inoperacionalidade referente a tarefas de O&M corretiva. ....	47
Figura 38 – Distribuição das despesas referente a tarefas de O&M corretiva. ....	47
Figura 39 - Variação da acessibilidade em função do limite de altura de onda. Na análise considerou-se uma janela operacional de 1 hora. ....	51
Figura 40- Variação da acessibilidade em função do limite de velocidade do vento. Na análise considerou-se uma janela operacional de 1 hora. ....	51
Figura 41 – Variação das despesas de O&M em função do limite de $H_s$ relativa à OC #1.....	51
Figura 42 - Variação das despesas de O&M em função do limite de $U_{10}$ relativa à OC #1. ....	52

Figura 43 - Variação das despesas de O&M em função do limite de $H_s$ relativa à OC #2. ....	52
Figura 44 - Variação das despesas de O&M em função do limite de U10 relativa à OC #2. ....	52
Figura 45 - Formas utilizadas na construção dos esquemas.....	70
Figura 46 - Descrição gráfica do diagrama de caixa utilizado na dissertação. ....	71



## Índice de tabelas

Tabela 1 - Análise de modo e efeito de falha.....	19
Tabela 2 - Características operacionais para cada veículo.....	21
Tabela 3 - Sequência de ações e janelas operacionais associados a cada categoria.....	21
Tabela 4 - Custos relativos aos materiais por falha.....	23
Tabela 5 - Custos relativos aos veículos.....	23
Tabela 6 - Preço da tarifa, custo por técnico e custo de investimento.....	23
Tabela 7 - Especificações técnico-económicas.....	27
Tabela 8 - Caracterização da zona de estudo.....	29
Tabela 9 - Resumo das características meteorológicas ao longo dos 21 anos de dados.....	31
Tabela 10 - Janela operacional para cada tipo de condição de operação.....	38
Tabela 11 – Caracterização técnico-económica anual relativa às tarefas de O&M, por turbina.....	44
Tabela 12 - Caracterização técnico-económica anual do parque.....	45
Tabela 13- Dadas utilizados no cálculo do VAL.....	48
Tabela 14 - Estratégias de otimização das tarefas de O&M.....	56
Tabela 15 – Valores técnico-económicos otimizados do caso de estudo.....	57

## Nomenclatura

### Carateres Romanos

$H_s$	Altura de onda
$U$	Velocidade do vento
$U_n$	Velocidade do vento a n metros de altura
$\bar{X}$	Valor médio de X
$Z$	Altura a que se pretende obter a velocidade do vento
$Z_R$	Altura de referência
$Z_0$	Comprimento característico da rugosidade do solo

### Carateres Gregos

$\kappa$	Parâmetro de forma da distribuição de Weibull
$\lambda$	Parâmetro de escala da distribuição de Weibull
$\rho$	Coefficiente de correlação

### Abreviaturas

AHTS	Anchor Handling Tug Supply
CBM	Manutenção baseada nas condições
CM	Categoria de manutenção
csv	Valores separados por vírgulas
EWEA	Associação Europeia da Energia do Vento
FMEA	Análise do modo e efeito de falha
LCOE	Custo nivelado da energia
OC	Condições de operação
O&M	Operação e manutenção
JO	Janela operacional
TBM	Manutenção baseada no tempo
TIR	Taxa interna de retorno
VAL	Valor atual líquido
UE	União Europeia
IQR	Amplitude interquartil

Q1	Primeiro quartil
Q3	Terceiro quartil
WACC	Custo do capital médio ponderado

## **Estrangeirismos**

<i>Inputs</i>	Entradas
<i>Offshore</i>	Ao largo da costa
<i>Onshore</i>	Em terra
<i>Outputs</i>	Saídas
VS	Em relação

## 1. Introdução

O aumento do consumo de energia elétrica aliado ao aumento do preço dos combustíveis fósseis e das emissões de gases de efeito de estufa têm conduzido a um maior investimento em fontes de energias renováveis. Segundo Nguyen T. et al. (2013), a política de energias renováveis da União Europeia (UE) tem como objetivo que 34% de toda a energia elétrica produzida na UE seja de origem renovável em 2020 e 100% em 2050, sendo esta última uma meta difícil de alcançar, segundo a Comissão Europeia (European Commission, 2013).

Relativamente à energia eólica, esta terá os seus locais de produção fixados não só em terra (*onshore*) mas também no mar (*offshore*). Nos últimos 20 anos, a produção de energia eólica *onshore* na União Europeia tem vindo a crescer de forma expressiva, como ilustra a Figura 1. Perspetivando-se um crescimento semelhante a nível *offshore* nos próximos anos, podendo atingir os 40 GW de potência instalada em 2020.

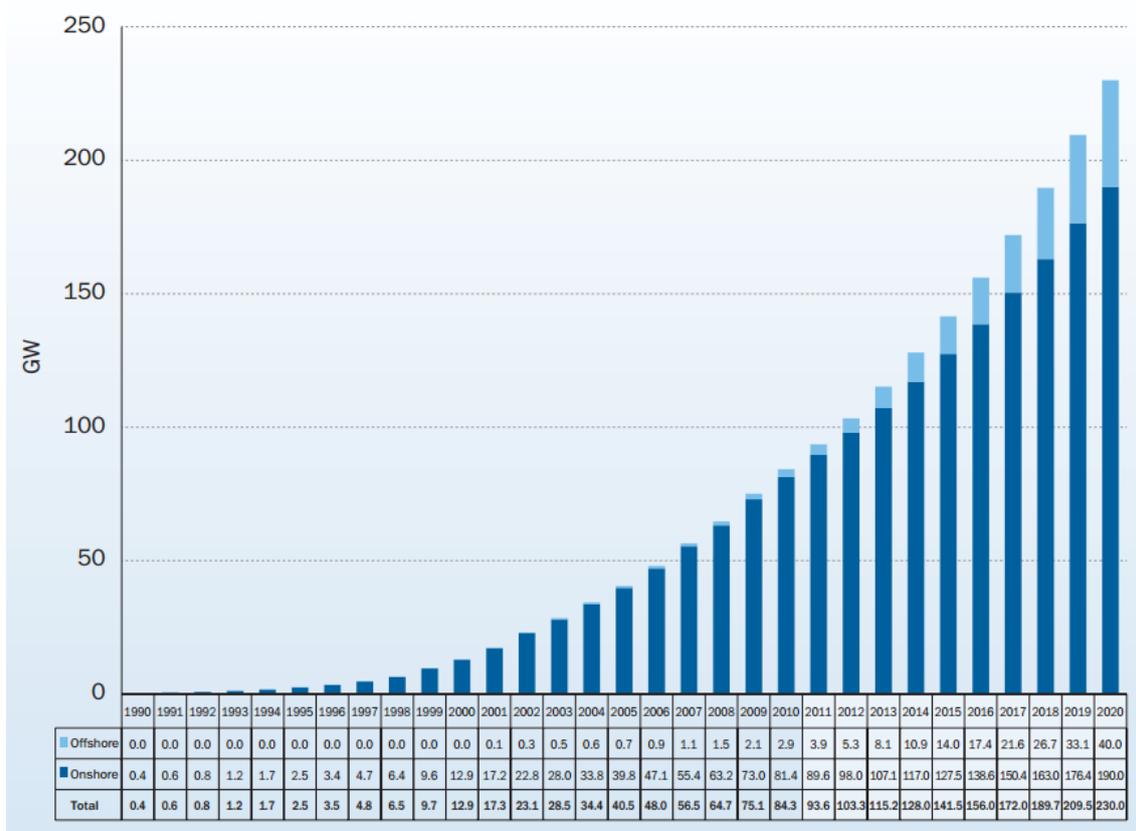


Figura 1 - Capacidade acumulada de energia eólica na UE entre 1990 e 2020 (European Environment Agency 2009).

A produção de energia eólica *offshore* consiste na instalação de parques eólicos no mar, onde o recurso eólico é mais abundante (ver Figura 2). Tais instalações requerem tecnologias mais exigentes, nomeadamente para grandes profundidades, sendo que grande parte dessa tecnologia tem sido importada da indústria petrolífera e da indústria eólica *onshore*, segundo Edwards I. (2011).

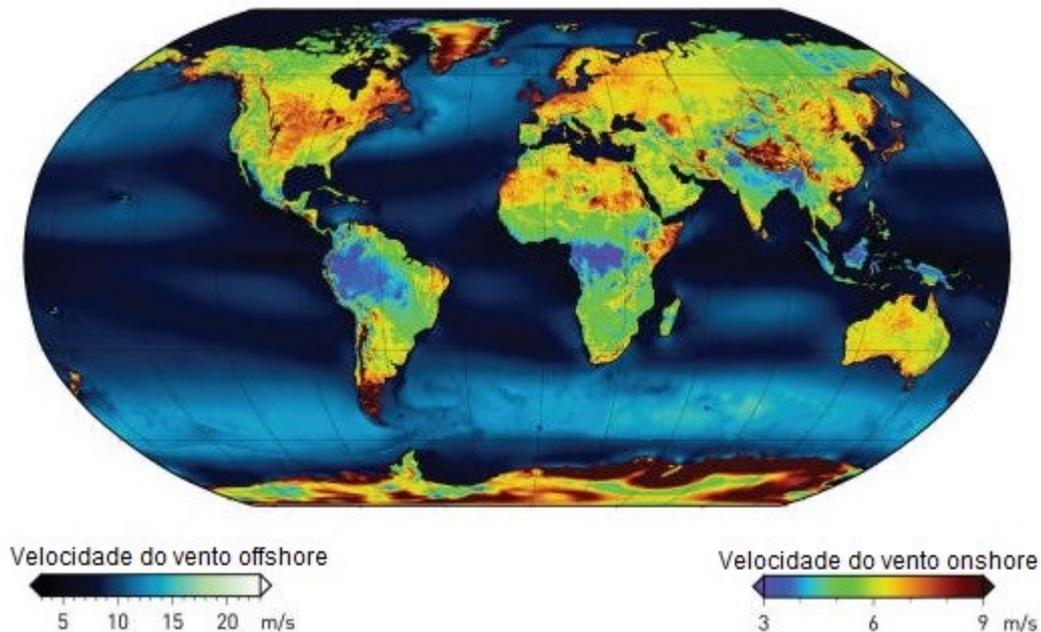


Figura 2 - Recurso eólico a 80 metros de altura. Fonte: 3TIER

Apesar de algumas dificuldades, atualmente é possível a instalação de parques eólicos *offshore* utilizando não só estruturas de suporte fixas, utilizadas em águas pouco profundas, mas também plataformas flutuantes, utilizadas em águas profundas. Esta última elevou o potencial de aproveitamento da energia eólica *offshore*, na medida em que foram eliminadas as barreiras inerentes à colocação de parques eólicos em águas profundas (Musial e Butterfield 2004). Um exemplo conseguido dessa tecnologia é o WindFloat, caracterizado por uma turbina eólica *offshore* do tipo flutuante, de que um primeiro protótipo de 2 MW foi instalado e está em exploração ao largo da costa da Póvoa do Varzim.

A instalação de parques eólicos *offshore* distantes da costa implicará não só a utilização de tecnologias mais exigentes e dispendiosas, mas também um maior esforço de O&M, induzido pela menor acessibilidade do parque e maiores custos de deslocação, comparativamente com parques eólicos *onshore*. A análise e a procura de minimização de custos relativos às tarefas de O&M de parques eólicos *offshore* flutuantes consiste no tema da presente dissertação.

## 2. Enquadramento

O sucesso da introdução de tecnologias como o WindFloat abriram uma nova janela para a criação de parques eólicos *offshore* em locais de águas profundas, dado que em muitas partes do mundo a disponibilidade de águas pouco profundas a uma distância de uma dezena de milhas da costa é relativamente limitada (Arapogianni e Genachte 2013). A colocação dos parques eólicos *offshore* a cerca de uma dezena de milhas da costa resulta da necessidade de reduzir o impacto visual das turbinas quando vistas de terra.

### 2.1. Estrutura da dissertação

A presente dissertação está estruturada em 11 capítulos, sendo os dois primeiros de carácter introdutório, os cinco seguintes de carácter técnico, três de carácter crítico e o último relativo à bibliografia.

No primeiro capítulo é efetuada uma introdução ao tema, guiando os leitores desde as inferências para a utilização de fontes de energias renováveis até ao elemento de estudo da dissertação.

No capítulo 2 será realizado o enquadramento da dissertação, nomeadamente a motivação para a realização da mesma, a apresentação do estado da arte, a definição de objetivos que se pretende alcançar e o corpo do relatório.

No terceiro capítulo será apresentado o modelo técnico-económico de O&M corretiva. Será ainda exposto o conjunto de informação utilizado na obtenção das despesas médias anuais de O&M corretiva do parque eólico *offshore*.

O quarto capítulo será responsável pela obtenção do modelo de O&M preventiva, que facultará as despesas médias anuais referentes às tarefas de O&M preventiva. Permitindo, juntamente com o modelo técnico-económico de O&M corretiva a obtenção das despesas médias anuais referentes às tarefas de O&M.

No capítulo 5 será feita a caracterização do local onde será instalado o futuro parque eólico *offshore*, nomeadamente a sua localização geográfica e as características meteorológicas e oceanográficas associadas.

O capítulo 6 refere-se à caracterização da acessibilidade, nomeadamente da obtenção do número de janelas operacionais e do tempo de espera para a ocorrência janela operacional, em função das condições operacionais pretendidas.

No sétimo capítulo será efetuada a análise económica associada ao futuro parque eólico *offshore* que se situará ao largo da costa de Viana do Castelo, onde se poderá analisar quais as componentes que contribuirão de modo mais explícito para o incremento das despesas inerentes às tarefas de O&M.

O oitavo capítulo ilustrará o impacto direto das janelas operacionais nas despesas de O&M, utilizando como exemplo o futuro parque eólico *offshore* que será instalado ao largo de Viana do Castelo.

No capítulo 9 serão retiradas as conclusões alusivas ao caso de estudo e ao impacto das janelas operacionais nos custos das tarefas de O&M.

No décimo capítulo serão efetuadas recomendações alusivas a novos estudos que possibilitem a otimização do modelo construído e o complemento da abordagem efetuada de modo a se obter uma estratégia de O&M “ótima”.

Por último, serão apresentados as referências bibliográficas e a bibliografia consultada que possibilitaram a elaboração da presente dissertação.

## 2.2. Motivação

A maturidade da tecnologia eólica *onshore* e a maior escassez de locais com boas características em terra, aliada ao avanço tecnológico, permite a colocação de parques eólicos offshore em zonas cada vez mais remotas, acarretando não só operações mais exigentes e dispendiosas, mas principalmente uma menor acessibilidade ao parque para a realização de tarefas de O&M. Essa acessibilidade poderá estar condicionada durante períodos de tempo, que poderão variar entre algumas horas até alguns meses, dependendo da estação do ano, estando naturalmente mais condicionada no Inverno e menos no Verão. (Bussel G. et al., 2001)

A diminuição da acessibilidade do parque com o aumento da distância à costa, motivada pelo aumento do tempo de viagem e eventualmente pelo aumento das ondas e velocidade do vento, conduzirá a um maior tempo de espera na procura de uma janela operacional (JO), a qual requer condições meteorológicas que permitam o acesso da tripulação ao parque, de modo a realizar as necessárias ações de O&M e o posterior retorno da tripulação a terra.

O aumento do tempo de espera acarretará um aumento dos custos de O&M, na medida em que a impossibilidade de acesso à turbina quando esta se encontra inoperacional originará uma interrupção da produção de energia, quando existe recurso eólico para tal. Aliado a este fator, existe ainda o aumento dos custos referentes à tripulação e meios de transporte, uma vez que estes são remunerados durante o tempo de espera (Mork et al. 2010).

Os custos de O&M em parques eólicos *offshore* apresentam uma forte influência no custo nivelado da energia (LCOE)<sup>1</sup>, podendo representar uma fatia superior a 25% do mesmo. Atendendo a esse facto e considerando a forte influência que a acessibilidade do parque exerce sobre os custos de O&M, torna-se indispensável o desenvolvimento de um modelo que proceda à análise da influência das janelas operacionais no custo das tarefas de O&M. A criação deste modelo permitirá atenuar a carência informativa, de carácter público, relativa a essa temática (Moller et al., 2012) (Márquez et al., 2012).

Após a conclusão do modelo acima mencionado, seria desejável a sua validação por comparação com a experiência recolhida do WindFloat. Contudo tal comparação não foi efetuada no

---

<sup>1</sup> Do inglês Levelized cost of energy, representa o custo médio de geração de uma unidade de energia ao longo do tempo de vida útil do parque tendo em conta os custos fixos, variáveis e económicos.

âmbito desta tese, visto o WindFloat se encontrar numa fase experimental e não haver dados relativos à ocorrência de falhas que possibilitariam a validação do modelo. No entanto, a dissertação será conduzida de um modo minucioso, focando-se na obtenção de resultados credíveis, sustentados pelos artigos publicados relativos à presente temática.

### 2.3. Estado da arte

Estando o acesso aos parques *offshore* dependente de fatores ambientais, sendo os mais preponderantes a velocidade do vento e a altura das ondas, as tarefas de operação e manutenção serão mais onerosas e de maior exigência tecnológica do que em parques *onshore*.

Mesmo estando perante situações meteorológicas favoráveis, as tarefas de O&M serão mais dispendiosas do que em parques *onshore*, na medida em que os parques *offshore* situam-se distantes da costa e estão frequentemente expostos a condições meteorológicas mais hostis, necessitando de uma maior fiabilidade das turbinas e um conjunto de equipamentos de O&M mais complexos, segundo Bussel et al. (2001). Um exemplo, no caso do *offshore* fixo, as ações de elevação das torres e pás, que em terra são realizadas de forma relativamente simples, mas em ambiente *offshore* requerem equipamentos especiais, e por consequência mais dispendiosos. Esses equipamentos são muitas vezes escassos, segundo Bussel e Zaaijer M. (2001), prejudicando deste modo a acessibilidade e consequentemente a disponibilidade do parque. No caso do WindFloat, a construção da estrutura flutuante que suporta a turbina foi realizada num estaleiro naval e após a sua construção foi transportada até ao parque através de um navio Anchor Handling Tug Vessel (AHTV) e 3 rebocadores para equilibrar a plataforma, segundo Maciel J. (2012). Um outro fator que contribui para o agravamento dos custos de O&M em parques *offshore* é, como já foi referido, a inexistência, o risco e a incerteza das condições de acesso.

#### 2.3.1. Disponibilidade de parques eólicos *offshore*

A viabilidade de um investimento eólico *offshore* encontra-se fortemente afetada pela disponibilidade do seu parque, na medida em que a uma disponibilidade elevada corresponde uma maior quantidade de energia produzida. Por isso, níveis baixos de disponibilidade poderão reduzir drasticamente a quantidade de energia produzida, bem como aumentar, de forma significativa, os custos de O&M, podendo inviabilizar o investimento, na medida em que a ocorrência de falhas, por exemplo no Inverno, onde a acessibilidade do parque é menor (figuras 26 e 29), resulta numa maior perda de produção de energia.

Sendo a disponibilidade um agente capital para o êxito de um parque eólico *offshore*, torna-se imprescindível a sua compreensão. Para isso será necessário proceder à definição dos seguintes termos (Bussel G. e Zaaijer, 2001):

- Manutenção – Ação técnica destinada a manter ou recolocar um sistema a desempenhar a sua função;
- Fiabilidade – Probabilidade de um sistema desempenhar as suas tarefas, sendo esta normalmente expressa em percentagem de tempo. No caso de uma turbina eólica a fiabilidade indica a percentagem de tempo que esta produz energia de acordo com a sua curva de potência nominal;
- Operacionalidade – Facilidade de execução de um serviço programado;
- Estratégia de manutenção – Plano definido para a realização de tarefas de O&M;
- Acessibilidade – Percentagem de tempo que o parque eólico *offshore* pode ser acedido. Esta estará dependente do meio de acesso, bem como das condições meteorológicas;
- Disponibilidade – Probabilidade de um sistema operar de modo satisfatório. A diferença entre disponibilidade e fiabilidade reflete a estratégia de O&M do sistema, isto é, um sistema pode ter uma frequência de falhas baixa (alta fiabilidade), mas a não manutenção ou reparação de uma avaria resultará numa baixa disponibilidade.

A disponibilidade teórica de um parque eólico *offshore* é função das características intrínsecas do sistema (fiabilidade), das ações de manutenção e da operacionalidade. No entanto, a disponibilidade real de um parque eólico *offshore*, definida como a percentagem de tempo que está apto a produzir eletricidade, é função não só dos três fatores acima mencionados, mas também das estratégias de manutenção e da acessibilidade do local, como ilustra o esquema presente na Figura 3. Esta disponibilidade será tanto maior quanto menor for o tempo de inoperacionalidade da turbina.

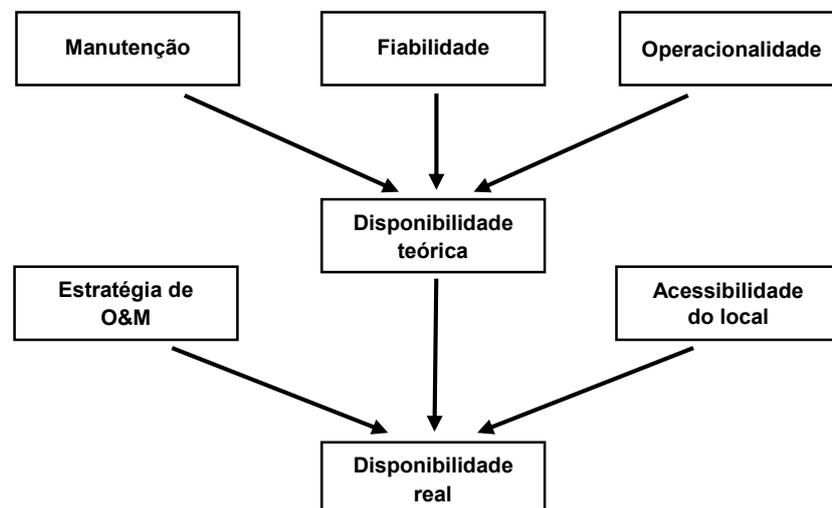


Figura 3 - Disponibilidade de um parque eólico *offshore* (Bussel e Bierbooms, 2003).

Sendo a acessibilidade um dos fatores que exerce maior influência sobre a disponibilidade do parque e estando essa acessibilidade dependente da sua localização, conclui-se que à medida que se transita de *onshore* para *offshore* a disponibilidade do parque irá sofrer alterações. Esta temática será abordada no subcapítulo seguinte.

### 2.3.2. Disponibilidade *onshore* versus *offshore*

Não obstante os elevados valores de disponibilidade em parques eólicos *onshore*, no caso de parques *offshore* esta vai diminuindo à medida que o parque se distancia da costa, nomeadamente no caso de o meio de transporte ser um navio, conforme consta na Figura 4. A acessibilidade é a principal causa deste acontecimento, na medida em que esta diminui com o aumento da distância à costa, o que representa um maior obstáculo na realização de tarefas de O&M e, por conseguinte, uma redução da disponibilidade do parque (Silva et al., 2012).

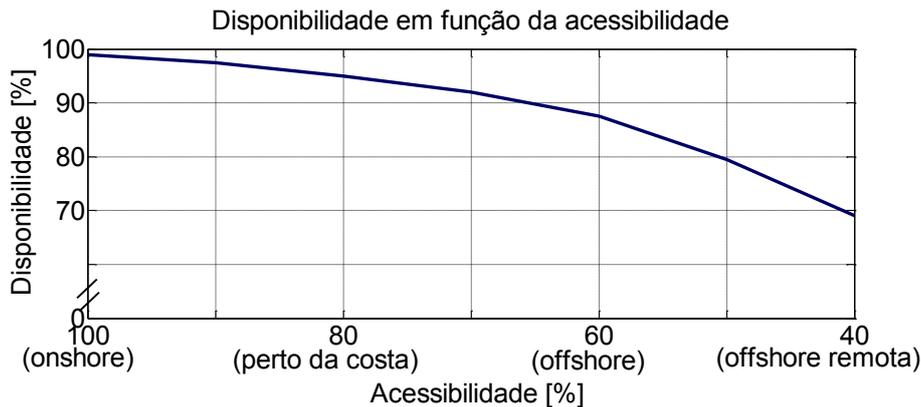


Figura 4 - Variação da disponibilidade em função da acessibilidade ao parque (Silva et al., 2012).

Apesar das dificuldades, atualmente é possível obter em parques eólicos *offshore* comerciais um alto nível de disponibilidade, através de uma manutenção regular e de uma ação rápida em caso de avaria, aliado à existência de turbinas mais fiáveis, cuja disponibilidade poderá superar os 98%. No entanto, a obtenção de tais valores de disponibilidade pressupõe visitas regulares à turbina, nomeadamente, entre quatro a seis vezes por ano, quer para ações de manutenção (duas vezes por ano) ou para ações de reparação (Bussel G. e Bierbooms W., 2003).

No caso de um parque eólico *offshore* situado longe da costa, a definição de uma estratégia de O&M poderá assumir o mesmo grau de importância que a acessibilidade do local (Bussel e Zaaier M., 2001). Como tal, torna-se indispensável uma pesquisa contínua e a elaboração de casos de estudo de modo a otimizar as estratégias de O&M.

### 2.3.3. Casos de estudo *offshore*

Diversos estudos foram realizados nos últimos anos, de modo a se obter uma melhor assimilação do tema em questão, sendo de realçar os estudos feitos por Petersen et al. (1998), Hassan G. (2004) e Bussel G. (2002).

A empresa Vestas apresentou uma comparação entre a disponibilidade do parque eólico *onshore* Fjaldene e o parque *offshore* Tunø Knob (Petersen et al., 1998). A disponibilidade média apresentada pelo parque *onshore* foi de 99,3% (este alto valor deve-se ao facto de o parque se localizar próximo do departamento de serviço central da Vestas). A disponibilidade média do parque *offshore* foi

de 97,9%, 98,1% e 95,2% nos anos de 1996 a 1998 respetivamente (Petersen et al., 1998). De notar que estes são valores elevados de disponibilidade para um parque eólico *offshore* (ver Figura 4), sendo que a justificação reside no facto de se estar perante um pequeno parque, localizado perto da costa e em águas facilmente navegáveis da Dinamarca.

Segundo um estudo realizado por Hassan G. (2004) são realizadas entre 35 a 70 deslocações de O&M por ano ao parque eólico Tunø Knob (10 aerogeradores), o que representa uma média de cinco visitas a cada gerador por ano. O mesmo estudo indica ainda que são canceladas todos os anos, devido a condições meteorológicas adversas, 15% das visitas programadas, o que evidencia a influência da acessibilidade na disponibilidade de cada parque eólico *offshore*.

No âmbito da construção de parques eólicos *offshore* na costa Dinamarquesa, foi realizado um estudo por Bussel G. (2002) que demonstra a relação entre a acessibilidade e a disponibilidade do parque eólico de Horns Rev e Tunø Knob. O parque de Horns Rev, situa-se ao largo do Mar do Norte (a 14 km da costa Dinamarquesa) e o parque de Tunø Knob a 6 km da costa. Da realização do estudo obteve-se uma disponibilidade de 97% para o caso de Tunø Knob, a que corresponde uma acessibilidade de cerca de 85% utilizando um barco pneumático como meio de transporte. Relativamente ao parque de Horns Rev, obteve-se uma disponibilidade de 90% a que corresponde uma acessibilidade de 65%, para o mesmo meio de transporte. No entanto, caso o tipo de manutenção admita a utilização de um helicóptero como meio de transporte, a disponibilidade aumentará, podendo atingir os 95%. Apesar da utilização do helicóptero acarretar custos mais elevados, estes poderão ser recompensados pelo aumento de acessibilidade do local, originando uma maior quantidade de energia produzida.

#### 2.3.4. Tipos de manutenção

As operações de manutenção inerentes ao funcionamento de um parque eólico *offshore* podem, de um modo geral e como é habitual em equipamentos complexos, ser repartidas em dois tipos de operações, segundo Chan K. et al. (2014) e Chen Y. (2012):

- Preventiva – operação sistemática de controlo e monitorização, que visa reduzir ou impedir as falhas do parque. O custo é usualmente determinado por uma ou duas visitas por ano, ao fim de 3 ou 4 anos as operações preventivas passam a ser mais intensas, devido à mudança de óleo ou manutenções mais exigentes.
- Corretiva: operação que visa restaurar, corrigir ou recuperar a capacidade produtiva da turbina, que tenha diminuído ou cessada a sua capacidade de exercer as funções. Este tipo de operação torna-se mais difícil de prever do que a preventiva.

Na Figura 5 encontra-se indicada a contribuição típica dos dois tipos de operação no custo total de O&M ao longo do tempo de vida útil do parque, de sensivelmente 20 anos.

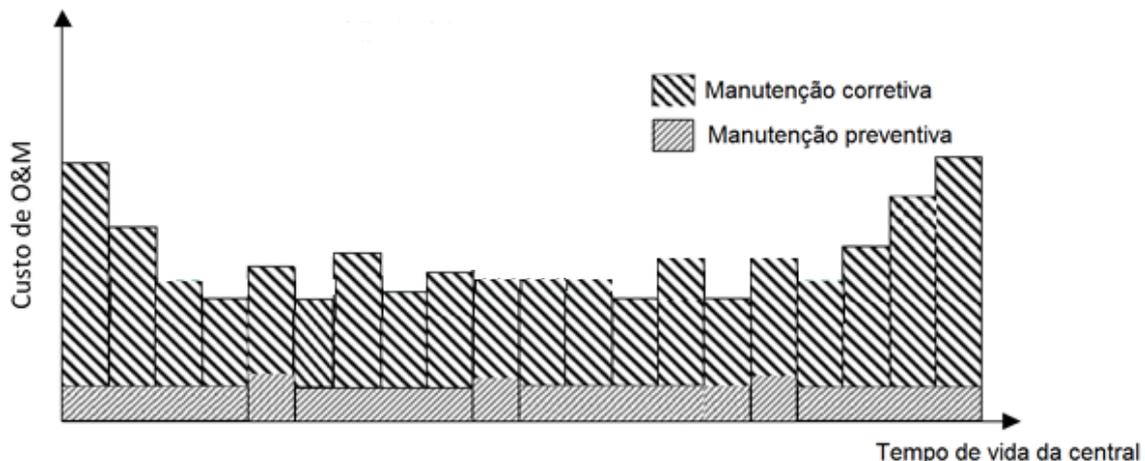


Figura 5 – Esforço relativo às tarefas de O&M ao longo do tempo de vida útil do parque (Rademakers et al., 2002).

Analisando a Figura 5 é possível evidenciar dois períodos onde o esforço relativo às operações de manutenção corretiva é mais exigente, sendo a manutenção preventiva sensivelmente constante em todos os casos. O primeiro período contempla os dois primeiros anos do parque e durante esse período o esforço da manutenção corretiva é bastante significativo, visto ser necessário proceder à reparação de avarias técnicas e reconfigurações iniciais. O segundo período ocorre perto do fim de vida útil do aerogerador, onde a manutenção corretiva se intensifica, motivada, principalmente, pela deterioração das peças (Rademakers et al., 2008).

As despesas relativas às tarefas de O&M serão tanto maiores, quanto maior for a duração da missão, que por outro lado está diretamente ligado com o tempo de reparação da falha e é também afetado pela distância ao porto de embarque e condições meteorológicas e oceânicas.

### 2.3.5. Tempo de reparação

Define-se tempo de reparação como o período decorrente entre a ocorrência de uma avaria e o momento em que o sistema retorna ao seu pleno funcionamento. No caso de uma turbina eólica, o tempo de reparação contempla todo o tempo em que a turbina se encontra inoperacional.

O tempo de reparação poderá ser dividido em três períodos, sendo eles, o tempo de logística, o tempo de espera e o tempo de missão, sendo que o tempo de missão poderá ser dividido em tempo de viagem até ao aerogerador, tempo de reparação e tempo de viagem de volta a terra. A representação esquemática, presente na Figura 6, apresenta a ordem de ocorrências inerentes ao tempo de reparação de uma falha.

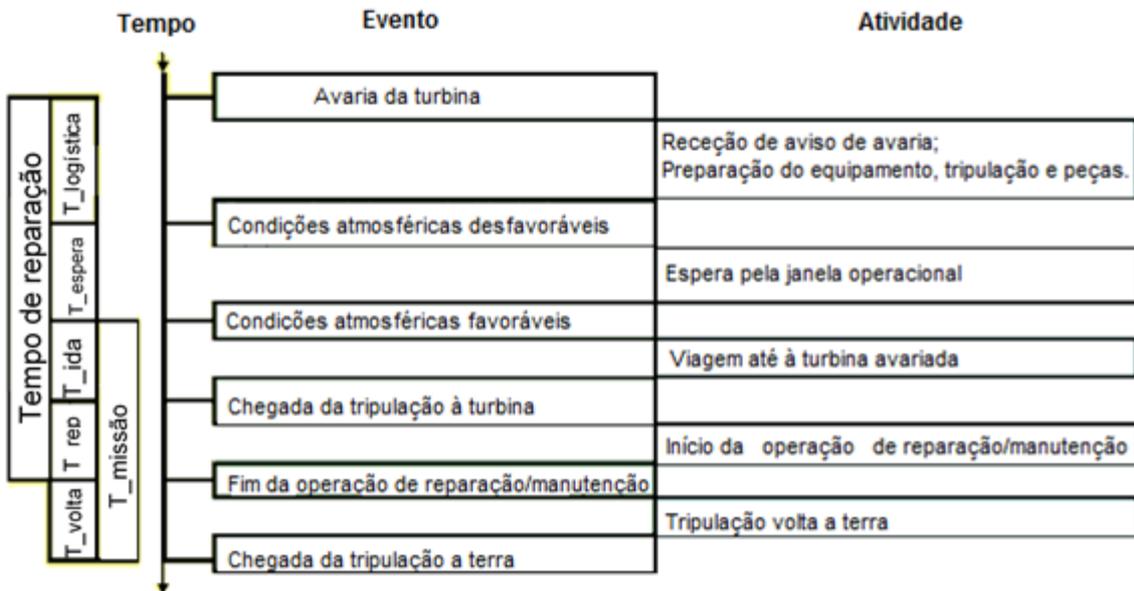


Figura 6 - Evolução temporal do processo de reparação (Rademakers et al. 2008).

Define-se tempo de logística como toda a fase preparatória para a reparação do aerogerador, desde a organização da equipa de reparação até ao material necessário para a reparação. Após o término do tempo de logística inicia-se o tempo de espera, correspondente ao período em que as condições meteorológicas poderão impossibilitar o início da missão. Por último, o tempo de missão que inclui o tempo de viagem até ao aerogerador danificado e o tempo de reparação do mesmo. Apesar de não estar incluído no tempo de reparação, o tempo de volta a terra deverá estar incluído na janela operacional (Rademakers e Braam, 2002).

Atendendo aos factos expostos ao longo do presente capítulo, torna-se evidente o aumento da complexidade na elaboração de tarefas de O&M à medida que se transita de ambientes *onshore* para *offshore*. Como tal, torna-se indispensável o estudo das componentes inerentes à disponibilidade de um parque eólico *offshore* de modo a reduzir os custos associados às tarefas de O&M, procurando a viabilização destes tipos de projetos.

## 2.4. Objetivos da dissertação

A presente dissertação tem como objetivo a elaboração de um modelo que permita a estimativa dos custos referentes às tarefas de O&M e perdas por não produção associadas ao funcionamento de um parque eólico *offshore*. Modelo esse que será, posteriormente, aplicado ao futuro parque eólico *offshore* flutuante de 3 turbinas com uma potência de 8 MW cada, situado ao largo de Viana do Castelo, que se prevê estar operacional em 2017. O modelo será elaborado utilizando o programa MATLAB (MATrix LABoratory), em que o elemento básico de informação é uma matriz, que permitirá a análise de janelas operacionais para a realização das tarefas de manutenção preventiva e corretiva de um parque eólico *offshore*.

Define-se análise de janelas operacionais como o cálculo da duração e frequência da ocorrência de condições meteorológicas que permitam o acesso da tripulação ao parque de modo a que se proceda às operações técnicas e posterior retorno da tripulação a terra.

À capacidade de análise das janelas operacionais, será adicionada a capacidade de avaliar todos os custos associados às tarefas de O&M realizadas ao longo do tempo de vida útil do parque, i.e. o acréscimo de custos referentes aos dois tipos de operações de manutenção necessários para que o sistema opere de modo satisfatório.

Posteriormente o modelo será refinado de modo a avaliar os custos médios anuais associados às tarefas de O&M, desde os custos com a tripulação até aos custos de não produção de energia devido à inoperacionalidade da turbina. Associado às despesas médias anuais do parque, o modelo conseguirá, ainda, proceder aos cálculos das receitas médias anuais provenientes da geração de energia, bem como proceder ao cálculo da disponibilidade e fator de utilização médios anuais do parque.

Por fim, o resumo de todas as avaliações elaboradas pelo modelo resultará na obtenção dos custos das tarefas de O&M em função da energia gerada, i.e. os custos por cada unidade de energia produzida pelo parque eólico, em euros por Megawatt-hora. Com a informação referente às receitas obtidas, despesas de O&M e custo do investimento, facilmente se analisará a viabilidade do investimento no parque eólico *offshore* flutuante, procedendo ao cálculo do respetivo valor atual líquido (VAL) e taxa interna de retorno (TIR).

### 3. Modelo técnico-económico de O&M corretiva

O modelo técnico-económico de O&M corretiva permitirá a obtenção dos gráficos presentes nos capítulos 5 e 6. O modelo permitirá ainda, juntamente com o modelo técnico-económico de O&M preventiva, a obtenção de valores para a realização da análise económica e impacto das janelas operacionais, presente nos capítulos 7 e 8, respetivamente.

#### 3.1. Introdução ao modelo

O esquema presente na Figura 7, cuja caracterização se encontra no anexo A, constitui um bom mote de introdução ao modelo técnico-económico de O&M corretiva construído em MATLAB.

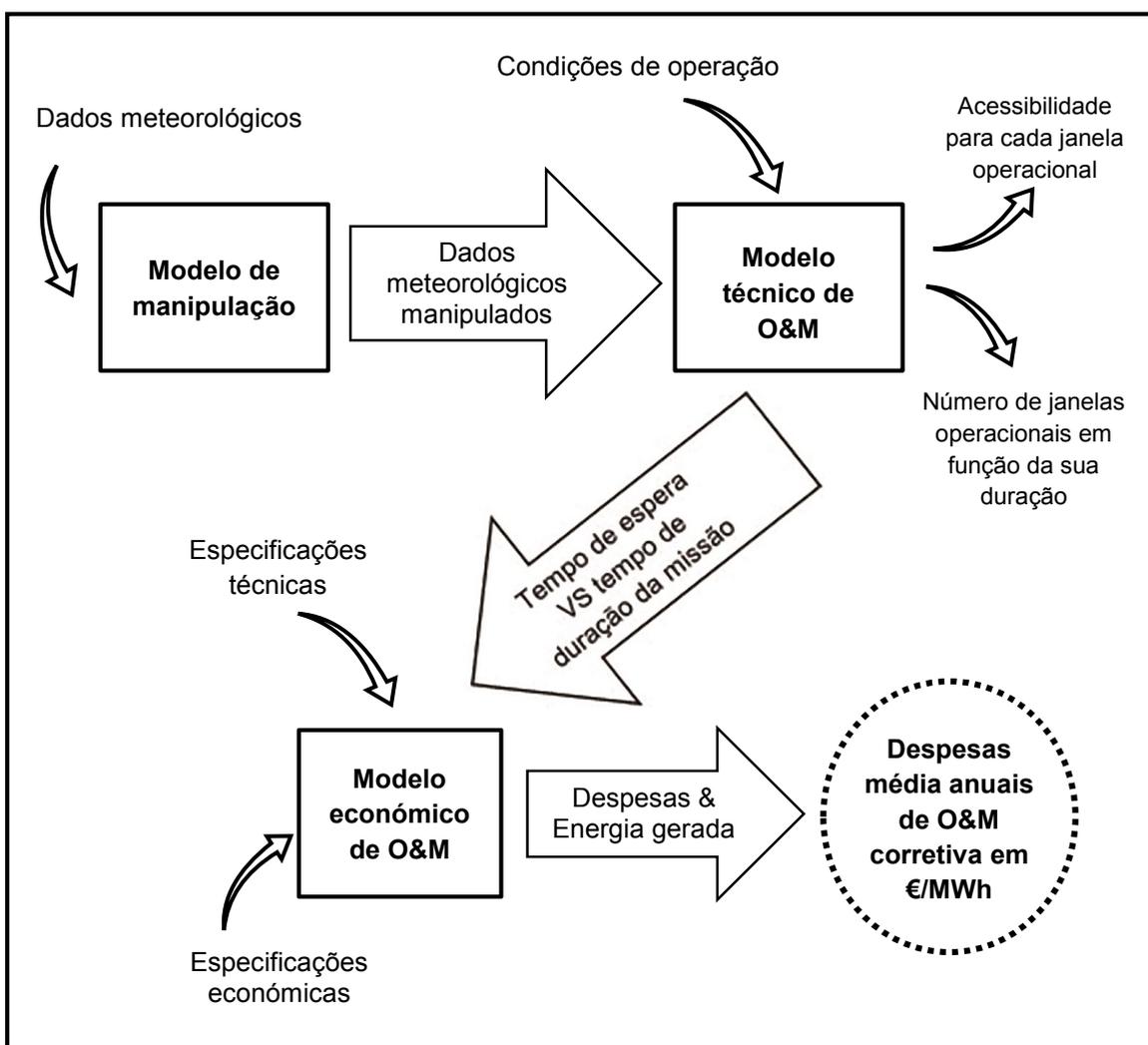


Figura 7 - Esquema representativo do Modelo técnico-económico de O&M corretiva.

Como se pode constatar pela Figura 7 o modelo técnico-económico de O&M corretiva é formado por três modelos, são eles: o modelo de manipulação, o modelo técnico de O&M e o modelo económico de O&M.

O modelo técnico-económico de O&M corretiva tem início com a introdução dos dados meteorológicos no modelo de manipulação de modo a proceder à sua formatação, categorização e interpolação. Posteriormente os dados serão introduzidos no modelo técnico de O&M juntamente com as condições de operação pretendidas. Deste último resulta o tempo de espera em função do tempo de duração da missão e ainda duas outras informações, como subproduto, que não serão utilizadas pelo modelo técnico-económico de O&M, mas que possibilitam uma melhor interiorização das características do local, são elas a acessibilidade para cada tipo de condições de operação e o número médio anual de ocorrência de uma janela operacional em função da sua duração. Por último, o tempo de espera em função do tempo de duração da missão será introduzido no modelo económico de O&M, juntamente com as especificações técnicas e económicas, obtendo-se o tempo de inoperacionalidade e as despesas de O&M corretiva e a quantidade de energia gerada, o que possibilitará o cálculo das despesas médias anuais por unidade de energia gerada, em euros por MegaWatt-hora.

Após ter sido enunciado o modo de funcionamento do modelo técnico-económico de O&M corretiva serão de seguida detalhados os três modelos intervenientes.

### 3.2. Modelo de manipulação

O modelo de manipulação é o mais simples dos três modelos utilizados, na medida em que a sua única função consiste na manipulação de dados meteorológicos, como ilustra o esquema da Figura 8.

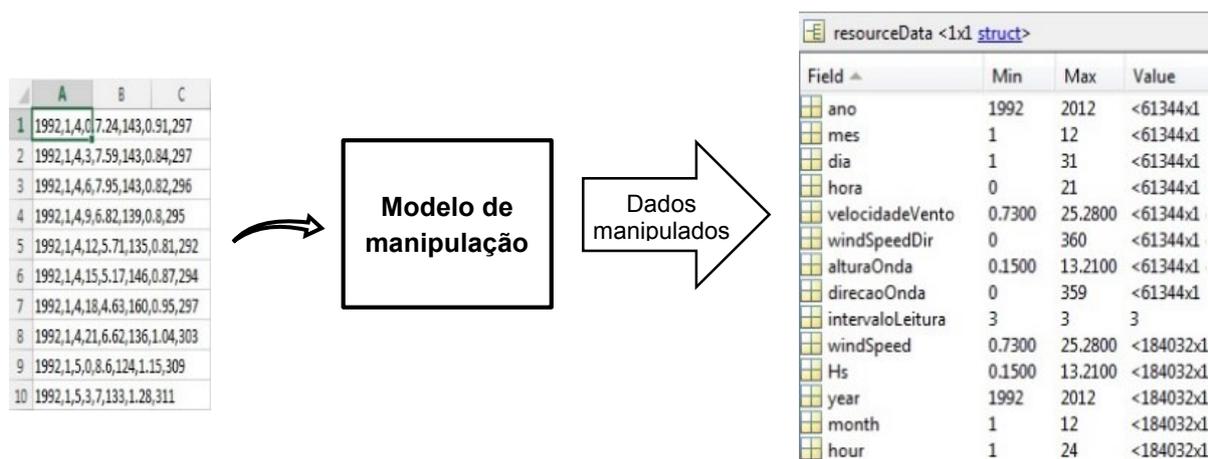


Figura 8 - Esquematização do modo de funcionamento do Modelo de manipulação.

Analisando a Figura 8, poder-se-á concluir que o modelo realiza a transformação de dados no formato Excel, nomeadamente ficheiros no formato csv (valores separado por vírgulas), para dados no formato mat de modo a que estes possam ser utilizados no programa MATLAB. Associado à formatação

dos ficheiros, será ainda efetua a sua interpolação e categorização (por ano, mês, dia, hora, velocidade do vento, direção do vento, altura significativa de onda (Hs), direção da ondulação e intervalos reais de leitura).

A interpolação linear dos dados de altura de onda, velocidade do vento, ano, mês, dia e hora, será realizada de modo a obter um modelo mais refinado no tempo e mais próximo da realidade das tarefas de O&M. De facto, os dados apresentam intervalos de 3 horas, o que originaria a obtenção de janelas operacionais cujas durações seriam exclusivamente múltiplos de três.

Após a obtenção dos dados em formato mat e de se proceder à sua interpolação e categorização, estes serão utilizados no modelo técnico de O&M, que será exposto no próximo capítulo.

### 3.3. Modelo técnico de O&M

O modelo técnico de O&M utiliza os dados obtidos no capítulo anterior em função das condições de operação pretendidas. Daqui resulta a acessibilidade do parque, o número médio anual de janelas operacionais em função da sua duração e o tempo de espera médio para que ocorra uma janela operacional com as características pretendidas em função da sua duração, como ilustra a Figura 9.

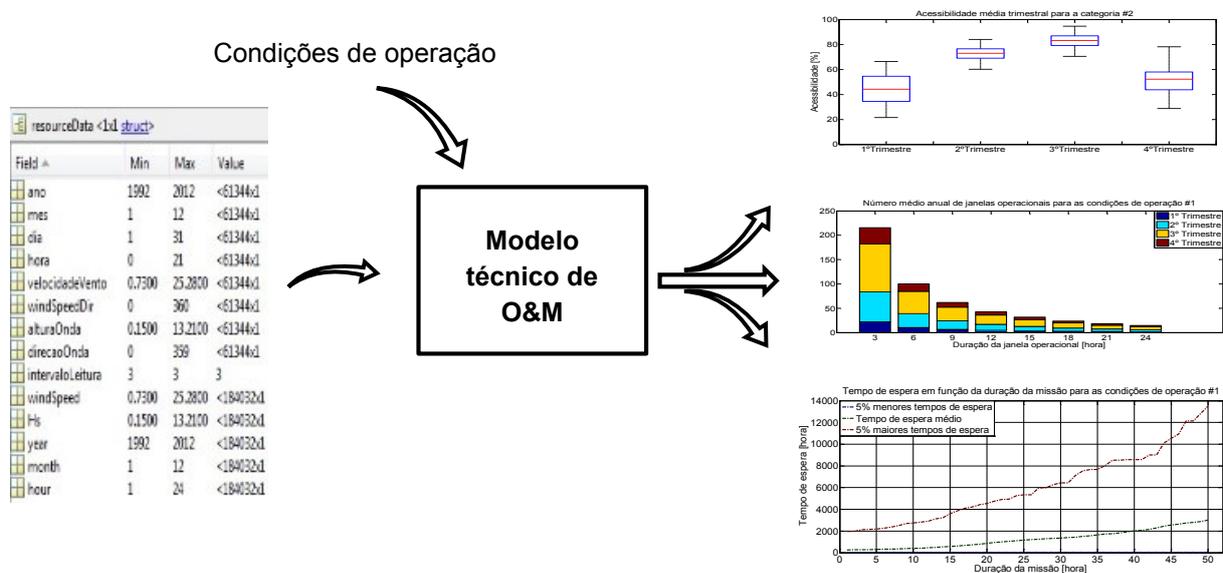


Figura 9 - Esquematização do modo de funcionamento do Modelo técnico de O&M.

Como se pode concluir pela Figura 9, o Modelo técnico de O&M produz informação relativa à acessibilidade do parque e informações alusivas às janelas operacionais, nomeadamente o número médio anual de janelas operacionais e tempo de espera para que ocorra uma janela operacional em função do tempo de missão.

O modelo técnico de O&M será constituído por três algoritmos, onde cada um será responsável pela obtenção de uma das informações acima mencionadas.

### 3.3.1. Algoritmo que procede ao cálculo da acessibilidade

A obtenção dos valores de acessibilidade do parque em função da janela operacional desejada é um dos elementos fundamentais para avaliação das dificuldades esperadas na efetivação das tarefas de O&M. Como tal, elaborou-se um algoritmo para efetuar o cálculo da acessibilidade do parque, utilizado na produção dos gráficos presentes no capítulo 6.1, cujo esquema se encontra ilustrado na Figura 10.

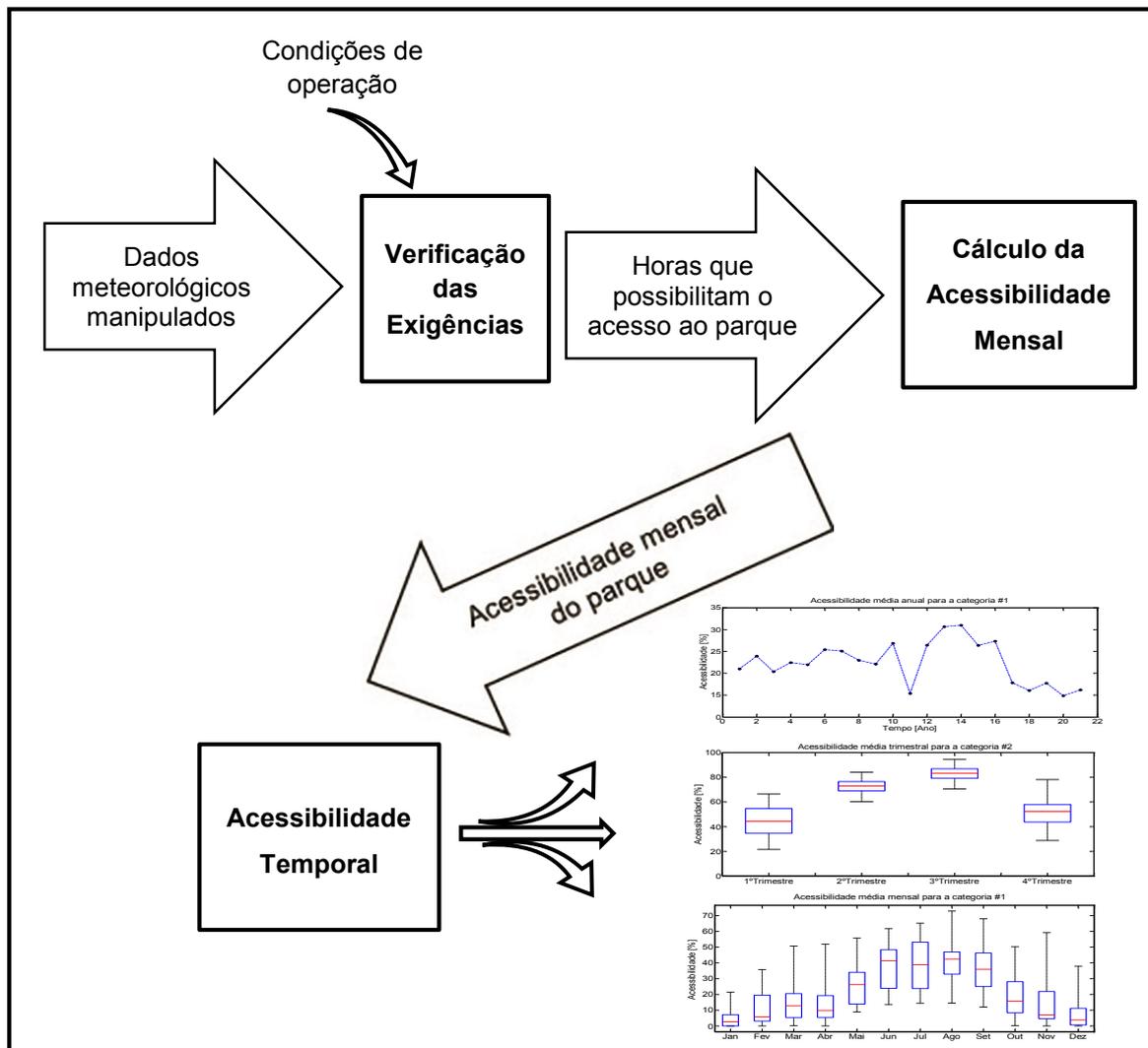


Figura 10- Algoritmo que procede ao cálculo da acessibilidade.

O algoritmo tem início com a introdução dos dados meteorológicos manipulados juntamente com as condições de operação pretendidas, nomeadamente a altura significativa de onda ( $H_s$ ) máxima e a máxima velocidade de vento 10 m acima da superfície livre do oceano ( $U_{10}$ ). Posteriormente serão verificadas quais as horas, dos últimos 21 anos, que cumprem as exigências acima mencionadas. Após efetuada a verificação das horas que possibilitam o acesso ao parque, será efetuado o cálculo da acessibilidade mensal, i.e. a percentagem de tempo, por mês, em que o parque pôde ser acedido. Por último, será efetuado o cálculo da acessibilidade média trimestral e média anual do parque.

### 3.3.2. Algoritmo para a obtenção do número médio anual de janelas operacionais

À semelhança do cálculo da acessibilidade do parque, a obtenção do número médio anual de janelas operacionais, em função da sua duração, também facultará informações de relevo para uma melhor interiorização das dificuldades inerentes às tarefas de O&M. Este algoritmo devolve o número médio anual de janelas operacionais que viabilizam a realização das tarefas de O&M.

A construção do algoritmo, utilizado na obtenção dos gráficos do capítulo 6.2, encontra-se esquematizado pela Figura 11.

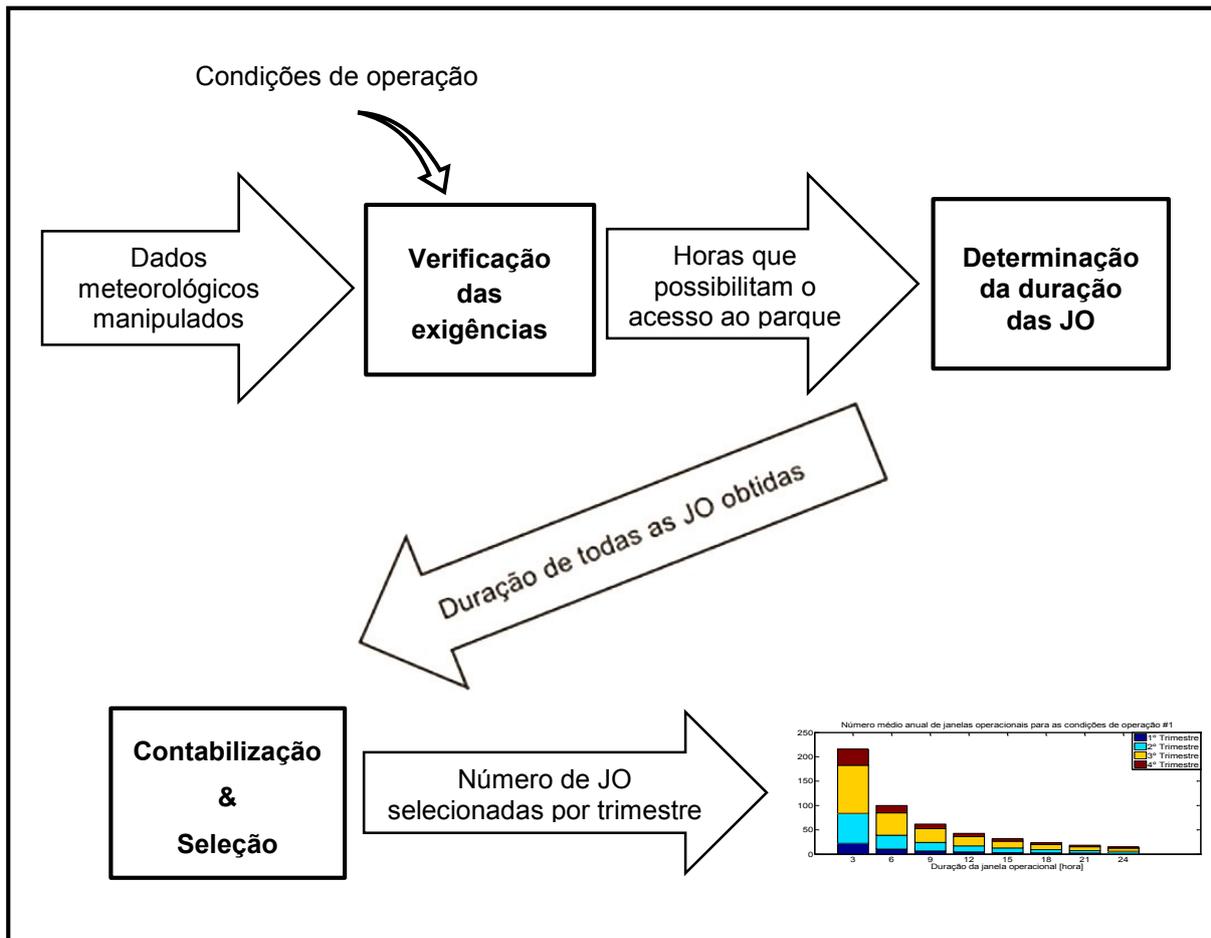


Figura 11 - Algoritmo para a obtenção do número médio anual de janelas operacionais.

O início da construção do algoritmo é idêntico ao do algoritmo referido na secção anterior, iniciando-se com a introdução dos dados meteorológicos manipulados, juntamente com as condições de operações pretendidas e a verificação das exigências. Após se proceder à exclusão das horas que inviabilizam o acesso ao parque, será possível proceder ao cálculo da duração de todas as janelas operacionais obtidas. Por último, será contabilizado o número médio anual de janelas operacionais obtidas em cada trimestre, em função da sua duração.

### 3.3.3. Algoritmo de cálculo do tempo de espera VS duração da missão

O algoritmo que possibilita a obtenção do tempo de espera em função do tempo de duração da missão, utilizado na obtenção dos gráficos presentes na secção 6.3, é o mais complexo da presente dissertação, encontrando-se esquematizado na Figura 12.

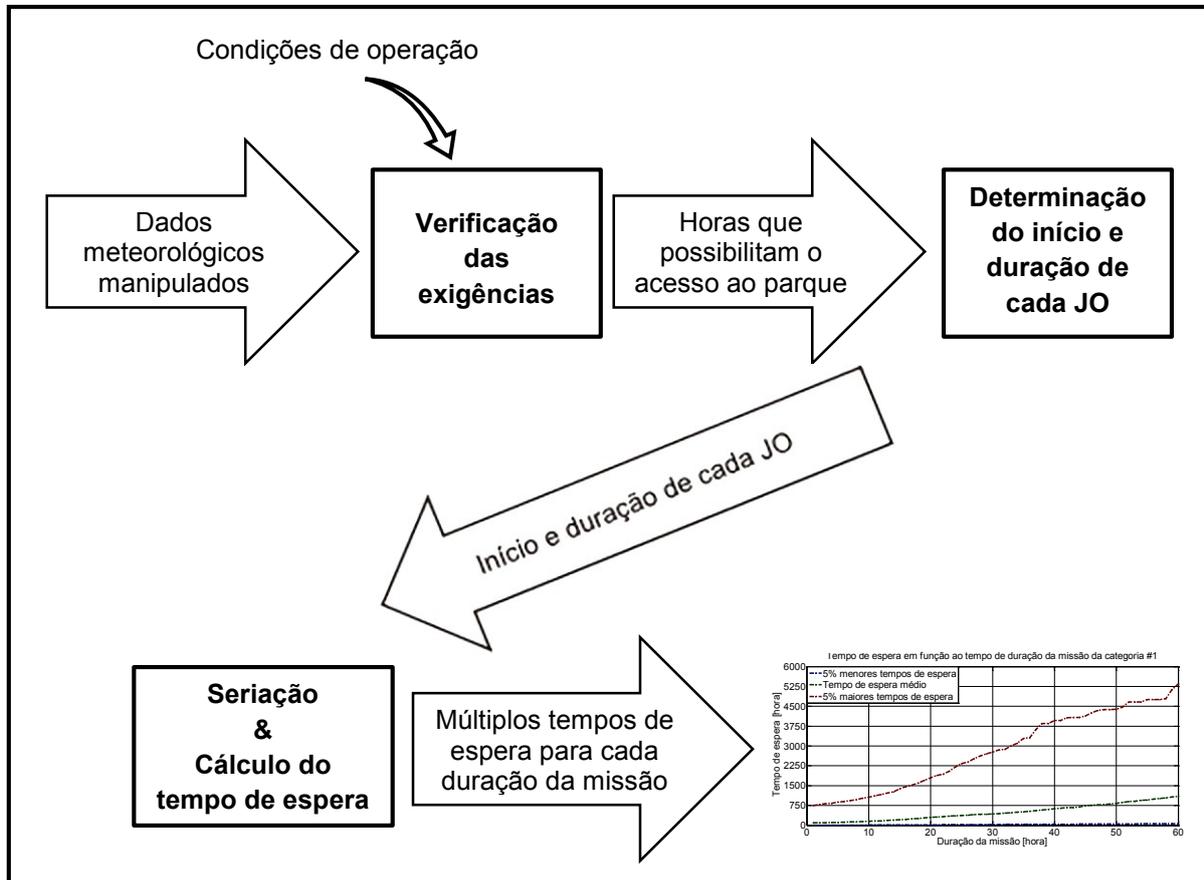


Figura 12 - Algoritmo de cálculo do tempo de espera VS duração da missão.

À semelhança dos dois algoritmos acima enunciados, os passos iniciais na elaboração do presente algoritmo são, respetivamente, a introdução dos dados meteorológicos manipulados juntamente com as condições de operação pretendidas e a verificação das exigências. Após efetuada a verificação das horas que possibilitam o acesso ao parque, será determinado a hora de início e duração de cada janela operacional, e conseqüente hora de término<sup>2</sup>. Seguidamente será efetuada a seriação das horas que possibilitam o acesso ao parque cuja duração da janela operacional seja igual ou superior ao tempo da missão. Com a informação da hora de início e término de cada janela operacional seriada, será obtido o tempo de espera por uma janela operacional através da diferença entre a hora de fim da janela operacional número  $n$  subtraindo o início da janela operacional número  $n+1$ . Os vários tempos de espera obtidos para cada duração da missão, serão utilizados no cálculo do tempo de espera médio para a obtenção uma janela operacional em função do tempo de duração da

<sup>2</sup> Hora de término de cada janela operacional é igual à sua hora de início adicionando a sua duração.

missão. Este será utilizado no modelo económico de O&M de modo a obter as despesas referentes às tarefas de O&M.

### 3.4. Modelo económico de O&M

O modelo económico de O&M é o maior dos três modelos, na medida em que possui uma enorme quantidade de informação, nomeadamente informação relativa às especificações técnicas e económicas e o tempo de espera por uma janela operacional em função da duração da missão. De realçar o facto de que será este o modelo responsável pela obtenção da energia média anual produzida pela turbina. O resultado obtido, através do modelo económico de O&M, cuja esquematização se encontra na Figura 13, constitui o objetivo conseguido da presente dissertação.

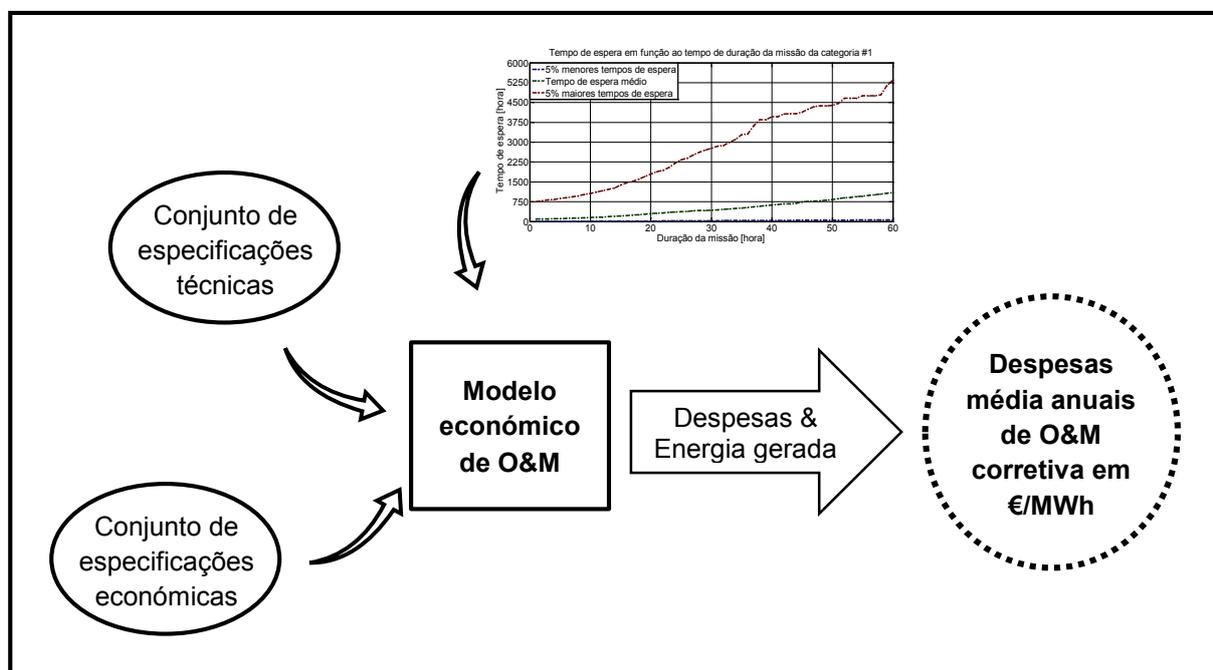


Figura 13 - Esquematização do modo de funcionamento do Modelo técnico de O&M.

Como ilustra a Figura 13, o modelo económico de O&M recebe os resultados provenientes do modelo técnico de O&M, juntamente com um conjunto de especificações técnicas e económicas, de modo a obter o tempo de inoperacionalidade e as despesas médias anuais de O&M corretiva, em €/MWh.

Dada a complexidade inerente ao algoritmo presente no modelo económico de O&M, é de todo o interesse proceder à sua aclaração. Como tal, serão inicialmente apresentadas as especificações técnicas e as especificações económicas introduzidas no modelo. Posteriormente será exposto o modo de construção do algoritmo.

### 3.4.1. Especificações técnicas

As especificações técnicas descrevem as informações relativas aos materiais e procedimentos de execução inseridos na construção do algoritmo. Estas contemplam um conjunto de diversas informações que incluem as categorias e estratégia de reparação, o modelo de falhas, o tempo de reparação, o tempo de logística e o tempo da missão. Para além das informações acima mencionadas, o conjunto de especificações técnicas contempla ainda a curva de potência da turbina, que será utilizada na obtenção da energia média anual gerada pela turbina.

#### 3.4.1.1. Modelo de falhas

De modo a proceder à avaliação do impacto das falhas nas despesas referentes às tarefas de O&M corretiva, será efetuado uma análise do modo e efeito de falha (FMEA<sup>3</sup>). Inicialmente serão definidos os elementos que podem originar falhas na produção de energia. Estes elementos poderão evidenciar distintos modos de falhas, com diversas probabilidades de ocorrência, a que corresponderão diferentes categorias de manutenção (CM).

Segundo Maples B. et al. (2013), Dewan A. (2014), Rademakers e Braam, (2002), Tavner et al. (2006), Wisselink e Winnemuller (2002) e Vallinga R (2002) o modelo de falhas associado à turbina *offshore* flutuante, presente na Tabela 1, apresenta a ocorrência de falhas que têm como consequência a inoperacionalidade total da turbina. De evidenciar o facto do modelo se referir apenas a falhas da turbina, não contemplando falhas inerentes à plataforma WindFloat e cabos elétricos. Como tal, os custos referentes às tarefas de O&M corretiva serão superiores aos conseguidos através do presente modelo.

Tabela 1 - Análise de modo e efeito de falha.

Nome dos componentes	Probabilidade de falha [%/ano]	Categoria de manutenção associada	Tempo médio de reparação [h]	Tempo médio de logística [h]
Caixa de velocidades	0,213	3	3	8
	0,013	2	10	48
	0,226	1	50	160
Gerador	0,065	3	3	8
	0,026	2	10	48
	0,039	1	50	160
Pá da turbina	0,014	3	3	8
	0,014	2	10	48
	0,041	1	50	160
	0,001	1	40	500
Mecanismo de passo	0,075	3	3	8
	0,075	2	10	48

<sup>3</sup> Do inglês Failure Mode and Effect Analysis, o FMEA consiste num estudo das potenciais falhas que podem ocorrer em qualquer parte de um sistema, de modo a determinar a sua influência sobre os demais componentes.

Sistema de controlo	0,105	3	3	8
	0,105	2	10	48
Sistema elétrico	0,243	3	3	8
	0,022	2	10	48
	0,005	1	50	160
Sistema de guinada	0,13	3	3	8
	0,068	2	10	48
	0,002	1	40	500
Travão mecânico	0,04	3	3	8
	0,01	2	10	48
Veio e rolamentos	0,001	3	3	8
	0,009	1	40	500

De salientar ainda o facto de não estar contemplado no modelo a utilização de peças sobressalentes, na medida em que a sua utilização dependerá do tipo de estratégia adotada por cada parque eólico, resultando na obtenção dos tempos de logística acima enunciados. A utilização de peças sobressalentes reduzirá o tempo de logística associado à preparação do material de substituição.

#### 3.4.1.2. Categorias de manutenção e estratégias de reparação

Relativamente às categorias de manutenção e estratégias de reparação introduzidas no código, optou-se pela utilização de um modelo mais simplificado comparativamente ao utilizado por Maples et al. (2013), Rademakers e Braam (2002) e Wayman et al. (2006). No entanto, o modo construção do código, possibilitará alterações relativas às categorias e estratégias de reparação, de um modo simples e prático. Foram definidas três tipos de categorias de manutenção:

- Categoria do tipo 1: Tarefas de O&M maiores, efetuadas *onshore*, para as quais é necessário transportar a turbina até terra;
- Categoria do tipo 2: Tarefas de O&M intermédias, efetuadas *offshore*, para as quais é necessário utilizar uma grua de modo a proceder à elevação de componentes, com um peso máximo de 950 kg;
- Categoria do tipo 3: Tarefas de O&M menores, efetuadas *offshore*, requerendo apenas pequenos, ou nenhuns, componentes de substituição.

A cada uma das categorias de manutenção, acima mencionadas, estará associado um tipo de veículo, cujas características se encontram na Tabela 2, bem como uma sequência e duração de ações e os tipos de janelas operacionais necessárias à efetivação das mesmas, segundo a Tabela 3.

Tabela 2 - Características operacionais para cada veículo.

Tipo de veículo	Velocidade de cruzeiro [km/h]	Velocidade de reboque <sup>4</sup> [km/h]	Tripulação média [nº de técnicos]	Dia de trabalho [horas]
AHTS	24	7,4	4.01	Até 24
Windcat	48	-	2.01	Até 10

Tabela 3 - Sequência de ações e janelas operacionais associados a cada categoria.

Categoria de Manutenção	Tipo de veículo	Sequência	Tarefa	Duração média [h]	Janela operacional	
					H <sub>s</sub> máxima [m]	U <sub>10</sub> máximo [m/s]
1	AHTS	1	Deslocação da tripulação à turbina	Velocidade de cruzeiro do navio × Distância ao parque	2,5	12
		2	Remover amarrações	24	0,9	10
		3	Arrastar a turbina até terra	Velocidade de arraste do navio × Distância ao parque	2,5	12
		4	Efetuar reparação da turbina	Tabela 1 tempo de reparação (3.3.1.1.)	-	-
		5	Transportar a turbina até ao parque	Velocidade de arraste do navio × Distância ao parque	2,5	12
		6	Amarrar a turbina de volta ao parque	24	0,9	10
		7	Deslocação da tripulação a terra	Velocidade de cruzeiro do navio × Distância ao parque	2,5	12
2	Windcat	1	Deslocação da tripulação à turbina.	Velocidade do barco × Distância ao parque	2.5	12
		2	Aceder à turbina	0,5	0,9	10
		3	Colocar componentes na plataforma	1	0,9	10
		4	Efetuar reparação da turbina	Tabela 1 tempo de reparação (3.3.1.1.)	0,9	10
		5	Deslocação da tripulação a terra	Velocidade do barco × Distância ao parque	2.5	12

<sup>4</sup> Velocidade do navio, quando este se encontra a rebocar a turbina eólica do parque até terra, ou vice-versa.

3	Windcat	1	Deslocação da tripulação à turbina.	Velocidade do barco × Distância ao parque	2,5	12
		2	Aceder à turbina	0,5	0,9	10
		3	Efetuar reparação da turbina	Tabela 1 tempo de reparação (3.3.1.1.)	0,9	10
		4	Deslocação da tripulação a terra	Velocidade do barco × Distância ao parque	2,5	12

Analisando a Tabela 3, poder-se-á inferir a duração da missão, para cada categoria de manutenção, através do somatório da duração de todas as tarefas de O&M.

De evidenciar o facto da reparação inerente às falhas da categoria de manutenção do tipo 1 se efetuar em terra, devido aos menores custos associados, como se poderá contatar no capítulo 7.

As categorias de manutenção presentes na Tabela 3 serão utilizadas juntamente com as informações obtidas nos capítulos 3.4.1.1 e 3.4.2, de modo a obter os custos referentes às tarefas de O&M corretiva.

### 3.4.1.3. Curva de potência da turbina

A curva de potência da turbina de 8 MW será utilizada no cálculo da energia média anual gerada pelo parque, que terá uma potência instalada de 24 MW. Cada turbina apresenta uma velocidade de arranque (cut-in) e uma velocidade de corte (cut-out) de 4 m/s e 25 m/s, respetivamente, funcionando à potência nominal a partir dos 12 m/s. O valor da energia será utilizado, juntamente com o preço de venda, de modo a obter não só as receitas geradas pela turbina, mas também as receitas perdidas pela não geração de energia causadas pelas falhas da turbina. O gráfico da Figura 14 apresenta a curva de potência da turbina utilizada no presente caso de estudo.

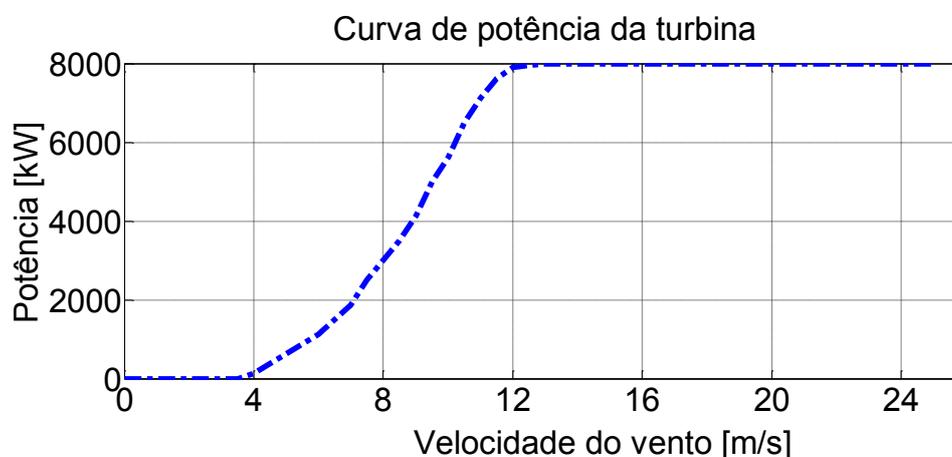


Figura 14- Curva de potência da turbina V164-8MW (retirado do catálogo Vestas).

### 3.4.2. Especificações económicas

As especificações económicas referem-se aos custos dos materiais, tripulação, veículos e demais valores necessários à construção e exploração do modelo. Estes valores, obtidos segundo Dalgic et al. (2013), Dinwoodie et al. (2013), Henderson et al. (2009), Rademakers e Braam (2002), Salo e Syru (2014) e Saygi (2011), constituem um fator determinante na obtenção dos custos relativos às despesas das tarefas de O&M corretiva.

As tabelas 4, 5 e 6 apresentam os valores económicos, necessários à completa caracterização das despesas de O&M corretiva de um parque eólico *offshore*.

Tabela 4 - Custos relativos aos materiais por falha.

<b>Categoria de manutenção</b>	<b>Custos médios dos materiais [% custo do investimento]</b>
1	0,03%
2	0,8 %
3	7 %

Tabela 5 - Custos relativos aos veículos.

<b>Tipo de veículo</b>	<b>Custos de MOB/DEMOB<sup>5</sup> [€]</b>	<b>Custo de aluguer [€/dia]</b>
AHTS	150 000	57 000
Windcat com grua	-	2 500
Windcat sem grua	-	2 000

Tabela 6 - Preço da tarifa, custo por técnico e custo de investimento.

<b>Valor da tarifa elétrica</b>	168 €/MWh
<b>Custo por técnico</b>	80 €/h
<b>Custo do investimento</b>	4 M€/MW

Relativamente ao valor da tarifa elétrica, esta foi definida em 168 €/MWh, segundo o Ministério da Economia e da Inovação (2007) e Castro-Santos et al. (2013), de modo a viabilizar o investimento efetuado, segundo Maples et al. (2013) e Myhr et al. (2014).

Os valores presentes na Figura 14 e nas tabelas 1 a 6 serão utilizados para a obtenção da energia produzida, do tempo de inoperacionalidade e das despesas de O&M corretiva, juntamente com os valores obtidos do modelo técnico.

<sup>5</sup> Custos de MOB/DEMOB relativos à mobilização do navio desde a sua origem e posterior desmobilização.

### 3.4.3. Procedimento de cálculo do modelo económico

O presente capítulo tem como função esclarecer o modo de funcionamento do modelo económico, dado a imensa quantidade de informação presente no mesmo.

No entanto, a elaboração do modelo económico pressupõem uma simplificação digna de registo:

- Os veículos estão sempre disponíveis no porto, i.e. não existirão situações onde o veículo estará a ser utilizado por outra turbina, nem existirão situações onde será necessário esperar a vinda do navio (AHTS) desde a sua origem, Norte da Europa, na medida em que o tempo de mobilização do navio, sensivelmente 120 horas, será menor do que o tempo de logística (capítulo 3.3.1.2.).

A esquematização presente na Figura 15 possibilita uma melhor compreensão do algoritmo do modelo económico, que efetua os seguintes passos:

- Associação de cada tipo de falha indicada na Tabela 1 a uma sequência de ação, apresentada na Tabela 3, segundo a sua categoria de manutenção, resultando no tempo de logística e duração da missão;
- Cálculo do tempo médio de espera por uma janela operacional, em função da duração da missão e dos resultados facultados pelo modelo técnico de O&M, obtendo-se o tempo de inoperacionalidade associado a cada falha;
- Cálculo das despesas resultantes de cada falha, com base nos valores das Tabelas 4 a 6, resultando nos custos com a tripulação, materiais e veículos;
- Introdução dos dados referentes à curva de potência da turbina e velocidade do vento à altura da nacelle, sensivelmente 80 metros acima da superfície do mar, de modo a efetuar o cálculo da energia média gerada por hora<sup>6</sup>, de acordo com a estatística dos últimos 21 anos de dados, bem como o cálculo da energia não produzida<sup>7</sup> devido ao tempo de inoperacionalidade da turbina<sup>8</sup>;
- Cálculo das receitas perdidas por não produção de energia através da multiplicação da energia não gerada pelo custo da tarifa, conforme a Tabela 6, resultando nas despesas totais relativas às tarefas de O&M corretiva, por falha;
- Cálculo da disponibilidade da turbina, obtida através da diferença do número de horas anuais e o tempo de inoperacionalidade, a dividir pelo número de horas anuais;
- Atribuição a cada tipo de falha da sua probabilidade de ocorrência, obtendo-se os custos médios anuais das mesmas;
- Cálculo das despesas médias anuais referentes a todas as tarefas de O&M corretiva, através da soma dos custos médios anuais inerentes a cada falha;

---

<sup>6</sup> O cálculo da energia média gerada por hora é efetuado admitindo uma disponibilidade de 100% da turbina, i.e. admitindo que não existem falhas.

<sup>7</sup> A energia (média) não produzida anualmente é obtida através da multiplicação do número de horas de inoperacionalidade pelo valor da energia média gerada por hora.

<sup>8</sup> Contempla o tempo de inoperacionalidade devido às tarefas de O&M preventiva.

- Cálculo da energia média anual gerada pela turbina, através da multiplicação da energia média gerada, pelo número médio de horas de disponibilidade da turbina;
- Sintetização da informação, obtendo o valor das despesas médias anuais em função da energia média anual gerada, em €/MWh.

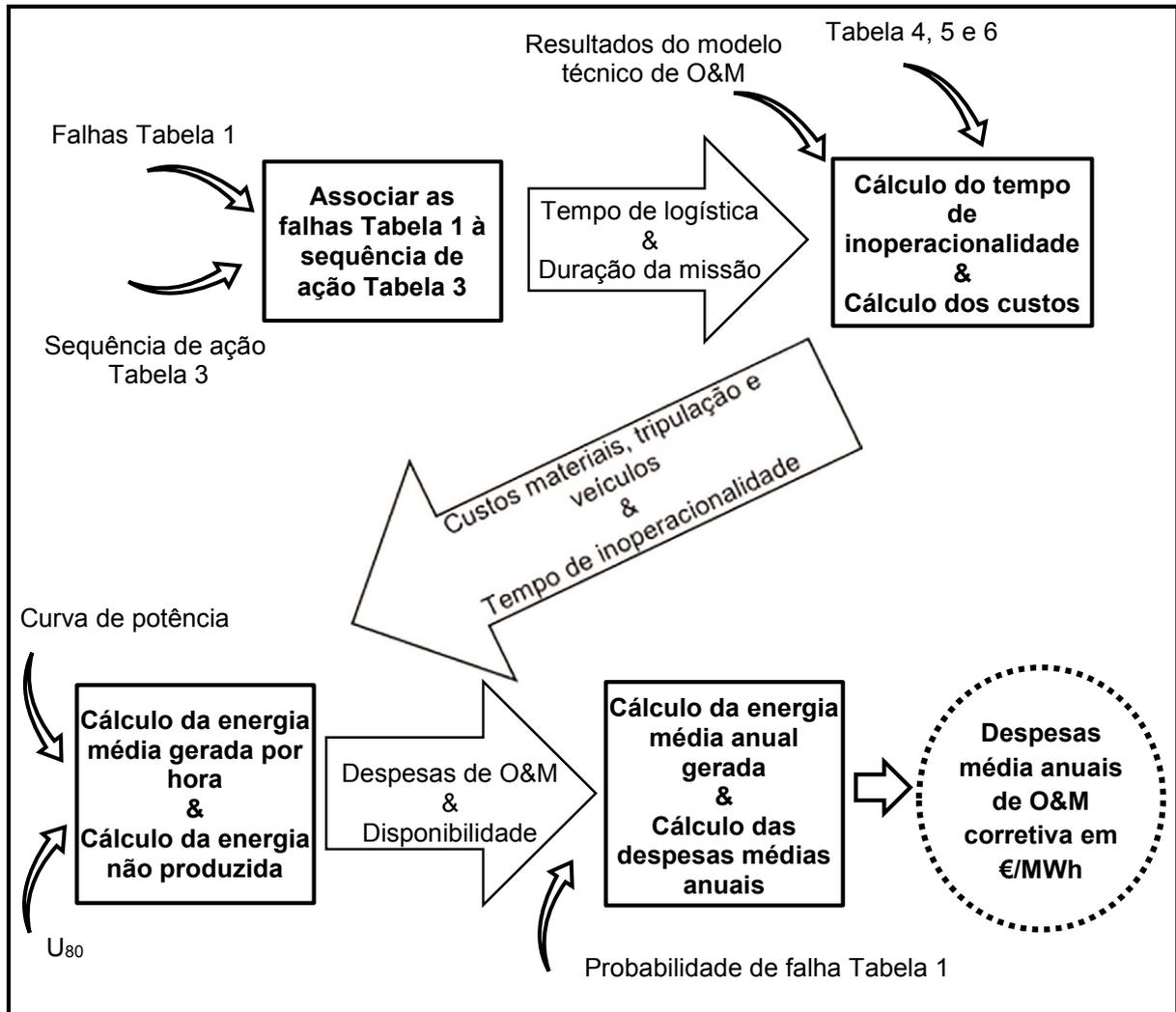


Figura 15- Esquematização do algoritmo presente no modelo económico.

## 4. Modelo técnico-económico de O&M preventiva

### 4.1. Estratégias de O&M preventiva

As tarefas de O&M preventiva são efetuadas num intervalo de tempo predeterminado ou obedecendo a critérios indicadores da integridade do material, cujo intuito visa minorar situações de indisponibilidade da turbina Bernard (2013). Relativamente ao modo de aplicação das tarefas de O&M preventiva, existem dois tipos de estratégias associadas, segundo Ahmad e Kamaruddin (2012) e Kumar e Maiti (2012):

- Manutenção baseada no tempo (TBM<sup>9</sup>), caracterizada por ser um tipo de manutenção preventiva efetuada segundo intervalos de tempo preestabelecidos, sem recorrer à monitorização prévia do equipamento. Este tipo de manutenção revela-se apropriada para situações onde a ocorrência de falhas esteja diretamente relacionada com o número de horas de utilização do equipamento, i.e. situações onde se possa estabelecer uma distribuição de probabilidades das falhas.
- Manutenção baseada nas condições (CBM<sup>10</sup>), consiste num tipo de manutenção preventiva baseada na performance e/ou na monitorização de parâmetros. Este tipo de manutenção abrange todas as estratégias de manutenção que envolvam inspeções ou equipamentos de diagnóstico. A CBM é um tipo de manutenção utilizada em situações onde a ocorrência de falhas não esteja diretamente relacionada com o número de horas de utilização e em situações onde a relação custo-benefício seja favorável à sua aplicação.

A avaliação das despesas inerentes às tarefas de O&M preventiva, do caso de estudo, será realizada através da utilização de uma estratégia de TBM. Envolvendo menores custos diretos<sup>11</sup> de O&M comparativamente à estratégia de CBM, na medida em que este tipo de estratégia de manutenção dispensa a utilização de mecanismos de monitorização. Não obstante, o futuro parque eólico *offshore* contemplará a instalação de somente três turbinas. Situação essa que poderá inviabilizar a utilização de uma estratégia de CBM, dado o volume de despesas referentes às tarefas de monitorização, que poderão exceder os 200 000 €/ano por turbina, segundo Maples et al. (2013) e Rademakers e Braam (2002).

De modo a efetivar a análise das despesas inerentes tarefas de O&M preventiva será necessário proceder à inclusão das suas especificações técnicoeconómicas. Posteriormente será aclarado o modo de obtenção do modelo técnico-económico de O&M preventiva.

---

<sup>9</sup> Do inglês Time Base Management.

<sup>10</sup> Do inglês Condition Base Management

<sup>11</sup> Custos relativos a tarefas de O&M necessárias à implementação deste tipo de manutenção. Como é exemplo o custo de monitorização. Não contemplando o custo de não produção de energia e substituição desnecessária de peças, que será maior.

## 4.2. Especificações técnicoeconómicas

As especificações técnicoeconómicas ilustram as informações relativas aos materiais e procedimentos de execução inseridos na construção do Modelo técnico-económico de O&M preventiva. Estas contemplam um conjunto de informações relativas às características da missão, custos dos materiais, tripulação e veículos, conforme consta na Tabela 7 segundo Dinwoodie et al. (2013), El-Thalji et al. (2009), Maples et al. (2013), Morthorst e Chancler (2004) e Walford (2006).

Tabela 7 - Especificações técnicoeconómicas.

<b>Duração média da missão</b>	28 horas
<b>Número médio de técnicos</b>	3,5 técnicos
<b>Tipo de barco</b>	Windcat
<b>Custo médio por técnico</b>	80 euros por hora
<b>Custo médio dos materiais</b>	16 500 euros
<b>Custo de aluguer do veículo</b>	2000 €/dia
<b>Acessibilidade do parque</b>	+ 25 %

Os valores presentes na Tabela 7 foram obtidos tendo em conta as seguintes especificações técnicas (Maples et al., 2013):

- Tempo de vida útil do parque de 20 anos;
- As tarefas de O&M serão efetuadas uma vez por ano, para cada turbina, com uma duração da missão de 24 horas, sendo esta efetuada por 3 técnicos, apresentando um custo de materiais de 12 500 €.
- De 5 em 5 anos, serão efetuadas tarefas de O&M preventiva maiores, para cada turbina, com uma duração da missão de 48 horas, sendo esta efetuada por 6 técnicos, apresentando um custo de materiais de 37 500 €;
- Materiais, veículos e tripulação necessários à realização destas tarefas não apresentam qualquer tempo de logística;
- Aos custos inerentes às tarefas de O&M preventiva, será contabilizado a acessibilidade ao parque, que acarretará um aumento de 25% dos custos de O&M corretiva.

Após a obtenção dos valores referentes às especificações técnicoeconómicas poder-se-á proceder à ilustração de obtenção do Modelo responsável pela obtenção das despesas referentes às tarefas de O&M preventiva, que será ilustrado no próximo capítulo.

De salientar o facto de se ter admitido que as tarefas de O&M preventiva não apresentam qualquer influência nas tarefas de O&M corretiva, e vice-versa. Situação que não espelha a realidade, na medida a realização de tarefas de O&M corretiva poderão ser sucedidas por tarefas de O&M preventiva.

#### 4.3. Modo de construção do Modelo técnico-económico de O&M preventiva

O cálculo das despesas médias anuais inerente às tarefas de O&M preventiva será realizado através da implementação de um modelo menos complexo, esquematizado na Figura 16, comparativamente ao modelo apresentado no capítulo 3.

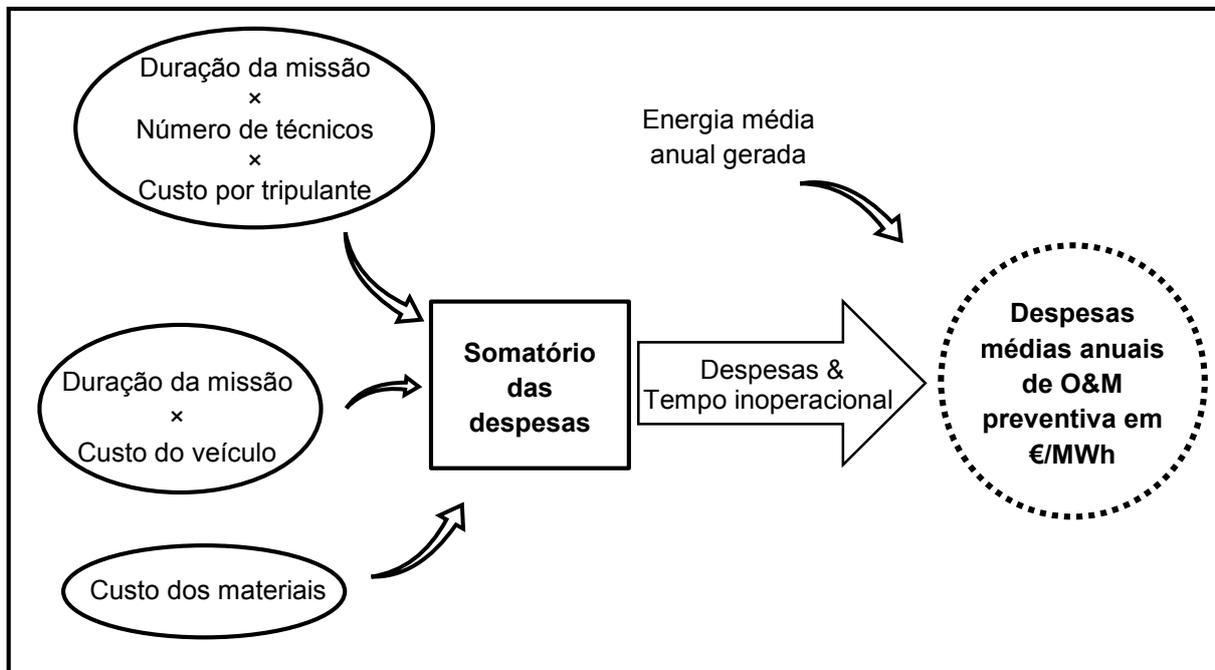


Figura 16 - Esquematização do Modelo técnico-económico de O&M preventiva.

As despesas relativas às tarefas de O&M preventiva podem ser repartidas em três tipos: as despesas referentes à tripulação, ao veículo de transporte e os custos de materiais. As despesas relativas à tripulação podem ser obtidas através da multiplicação da duração da missão, do número médio de técnicos e do custo por tripulante. Relativamente aos custos inerentes ao veículo, estes poderão ser obtidos através da multiplicação da duração da missão pelo custo de aluguer do navio.

Após o cálculo individual dos custos de O&M preventiva, o algoritmo efetua o somatório de todos os custos, devolvendo as despesas inerentes às tarefas de O&M preventiva e o tempo de não produção de energia, que será igual ao tempo de missão. Por último, o algoritmo recebe a energia média gerada, proveniente do Modelo técnico-económico de O&M corretivo, do capítulo 3, obtendo-se as despesas médias anuais de O&M preventiva em €/MWh.

## 5. Caraterização da zona de estudo

A localização do parque eólico é, a par das despesas de capital, o elemento com maior peso na rentabilização de um investimento eólico, na medida em que a sua localização influenciará a quantidade de energia produzida, bem como a acessibilidade do parque, tornando-se por isso fundamental a sua caraterização.

### 5.1. Localização do parque

A localização da zona de estudo, local onde será instalado o parque eólico, situa-se ao largo da costa de Viana de Castelo. O local é caraterizado por um forte recurso eólico e significativa agitação marítima, sendo esta última o maior obstáculo à realização das tarefas de O&M. Na Tabela 8 e Figura 17 é apresentada a localização da zona de estudo de um modo mais pormenorizado.

Tabela 8 - Caraterização da zona de estudo

Distância ao porto (km)	Profundidade (m)	Coordenadas	
		Latitude	Longitude
10	35	41° 42' 57.6'' N	-8° 57' 25.2'' W

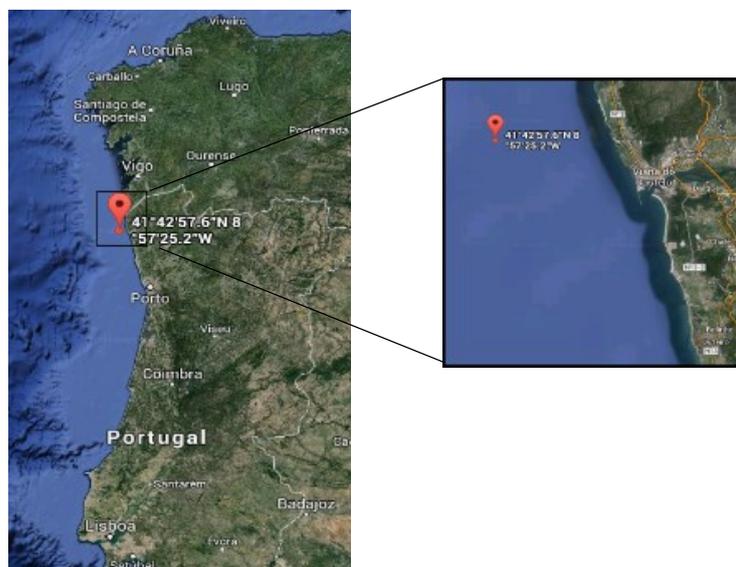


Figura 17- Localização da zona prevista para a implementação do parque.

A escolha do local para a instalação do parque deveu-se sobretudo ao seu forte recurso eólico, aliado à boa ligação à rede elétrica. Não obstante, esta é ainda uma zona razoavelmente perto da costa e com uma profundidade suficiente baixa de modo a proceder à instalação das amarrações de um

modo rentável, na medida em que os custos inerentes às amarrações aumentam com o aumento da profundidade do local de instalação do parque (Wang, 2010) (REN, 2009).

## 5.2. Características meteorológicas da zona de estudo

De modo a proceder à caracterização meteorológica da zona em estudo, foi necessário utilizar dados obtidos através de medições efetuadas no local ou em zonas adjacentes, que permitiram caracterizar as condições meteorológicas relevantes para a análise de janelas operacionais. Como tal, foi requisitado a entidades competentes os respetivos dados, já validados e calibrados.

### 5.2.1. Descrição dos dados climáticos

Os dados relativos ao recurso eólico serão utilizados não só para o cálculo da energia gerada pelas turbinas, mas também na análise das condições de acesso ao parque. Os valores referentes à direção e velocidade do vento a 10 metros acima da linha do mar ( $U_{10}$ ) foram requisitados à empresa BMT Argoss EU Shelf hindcast e facultados, pela mesma, em intervalos de 3 horas cobrindo um período de 21 anos (1992-2012), tratando-se de dados de modelos calibrados com dados de satélite. No entanto, a empresa BMT Argoss apenas forneceu a velocidade do vento a 10 metros acima da linha do mar, tais dados não poderão ser utilizados no cálculo da energia gerada pela turbina, na medida em que a altura da nacelle é de sensivelmente 80 metros. Foi por isso, necessário proceder à extrapolação dos valores para a altura a que está a nacelle, utilizando uma estimativa da forma do perfil de velocidades do vento na camada limite atmosférica no local.

Para se proceder à extrapolação acima mencionada será utilizada a lei logarítmica de Prandtl alterada conforme consta em Castro R. (2011):

$$\frac{U(Z)}{U(Z_R)} = \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_R}{Z_0}\right)} \quad (1)$$

onde:

$U(Z)$  – Velocidade do vento à altura pretendida [m/s];

$U(Z_R)$  – Velocidade do vento à altura de referência [m/s];

$Z$  – Altura a que se pretende obter a velocidade do vento [m], neste caso 80 m;

$Z_R$  – Altura de referência [m], neste caso 10 m;

$Z_0$  – Comprimento característico da rugosidade do solo [m].

Variando o comprimento característico da rugosidade do mar entre  $2 \times 10^{-4}$  e  $3 \times 10^{-4}$  metros, admitiu-se o valor de  $3 \times 10^{-4}$  metros para a presente dissertação (Castro R., 2011), por se tratar duma zona oceânica com forte agitação marítima.

Relativamente às características da agitação marítima, estas serão utilizadas exclusivamente como fator limitativo de acesso ao parque. Os valores referentes à direção e altura de onda ( $H_s$ ) também

foram requeridos à empresa BMT Argoss e facultados, pela mesma, em intervalos de três horas cobrindo um período de 21 anos (1992-2012).

### 5.2.2. Caracterização meteorológica da zona de estudo

A caracterização meteorológica da zona de estudo será realizada procedendo à análise dos dados meteorológicos acima mencionados. Como tal, serão utilizadas ferramentas estatísticas desenvolvidas em MATLAB, de modo a obter uma melhor percepção das características do local. Tais ferramentas incluem:

- Um resumo das características meteorológicas básicas;
- Distribuição de probabilidade, de modo a obter facilmente a probabilidade de uma ocorrência.
- Histogramas, de modo a obter uma representação gráfica dos dados;
- Diagramas de caixa, utilizados no Capítulo 6 cujas especificações se encontram no anexo B, de modo a interpretar a variação associada à sazonalidade.

Um resumo das características da velocidade do vento e da altura de onda, presente na Tabela 9, constitui um bom mote para iniciar análise das características meteorológicas da zona.

Tabela 9 - Resumo das características meteorológicas ao longo dos 21 anos de dados.

	$U_{80}$ [m/s]	$U_{10}$ [m/s]	Hs [m]
<b>Máxima</b>	30,33	25,28	13,21
<b>Média</b>	8,20	6,84	2,40
<b>Mínima</b>	0,88	0,73	0,15
<b>Desvio padrão</b>	3,88	3,23	1,48

Analisando a Tabela 9 torna-se claro o forte recurso eólico presente na zona de estudo, com uma velocidade média do vento a 80 metros de altura ( $\bar{U}_{80}$ ) de 8,15 m/s, e de 6,84 m/s a 10 metros de altura, o que seria espectável, na medida em que uma das razões que levou à escolha do local para instalação do parque eólico foi a sua forte intensidade eólica. Este local apresenta também uma forte agitação marítima, evidenciada por uma altura significativa<sup>12</sup> média ( $\bar{H}_s$ ) de 2,4 metros. Como referido, a elevada agitação marítima local representa apenas um obstáculo de acesso ao parque, na medida em que este projeto não contemplará um sistema de aproveitamento de energia das ondas. Como tal, seria desejável que a altura de onda fosse a mais baixa possível.

Procedendo à comparação das características meteorológicas da zona de estudo com as características meteorológicas de uma zona mais favorável à produção de energia eólica *offshore*, como é o caso da zona NL7, localizada no mar do norte, verifica-se que esta apresenta uma ( $\bar{U}_{80}$ ) de 9 m/s e ( $\bar{H}_s$ ) de 1,2 m. Constata-se, assim, que a zona NL7 apresenta melhores condições para a produção de

<sup>12</sup> A altura significativa corresponde aproximadamente à média da altura do terço de ondas de maior altura (distância vertical entre uma cava e a crista seguinte).

energia do que zona de estudo, não só seu pelo seu maior recurso eólico, mas principalmente, por uma menor agitação marítima média, o que permitirá reduzir os custos inerentes às tarefas de O&M, na medida em que apresentará maiores níveis de acessibilidade (Mork et al, 2010).

Como mencionado em Silva (2011) e segundo Yilmaz (2008), uma das melhores distribuições estatísticas standard para representar a distribuição da velocidade do vento é a distribuição de Weibull, cuja caracterização se encontra no anexo C. Segundo Holthuijsen (2007), a distribuição de Rayleigh, cuja caracterização também se encontra no anexo C, constitui uma das melhores distribuições para a representação da distribuição da altura de onda. No entanto, e segundo Petry e Mattuella (2007), a distribuição de Rayleigh constitui um caso particular da distribuição de Weibull, concluindo-se que esta última poderá ser utilizada de forma satisfatória para a obtenção das distribuições da velocidade do vento e altura de onda.

As figuras 18, 19 e 20 representam os dados relativos ao recurso eólico e juntamente com a Tabela 9 possibilitam uma boa compreensão das características do local em estudo do ponto de vista do recurso eólico.

Analisando as figuras torna-se evidente a predominância do recurso eólico proveniente de norte, apesar dos regimes de vento mais energéticos serem predominantes de sul. O local apresenta uma velocidade do vento mais frequente entre os 4 m/s e os 7 m/s. Através da função distribuição acumulada conclui-se que a acessibilidade do parque será poucas vezes limitada pela velocidade do vento. A probabilidade de ocorrência de velocidades do vento superiores ao limite de acessibilidade do parque (Tabela 10), nomeadamente 10 m/s e 12 m/s será de 17% e 10%, respetivamente. Conclui-se ainda que a velocidade média anual manter-se-á sensivelmente constante ao longo do ano, não sofrendo grande influência sazonal.

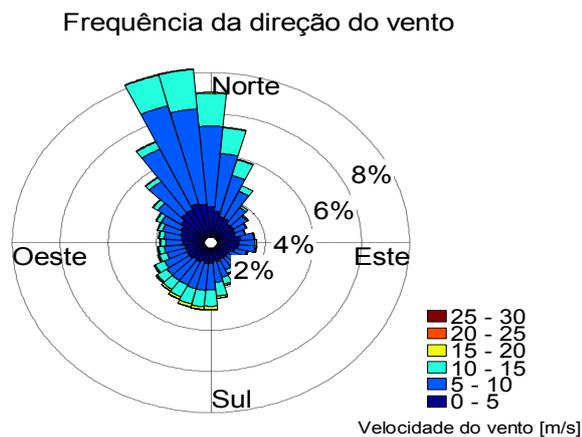


Figura 18- Histogramas referentes à velocidade e direção do vento.

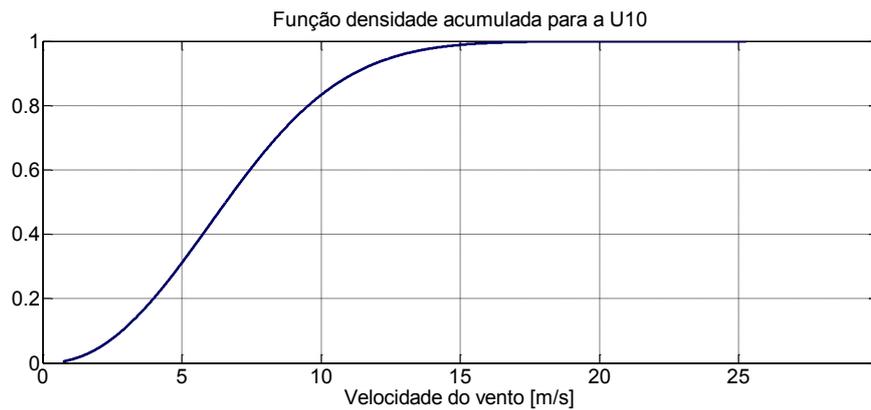
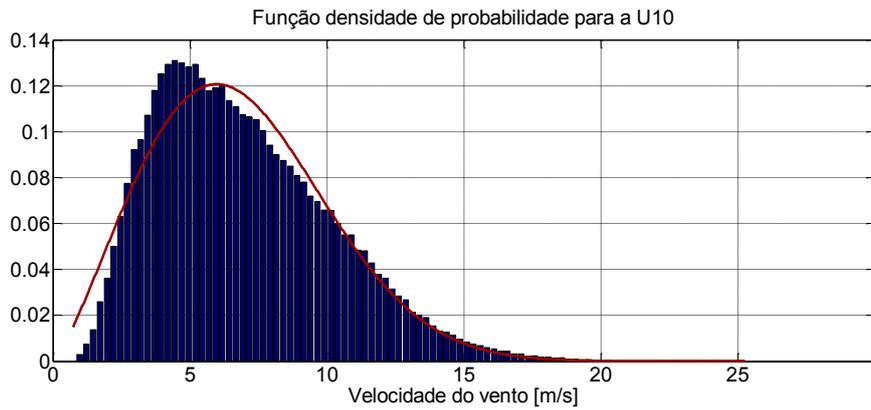


Figura 19 - Distribuição de Weibull referente à velocidade do vento ( $\lambda = 7,7396$ ,  $k = 2,2347$ ).

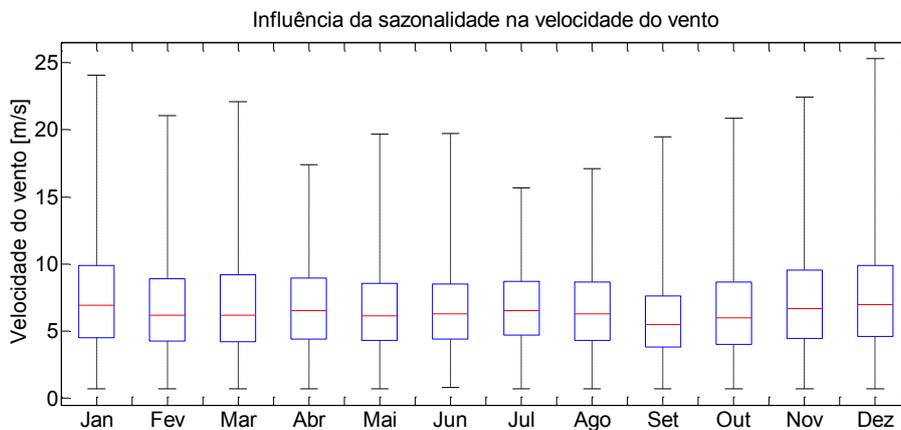


Figura 20 - Influência da sazonalidade na velocidade do vento a 10 metros.

As figuras 21, 22 e 23 apresentam os dados relativos à agitação marítima e juntamente com a Tabela 9 possibilitam uma boa compreensão das suas características.

Da análise das figuras transparece a predominância a Noroeste da incidência das ondas, da quase ausência de incidência a Sudoeste e, como seria de esperar, da ausência de incidência de ondas a Este. O local apresenta uma altura de onda mais frequente entre os 0,75 m e os 2,5 m.

A altura de onda será o principal fator que dificultará o acesso ao parque, como será confirmado no Capítulo 8, na medida em que a probabilidade de obtenção de alturas de onda superiores às

restritivas para o acesso ao parque (Tabela 10), será de 90% e 55%, respectivamente. Relativamente à variação com a sazonalidade, a Figura 23 permite concluir que a agitação marítima é fortemente afetada, apresentando valores mais elevados no inverno e menores no verão, sendo este um dos fatores que ajudam a explicar a baixa acessibilidade do parque ao longo do 1º e 4º trimestre.

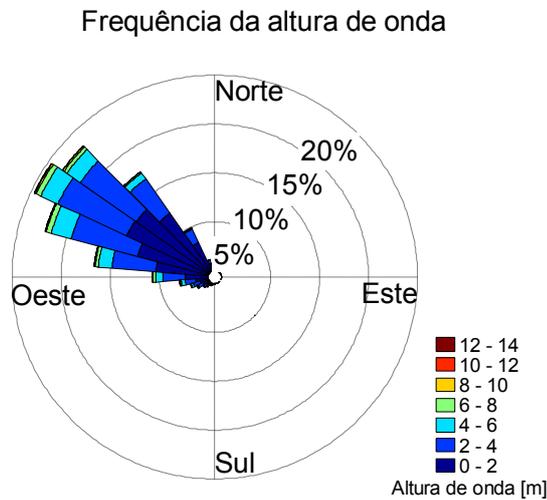


Figura 21 – Histograma referente à frequência de direção e altura de onda.

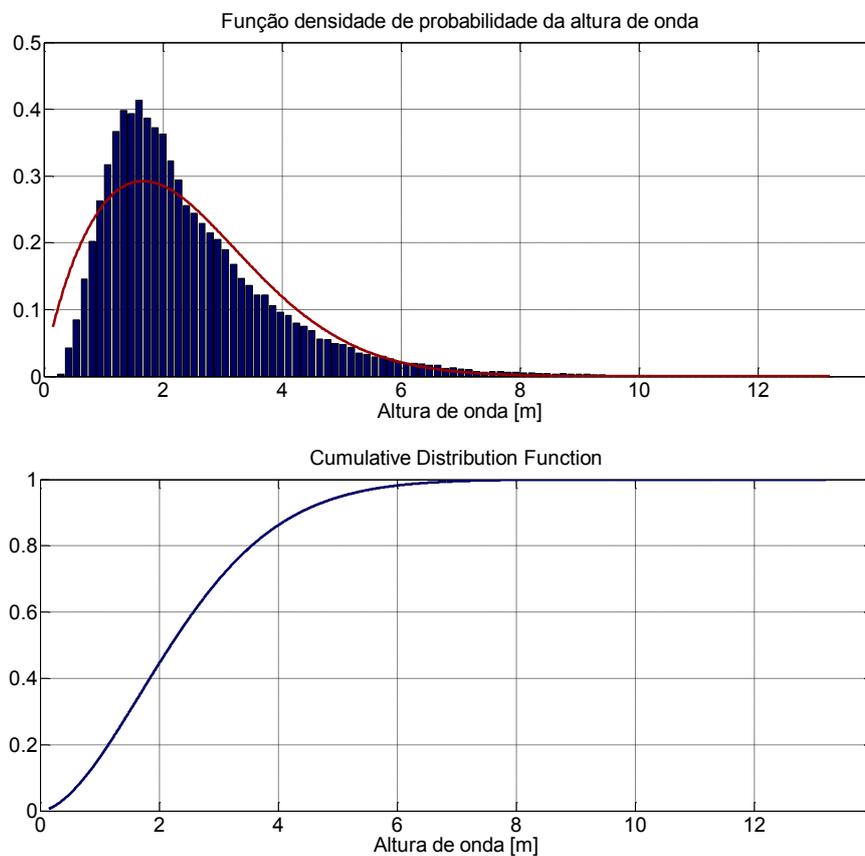


Figura 22 - Distribuição de Weibull da altura de onda ( $\lambda = 2,7079$ ,  $k = 1,7465$ ).

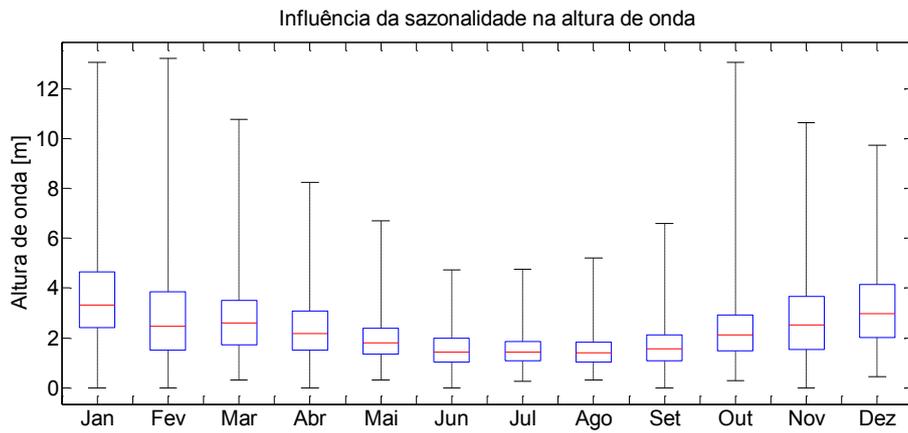


Figura 23 - Influência da sazonalidade na altura de onda.

O conjunto de figuras presentes neste subcapítulo constituem um bom mote para iniciar a análise de janelas operacionais, na medida em que foram apresentados os valores referentes ao recurso eólico e agitação marítima, bem como a sua dependência da sazonalidade.

## 6. Janelas Operacionais

### 6.1. Obtenção da janela operacional e modelo utilizado

Na conjuntura eólica *offshore*, define-se janelas operacionais como a ocorrência de condições meteorológicas que permitem o acesso da tripulação ao parque eólico de modo a proceder às operações técnicas de O&M e posterior retorno da tripulação a terra, i.e. a duração da janela operacional deverá ser igual ou superior à duração da missão, como representa o esquema da Figura 24. Conclui-se que a percentagem de tempo em que o parque pode ser acedido (acessibilidade) terá um impacto capital nos custos referentes às tarefas de O&M do parque.

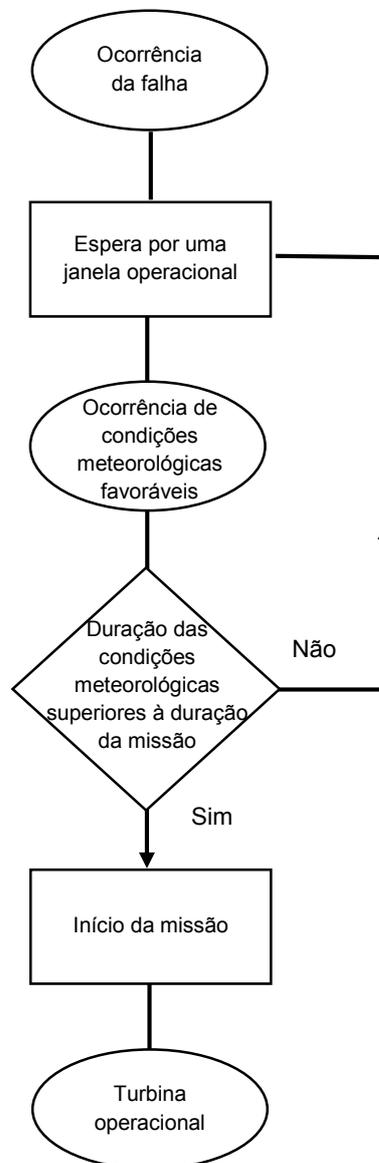


Figura 24 - Esquema ilustrativo da obtenção de uma janela operacional.

De modo a reduzir os custos inerentes às tarefas de O&M podem ser utilizados dois modelos distintos, mas complementares:

- O modelo passivo, corresponde ao trabalho efetuado nesta dissertação. Onde se efetua a recolha de dados meteorológicos em anos precedentes à instalação do parque num período mínimo de 5 a 10 anos segundo Veritas (2011). Com os dados meteorológicos obtidos, calcula-se a frequência e ocorrência de janelas operacionais para diferentes tipos de operações, analisando o seu impacto nas despesas de O&M. Este consiste numa abordagem amplamente utilizada em fases de projeto, permitindo a definição de estratégias de O&M, bem como a obtenção das despesas derivadas dessa atividade.
- O modelo de apoio à decisão, que utiliza as previsões meteorológicas e a informação estatística acima referida, como referido em Dinwoodie et al. (2013) e Scheu et al. (2012). Esta abordagem beneficia do facto de se utilizarem previsões meteorológicas que, apesar de não serem viáveis a 100%, apresentam um maior grau de confiança comparativamente à utilização de dados meteorológicos de anos precedentes. Ao contrário da abordagem acima mencionada, esta abordagem será utilizada pelos técnicos responsáveis da gestão do parque ao longo do tempo de vida útil do projeto, constituindo um modelo de apoio para as suas decisões.

O tamanho e frequência de ocorrência das janelas operacionais não dependerão somente das condições meteorológicas, mas sim da conjugação desse fator com o tipo de tarefa de O&M realizada. Para cada tipo de tarefa de O&M está associado um conjunto de limitações, que na presente dissertação são relativas à velocidade do vento e altura de onda.

Apesar da análise detalhada do caráter técnico das tarefas de O&M se encontrar fora do âmbito da dissertação, é importante fazer uma breve referência às características das tarefas de O&M. Segundo Rademakers e Braam (2002) podem ser definidos dois tipos de condições operação (OC) relativas às tarefas de O&M:

- Condições de operação do tipo 1: Utilizada em tarefas de O&M menores, que podem ser realizadas no local com recurso a um barco do tipo CTV<sup>13</sup>, por exemplo o Windcat;
- Condições de operação do tipo 2: Utilizada em tarefas de O&M maiores, que terão de ser efetuadas *onshore*. Neste caso a turbina terá de ser arrastada para terra com recurso a um navio de grande porte, por exemplo um *anchor handling tug supply vessel* (AHTS).

A presente dissertação apenas considerou como fator limitativo de acessibilidade ao parque a  $H_s$  e a  $U_{10}$ . No entanto existem outros fatores que poderão influenciar a acessibilidade do parque, como por exemplo o período de onda, o nevoeiro e a iluminação natural. Como tal, e para cada tipo de condições operacionais está associada uma janela operacional, cujas condições estão expressas na Tabela 3 (Braam e Ercen, 2005) (Maples et al., 2013) (Westwood, 2013).

---

<sup>13</sup> Do inglês Crew Transfer Vessel, caracterizado por ser um tipo barco de serviços utilizado na manutenção de parques eólicos offshore.

Tabela 10 - Janela operacional para cada tipo de condição de operação.

Condição de operação	Janela operacional	
	H <sub>s</sub> máximo [m]	U <sub>10</sub> máxima [m/s]
# 1	0,9	10
# 2	2,5	12

Pela Tabela 3, constata-se que as condições operacionais do tipo 1 e do tipo 2 apresentam diferentes níveis de exigência, o que resultará em diferentes graus de acessibilidade ao parque, distintos números de janelas operacionais e de tempos de espera para que ocorra uma janela operacional, como se constatará nas secções 6.2 a 6.4.

## 6.2. Cálculo da acessibilidade

Em seguida são apresentados os resultados da acessibilidade para as condições de operação acima mencionadas. Os cálculos foram realizados com base nos dados meteorológicos analisados na secção 5.2.2, que contemplam um período de 21 anos de dados com um intervalo de 1 hora, após a interpolação. Estes resultados proporcionarão uma melhor compreensão quanto à frequência de ocorrência de condições favoráveis à condução das tarefas de O&M. No entanto, é de salientar que o valor da acessibilidade presente neste capítulo foi calculada para janelas operacionais (duração da missão) de 1 hora, o que significa que o valor de acessibilidade para uma qualquer missão será menor, na medida em que, as tarefas de O&M requerem janelas operacionais, por norma, superiores a 1 hora. Este aspeto, i.e. a influência da duração da janela operacional, será analisado na secção 6.3.

### 6.2.1. Acessibilidade para as condições de operação #1

O acesso ao parque, de modo a realizar as tarefas de O&M inerentes às condições de operação do tipo 1, i.e. tarefas O&M menores, está limitado pela obtenção de uma janela operacional caracterizada por uma H<sub>s</sub> máxima de 0,9 m e uma U<sub>10</sub> máxima de 10 m/s e é ilustrado pelas figuras 25 a 27.

Nos últimos 21 anos e para a janela operacional mencionada, o parque apresenta uma acessibilidade média de, sensivelmente, 8% como se vê na Figura 25. No entanto e segundo a Figura 26, o valor da acessibilidade média aumenta para, sensivelmente, 16% no 3º trimestre do ano e diminui para, sensivelmente, 3% no 1º trimestre. Relativamente à acessibilidade mensal, e segundo a Figura 27, o mês que apresenta menores valores de acessibilidade é o mês de Janeiro com uma acessibilidade média de 2%, sendo pelo contrário o mês de Agosto o que apresenta uma acessibilidade média mais elevada, de 16%.

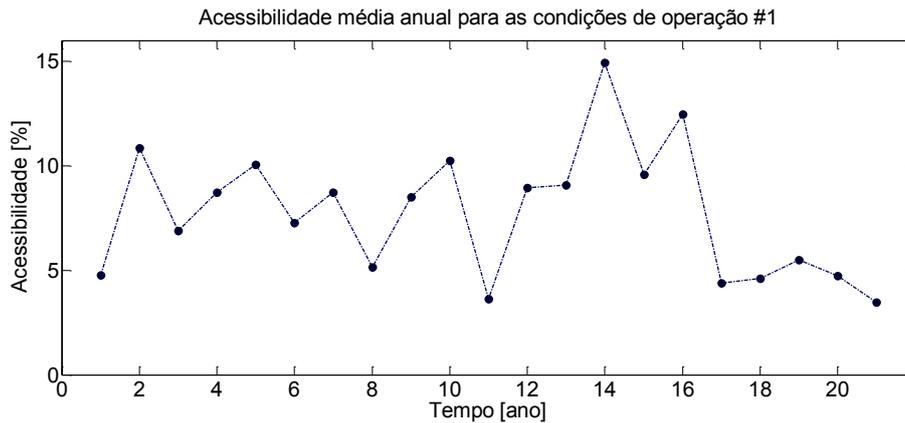


Figura 25 - Acessibilidade média anual para as condições de operação #1.

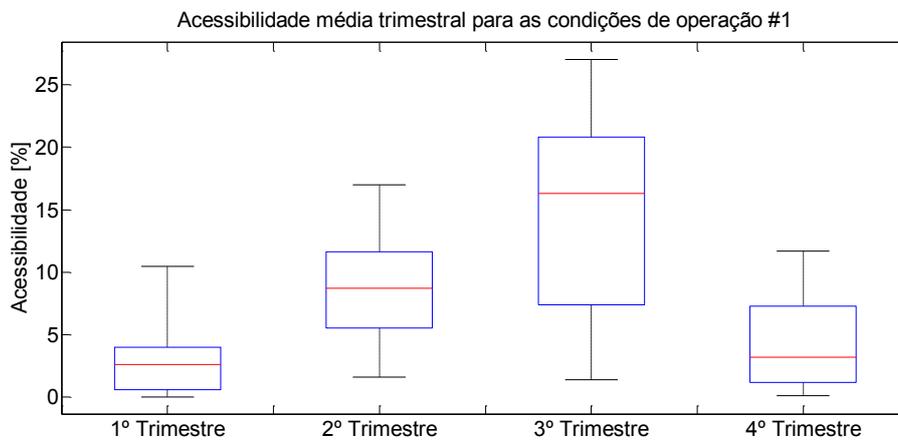


Figura 26 - Acessibilidade média, percentil 25, percentil 75, valor máximo e mínimo trimestral para as condições de operação #1.

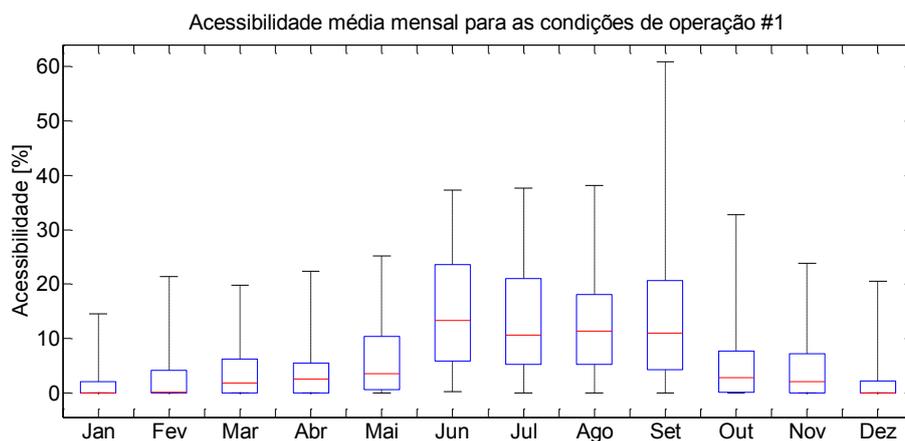


Figura 27 - Acessibilidade média mensal para as condições de operação #1.

### 6.2.2. Acessibilidade para as condições de operação #2

As condições de operação do tipo 2, relativa a tarefas de O&M maiores, necessitam de uma janela operacional menos exigente comparativamente com as condições de operação do tipo 1, sendo limitados por valores máximos de  $H_s$  e  $U_{10}$  de 2,5 m e de 10 m/s, respetivamente. Como tal, será de

esperar a obtenção de valores de acessibilidade superiores aos obtidos para as condições de operação do tipo 1, como ilustram os gráficos presentes nas figuras 28 a 30.

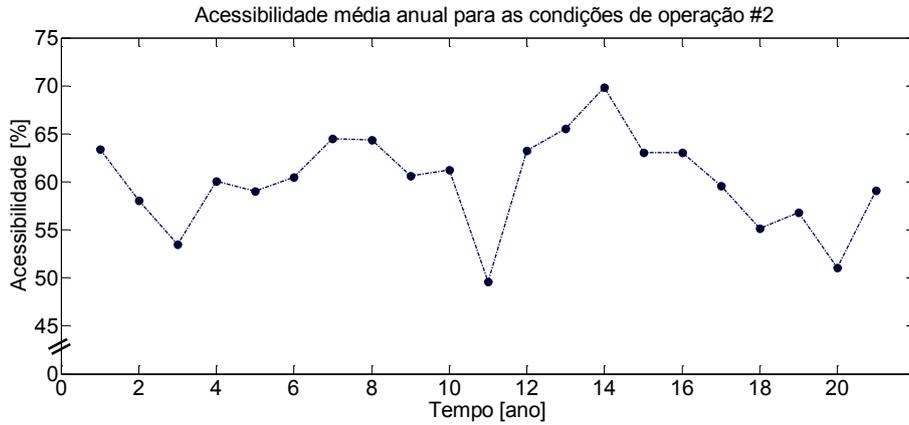


Figura 28- Acessibilidade média anual para as condições de operação #2.

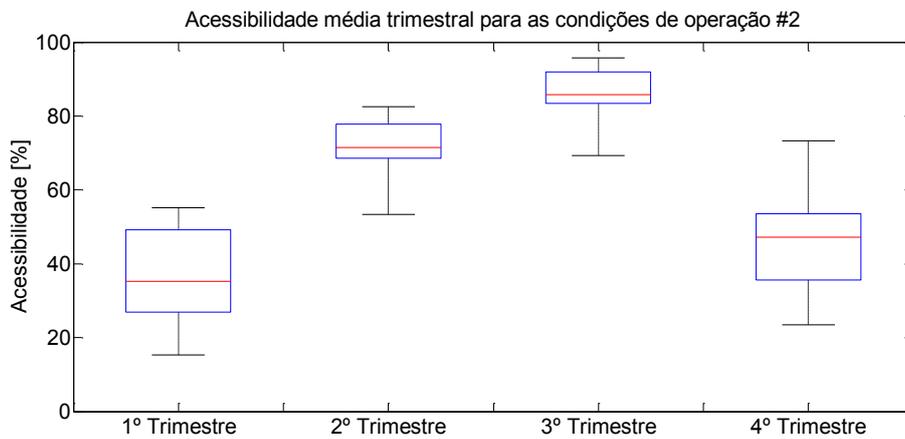


Figura 29 - Acessibilidade média, percentil 25, percentil 75, valor máximo e mínimo trimestral para as condições de operação #2.

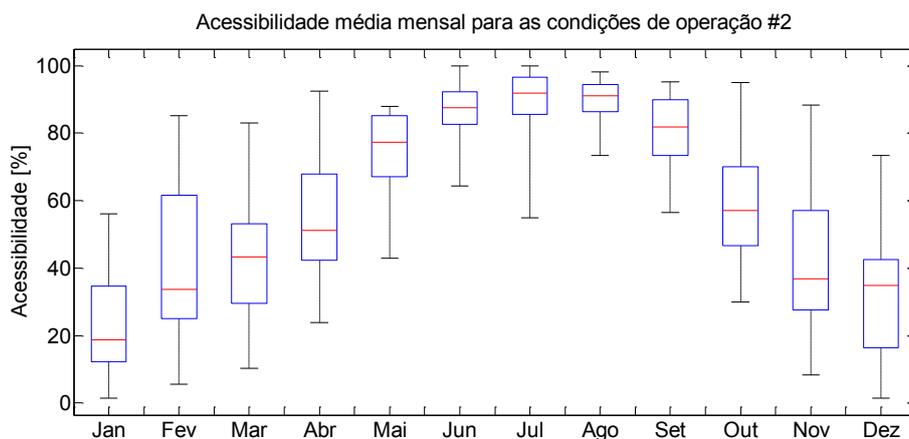


Figura 30 - Acessibilidade média mensal para as condições de operação #2.

O cenário de maior acessibilidade das condições de operação do tipo 2 confirma-se através da Figura 28, a qual apresenta uma acessibilidade média, ao longo dos 21 anos, de sensivelmente 54%.

Este valor diminuí para os 33% de acessibilidade média durante o 1º trimestre do ano, atingindo valores mais elevados no 3º trimestre com a acessibilidade média a rondar os 79%, segundo a Figura 29. Relativamente à acessibilidade mensal e segundo a Figura 30, o mês que apresenta os maiores valores de acessibilidade é o mês de Agosto, com uma acessibilidade média mensal superior a 79%. No sentido inverso, o mês que apresenta menores valores médios de acessibilidade é o mês de Janeiro, com uma acessibilidade média mensal de 21%.

### 6.3. Número médio anual de janelas operacionais em função da sua duração

A secção anterior possibilitou uma melhor compreensão da forma como a exigência da janela operacional afeta a acessibilidade ao parque, bem como a sua variação com a sazonalidade. No entanto a secção anterior não aborda a influência da duração da missão na acessibilidade ao parque, na medida em que os valores de acessibilidade foram calculados para janelas operacionais de 1 hora. O objetivo da presente secção consiste em colmatar essa lacuna, com a apresentação do número médio anual de janelas operacionais em função da sua duração, lembrando que a duração da janela operacional deverá ser igual ou superior à duração da missão.

Os valores presentes nas figuras 31 e 32 apresentam o número médio anual de janelas operacionais, para as condições operacionais do tipo 1 e do tipo 2, respetivamente, em função da sua duração. No entanto, é de salientar o critério utilizado para o cálculo do número de janelas operacionais, em que, por exemplo, uma janela operacional de 6 horas contempla duas janelas operacionais de 3 horas. É também ilustrada a influência da sazonalidade na ocorrência de uma janela operacional.

A análise das figuras 31 e 32 permite a obtenção de conclusões que seriam impossíveis de retirar da análise das figuras da secção 6.2, nomeadamente, a forte influência da duração da missão na obtenção do número de janelas operacionais, na medida em que, para as condições de operação do tipo 1 o aumento da duração da janela operacional de 3 horas para 6 horas acarreta uma diminuição do número médio de janelas operacionais anuais de 218 para 102.

Apesar de facultar informações relativas ao número de janelas operacionais em função da sua duração, as figuras 31 e 32 não contemplam qualquer informação relativa ao tempo de espera que precede o aparecimento de uma janela operacional. Essa informação será prestada na secção 6.4.

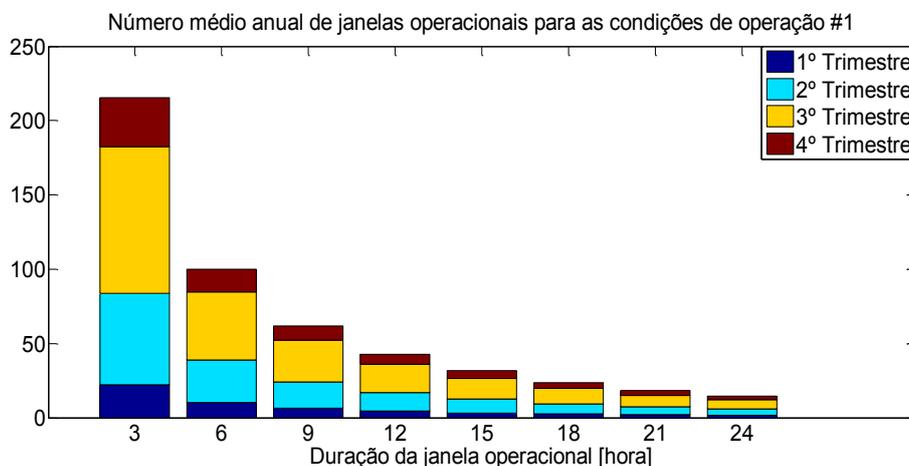


Figura 31 - Número de janelas operacionais em função da sua duração para as condições de operação do tipo 1.

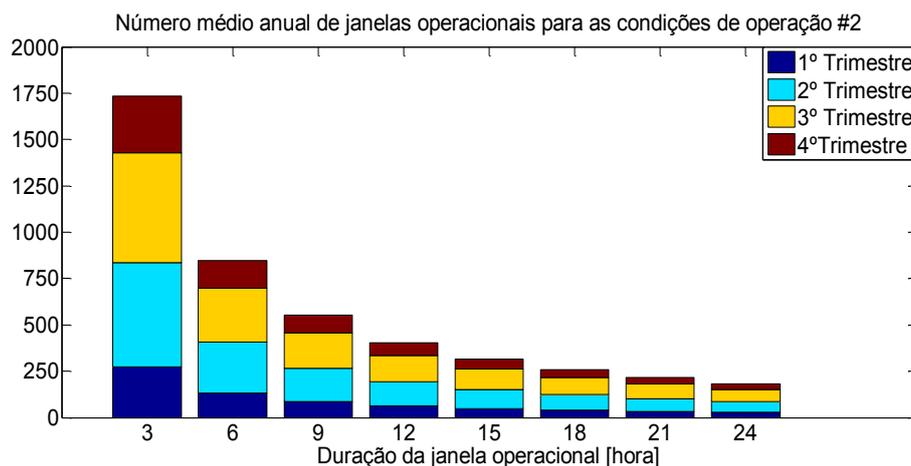


Figura 32- Número de janelas operacionais em função da sua duração para as condições de operação do tipo 2.

#### 6.4. Tempo de espera em função da duração da missão

O tempo de espera por uma janela operacional está associado à acessibilidade do parque, na medida em que uma baixa acessibilidade origina um tempo de espera médio maior e vice-versa. Este fator será determinante no custo das tarefas de O&M, na medida em que um elevado tempo de espera originará maiores custos relativos aos meios de transporte, bem como uma maior quantidade de energia não produzida, quando a turbina se encontra inoperacional e existe recurso eólico para tal.

As figuras 33 a 34 ilustram a variação do tempo de espera em função do tempo de duração da missão para as condições operacionais do tipo 1 e do tipo 2, respetivamente. Este tipo de informação não será tão relevante para realização de tarefas de O&M preventivas, na medida em que este tipo de operações são efetuadas nos períodos de maior abundância de janelas operacionais, que no presente caso ocorre no 2º e 3º trimestre, acarretando tempos de espera menores do que os apresentados. No entanto, esta será uma informação crucial para a efetivação de tarefas de O&M corretiva, na medida em que, estes tipos de manutenções são efetuadas sempre que exista uma falha inesperada na turbina.

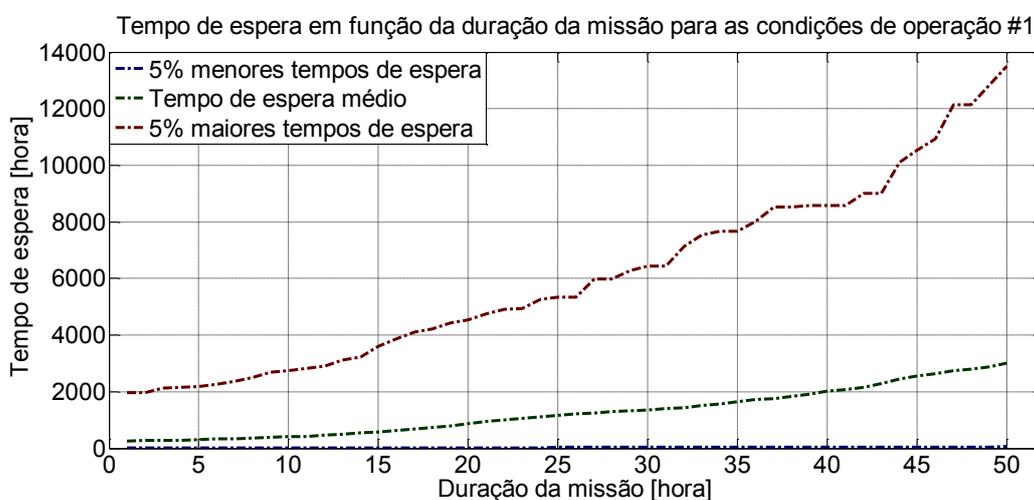


Figura 33 - Tempo de espera em função da duração da missão para as OC #1.



Figura 34 - Tempo de espera em função da duração da missão para as OC #2.

Analisando as figuras conclui-se que as condições de operação do tipo 1 apresenta tempos de espera por janelas operacionais superiores às condições de operação do tipo 2, onde, por exemplo, o tempo de espera por uma janela operacional de 20 horas para operações do tipo 1 é de, em média, 865 horas contra 102 horas para operações do tipo 2, sendo esta uma situação expectável, na medida em que as condições de operação do tipo 1 requerem janelas operacionais mais exigentes do que as condições de operação do tipo 2.

## 7. Análise técnico-económica do caso de estudo

No presente capítulo será efetuada a análise técnico-económica referente ao caso de estudo, cujas características foram descritas ao longo dos capítulos 5 e 6. Desta análise resultará valores capitais à viabilização de investimentos em parque eólicos *offshore*, nomeadamente a energia média produzida anualmente pelo parque, as despesas referentes às tarefas de O&M e o valor atual líquido VAL associado ao investimento.

A tabela 11 apresenta os valores médios anuais, por turbina, do seu tempo de inoperacionalidade, disponibilidade, fator de utilização, energia perdida, despesas relativas às tarefas de O&M e energia gerada.

Tabela 11 – Caracterização técnico-económica anual relativa às tarefas de O&M, por turbina.

	Tarefas de O&M corretiva	Tarefas de O&M preventiva	Total
<b>Tempo de inoperacionalidade [h]</b>			
Tempo de logística	49,6	0,0	49,6
Tempo de espera	714,5	7,0	721,5
Tempo de deslocações	6,5	0,6	7,1
Tempo de reparação	18,8	27,4	46,2
<b>Total</b>	<b>789,4</b>	<b>35,0</b>	<b>824,4</b>
<b>Disponibilidade [%]</b>	<b>91,0</b>	<b>99,6</b>	<b>90,6</b>
<b>Fator de utilização<sup>14</sup> [%]</b>	<b>37,5</b>	<b>41,1</b>	<b>37,3</b>
<b>Energia não gerada [MWh]</b>	<b>2 602,6</b>	<b>115,4</b>	<b>2 718</b>
<b>Despesas [€]</b>			
Despesas com materiais	47 055	16 500	63 555
Despesas com tripulação	2 202	7 840	10 042
Despesas com veículos	69 333	4 000	73 333
Receitas perdidas	437 263	19 389	456 652
<b>Total</b>	<b>555 853</b>	<b>47 729</b>	<b>603 582</b>
<b>Energia gerada [MWh]</b>		<b>26 187</b>	

Com a obtenção dos valores referentes às tarefas de O&M, por turbina, será possível efetuar a análise de desempenho do futuro parque eólico, ilustrado pela tabela 12, onde se obterão as receitas auferidas pela venda de energia e as despesas inerentes às tarefas de O&M.

<sup>14</sup> Caracterizado pelo rácio entre a energia produzida sobre a energia que poderia ser produzida dada a potência instalada.

Tabela 12 - Caracterização técnico-económica anual do parque.

<b>Energia [MWh]</b>	
Energia não gerada	8 155
Energia gerada	78 561
<b>Balanço [€]</b>	
Despesas	1 810 740
Receitas brutas	14 568 300
Receitas líquidas antes de impostos	12 757 560
<b>Despesas de O&amp;M [€/MWh]</b>	23,05

Analisando as tabelas 11 e 12 observam-se alguns factos dignos de registo, nomeadamente o valor da disponibilidade do parque, de 90,6%, semelhante ao enunciado pela European Environment Agency (2009) e obtido por Asgarpour e Pieterman (2014). No entanto, e como já fora referido, o valor da disponibilidade real do parque será menor, na medida em que apenas se considerou como elemento limitador de acessibilidade a altura de onda e a velocidade do vento, aliado à não contabilização de falhas inerentes à plataforma flutuante e cabos elétricos.

Relativamente ao fator de utilização médio anual do parque, de 37,3%, este encontra-se dentro dos valores obtidos por vários parques eólicos *offshore* na Europa, segundo Kaldellis e Kapsali (2013) e dos valores apontados por Costa et al. (2010) e Marujo et al. (2013) para a presente zona de estudo.

A um fator de utilização médio anual de 37,3% corresponde uma potência média anual do parque de 9 MW, potência essa que seria suficiente para proceder à alimentação elétrica de uma pequena cidade ou de um grande navio de cruzeiro (Paish, 2002) (Tetra Tech, Inc., 2007).

Conclui-se ainda que as tarefas de O&M corretiva apresentam uma maior exigência comparativamente às tarefas de O&M preventiva, refletindo-se no tempo de indisponibilidade e nos custos de efetivação das tarefas de O&M, como ilustram os gráficos presentes nas figuras 35 e 36.

A indisponibilidade média anual do parque é de 8,4%. Aliada ao fator de utilização de 37,3%, origina uma energia média não gerada pelo parque de 8 155 MWh/ano, a que corresponde uma perda de 1 829 994 €/ano, para uma tarifa de 168 €/MWh.

O tempo de inoperacionalidade por turbina é de 824,4 h/ano, num total de 2 473,2 h/ano do parque e encontra-se repartido entre tempo de logística, tempo de espera, tempo de deslocação e tempo de reparação. A contribuição relativa de cada um no tempo de inoperacionalidade total do parque encontra-se expresso no gráfico da Figura 37.

Os custos relativos às tarefas de O&M, sem contabilizar os custos de energia não produzida, ultrapassam os 115 000 €/ano por turbina, e os 350 000 €/ano para o parque. A influência relativa de cada despesa no custo total de O&M do parque encontra-se ilustrada no gráfico presente na Figura 37.

Os valores referentes à produção média anual de energia elétrica por turbina ascendem a 26 000 MWh/ano, valor semelhante ao enunciado por Costa et al. (2010) e Marujo R. et al. (2013), a que corresponde uma energia média anual gerada pelo parque de 78 610 MWh, proporcionando uma receita média anual bruta no valor de 14 568 300 €, para o referido valor da tarifa. Retirando o valor das despesas médias anuais, obtém-se uma receita média anual líquida antes de impostos de 12 757 560 €.

O valor referente às despesas médias anuais de O&M por unidade de energia produzida pelo parque é de 23,05 €/MWh, representando sensivelmente 14% do custo nivelado de produção de energia, segundo Maples B. et al. (2013) e Myhr et al. (2014). Esse valor encontra-se dentro dos limites propostos por Edwards (2011), Musial e Ram (2010) e Pieterman et al. (2011). No entanto, as despesas de O&M poderão ascender aos 30 €/MWh, segundo Musial e Ram (2010) e Pieterman et al. (2011), se forem utilizados modelos de simulação mais realistas.

Analisando as figuras 35 e 36, confirma-se a maior contribuição para a despesa anual de O&M e inoperacionalidade do parque das tarefas de O&M corretiva comparativamente com as tarefas de O&M preventiva.



Figura 35 – Influência relativa do tipo de manutenção no tempo de inoperacionalidade.

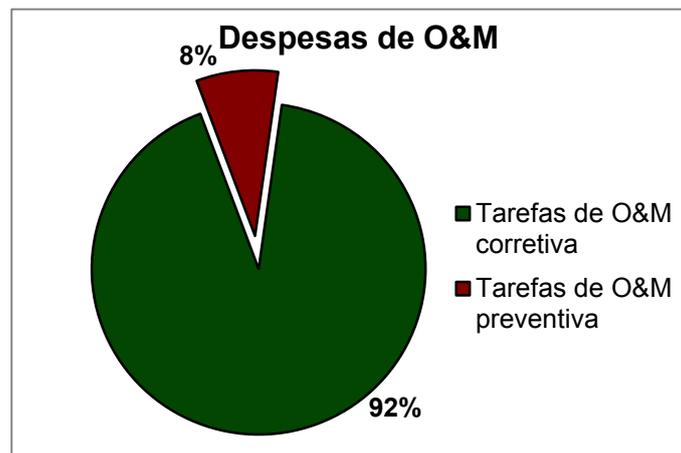


Figura 36 - Influência relativa do tipo de manutenção nas despesas de O&M.



Figura 37 – Distribuição da inoperacionalidade referente a tarefas de O&M corretiva.

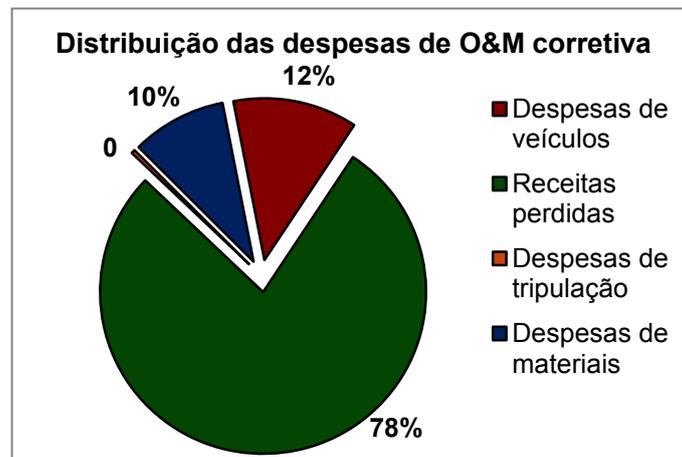


Figura 38 – Distribuição das despesas referente a tarefas de O&M corretiva.

Relativamente ao tempo de inoperacionalidade, conclui-se que a atividade que maior contributo dá para o tempo de inoperacionalidade é o tempo de espera por uma janela operacional, contribuindo com 91% do tempo total de inoperacionalidade, segundo a Figura 38, valor esse um pouco elevado, segundo Pieterman R. et al. (2011), mas que se poderá justificar pelas exigentes condições de operação admitidas para o presente caso de estudo. Por outro lado o tempo de deslocação é o que menos contribui para o tempo de inoperacionalidade, na medida em que o parque eólico se encontra relativamente perto da costa, cerca de 10 km.

A distribuição das despesas referentes às tarefas de O&M corretiva, ilustrada pelo gráfico da Figura 38, confirma as receitas perdidas como a categoria que representa a maior fatia dos custos inerentes às tarefas de O&M corretiva.

Tendo obtido os valores referentes às receitas e despesas médias anuais associados ao funcionamento do parque, e de modo a obter uma completa caracterização dos investimentos associados à construção do parque, será efetuada uma análise de viabilidade do investimento, através da obtenção do VAL e da TIR, seguindo a metodologia que se apresenta no anexo D. Para o devido

efeito serão utilizados os valores que constam da Tabela 13, obtidos de Castro-Santos et al. (2013), Diário da República (2014), Tegen et al. (2010) e Levitt et al. (2011).

Através dos valores da Tabela 13 obtém-se um VAL associado ao investimento de 4,78 M€, a que equivale uma TIR de 9,19%, sendo estes um conjunto de valores positivos para o investimento em causa.

Não obstante o facto de este ser um investimento promissor, a sua concretização real poderá ser afetada pela introdução de novos valores reais, como por exemplo as falhas da plataforma flutuante e da ligação elétrica, não consideradas neste estudo.

Tabela 13- Dadas utilizados no cálculo do VAL.

<b>Tempo de vida útil</b>	20	Anos
<b>Custo de investimento</b>	96	M€
<b>Receita média anual</b>	14,5	M€
<b>Despesas anuais de O&amp;M</b>	1,8	M€
<b>WACC</b>	8,5	%
<b>Taxa de inflação</b>	2,23	%
<b>IRC</b>	23	%

A possível inviabilização económica do investimento determinada pela consideração de valores técnico-económicos mais precisos, poderá pôr em causa a implementação do novo parque eólico *offshore*. Como tal, e de modo a tornar o investimento viável economicamente, torna-se importante o aumento da tarifa elétrica e a redução do custo de capital médio ponderado<sup>15</sup> (WACC), possibilitando a obtenção de um VAL mais positivo.

De salientar que no cálculo da energia média anual produzida pelo parque não se ter contabilizado o desgaste natural das turbinas ao longo do seu tempo de vida útil. Na medida em que os sistemas intervenientes no parque eólico *offshore* estão sujeitos a condições climáticas adversas e apesar da realização das tarefas de O&M, a capacidade de produção de energia do parque tenderá a diminuir. Esta diminuição da capacidade de geração de energia é de 1,6%/ano relativamente ao fator de utilização, segundo Staffell e Green (2014).

Caso se estivesse optado pela reparação das falhas inerentes à CM do tipo 1 em ambiente *offshore*, situação idêntica à de parque eólicos *offshore* fixos, seria necessário dispor de uma grua instalada numa barçaça flutuante. Para este sistema, admitiu-se um custo de mobilização/desmobilização e um custo de aluguer diário, igual ao navio Jack-ups, de 250 000€, segundo Braam et al. (2011) e The Crown Estate e BVG Associates (2010). Nesta situação, as tarefas de O&M seriam realizadas recorrendo às condições de operação do tipo 2, resultando uma disponibilidade média anual do parque de 93,2%, valor superior ao obtido no caso de estudo. Não obstante, obter-se-ia valores de despesas devidas às tarefas de O&M de 24,42 €/MWh, valor superior ao obtido no caso de estudo, associado a uma receita média anual líquida de 12 595 643 €. Realizando uma análise económica, tendo em consideração os valores obtidos por este novo método de reparação

<sup>15</sup> Do inglês Weighted Average Cost of Capital, representa uma taxa que mede a remuneração requerida sobre o capital investido.

obtém-se um VAL de 2,51 M€ e uma TIR de 8,86%. Conclui-se que esta alternativa, apesar de melhorar o valor da disponibilidade do parque, resultará em valores económicos menos apetecíveis.

## 8. Impacto das janelas operacionais

Após se efetuar a análise técnico-económica do caso de estudo, a qual resultou num parecer favorável ao investimento, será avaliado no presente capítulo o impacto das janelas operacionais nas despesas de O&M e na análise ao investimento do presente caso de estudo.

### 8.1. Introdução ao impacto das janelas operacionais

Apesar de no Capítulo 4 estarem presentes os valores da acessibilidade anual, do número médio anual de janelas operacionais e do tempo de espera para a obtenção de uma janela operacional em função da duração da missão para dois tipos de janelas operacionais, não se tornou explícita a influência da variação dos parâmetros inerentes a cada janela operacional na obtenção dos resultados obtidos.

De modo a clarificar a influência das janelas operacionais nas despesas inerentes às tarefas de O&M, será inicialmente analisada a sua influência na acessibilidade do parque. Para o efeito, os gráficos presentes nas figuras 39 e 40 ilustram a variação da acessibilidade média dos últimos 21 anos, para uma janela operacional de 1 hora, em função da máxima altura de onda e velocidade do vento, admissíveis. De salientar que na Figura 39 se considerou que o único fator restritivo de acessibilidade do parque é a altura de onda e na Figura 40 a mesma premissa se aplica à velocidade do vento.

Comparando os gráficos presentes nas figuras 39 e 40 com os gráficos presentes nas figuras 15 e 18, conclui-se que para as condições de operação utilizadas na elaboração do caso de estudo, o fator que exerce maior influência sobre a acessibilidade do parque é a altura de onda. Para as condições de operação do tipo 1 ( $U_{10}$  máxima de 10 m/s e  $H_s$  máxima de 0,9 m) a acessibilidade média é de 8% segundo a Figura 15, a que corresponde uma acessibilidade de 9% segundo a Figura 39 e uma acessibilidade de 83% segundo a Figura 40. Situação semelhante ocorre com as condições de operação do tipo 2 ( $U_{10}$  máxima de 12 m/s e  $H_s$  máxima de 2,5 m), onde a acessibilidade média é de 60% segundo a figura 18, a que corresponde um valor de acessibilidade de 63% e 93% segundo as figuras 39 e 40, respetivamente

Após se proceder à análise da influência das janelas operacionais no acesso ao parque, será ilustrada a sua influência nos custos alusivos às tarefas de O&M do presente caso de estudo, segundo os gráficos presentes nas figuras 41 a 44. Esta análise será realizada através da variação de cada um dos parâmetros limitadores de acessibilidade e para as duas condições de manutenção ( $U_{10}$  e  $H_s$  para as condições de operação do tipo 1 e 2), mantendo os outros três constantes e iguais aos utilizados no presente caso de estudo. A análise foca-se no valor das despesas de O&M associadas.

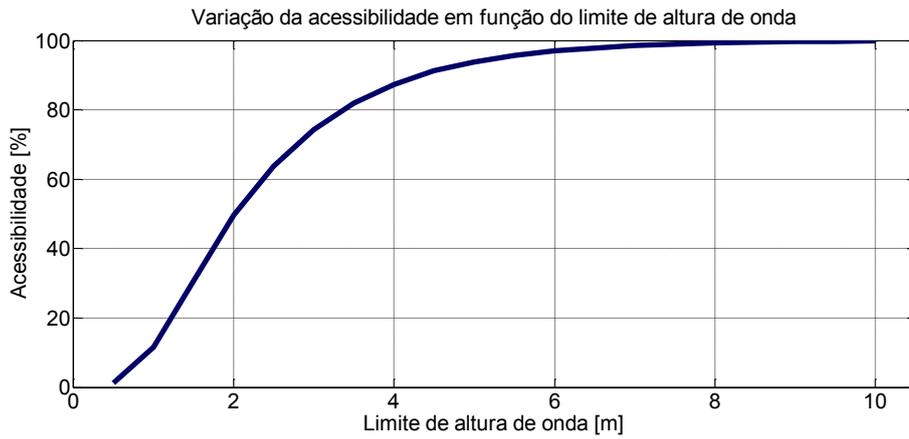


Figura 39 - Variação da acessibilidade em função do limite de altura de onda. Na análise considerou-se uma janela operacional de 1 hora.

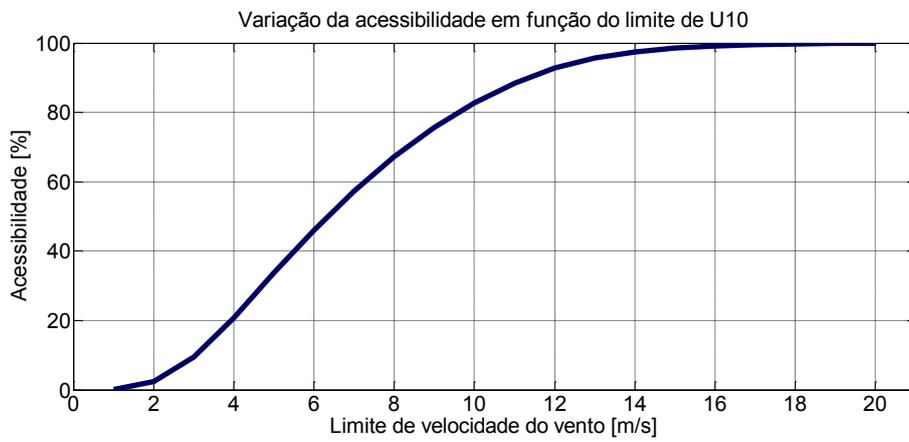


Figura 40- Variação da acessibilidade em função do limite de velocidade do vento. Na análise considerou-se uma janela operacional de 1 hora.

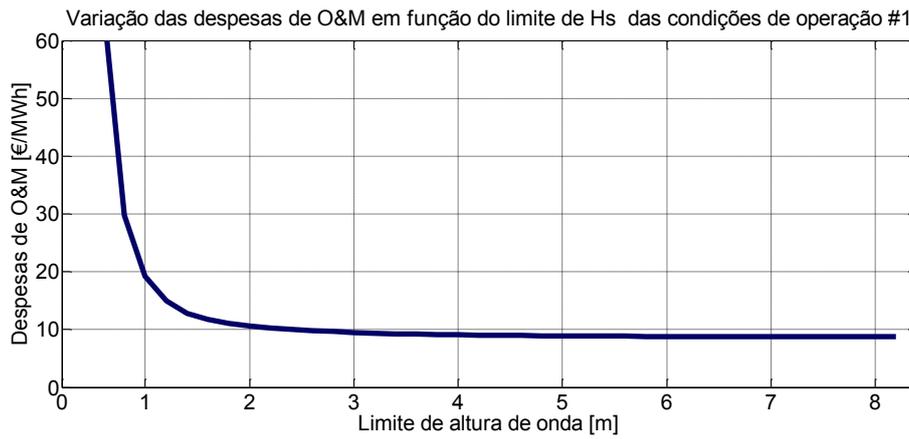


Figura 41 – Variação das despesas de O&M em função do limite de Hs relativa à OC #1

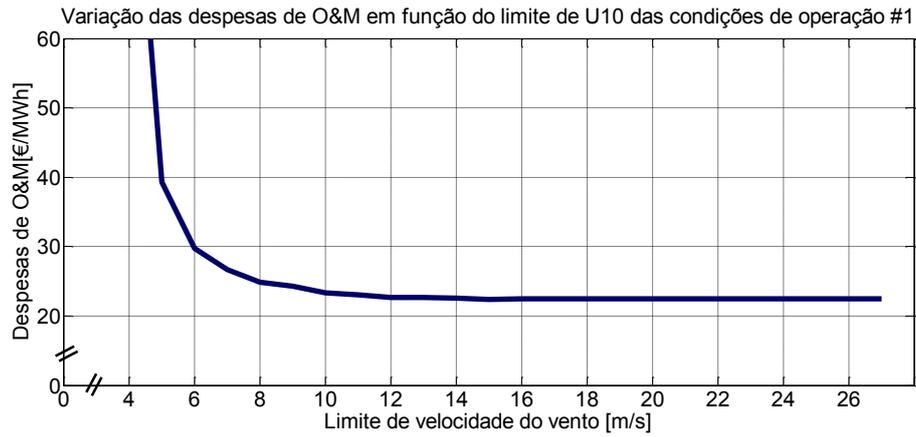


Figura 42 - Variação das despesas de O&M em função do limite de U10 relativa à OC #1.

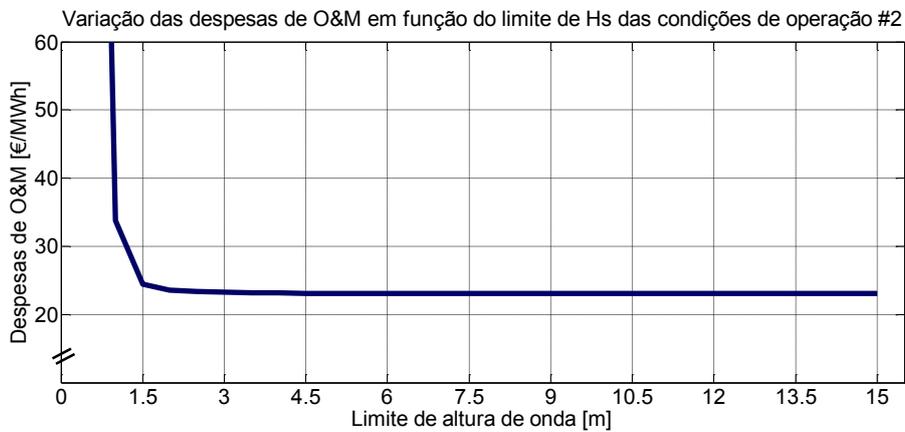


Figura 43 - Variação das despesas de O&M em função do limite de Hs relativa à OC #2.

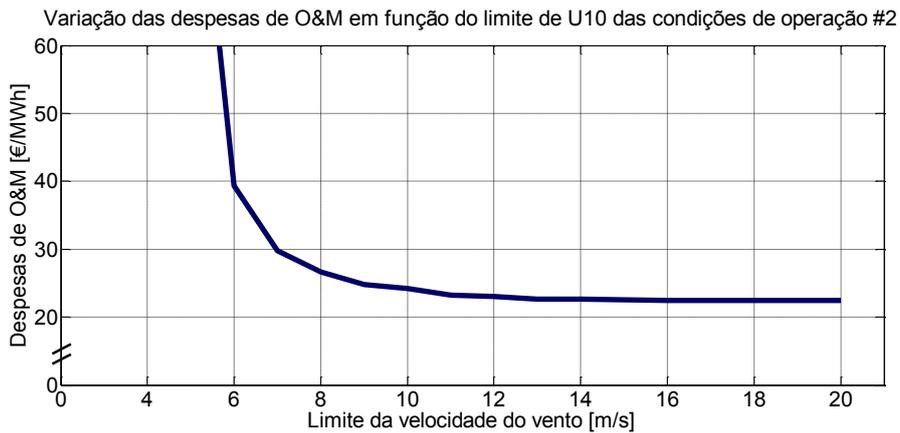


Figura 44 - Variação das despesas de O&M em função do limite de U10 relativa à OC #2.

As figuras 41 a 44 permitem analisar a influência das condições operacionais nas despesas de O&M do parque eólico. Nomeadamente, identificar os limites mínimos de  $H_s$  e  $U_{10}$  para aquém dos quais se torna impossível a realização de tarefas de O&M por impossibilidade de acesso ao parque. Nomeadamente, 0,5 m de  $H_s$  e 3 m/s de  $U_{10}$  para as condições de operação do tipo 1, e 0,3 m de  $H_s$  e 2 m/s de  $U_{10}$  para as condições de operação do tipo 2. Sendo que para 3 m/s de  $U_{10}$  para as condições de operação do tipo 1, o parque estará inacessível durante todo o ano, o que resultará na não produção de energia a partir da primeira falha que o parque vier a ter.

Em termos económicos, existem limites mínimos de  $H_s$  e  $U_{10}$  a partir dos quais os custos referentes às tarefas de O&M ultrapassam os 30% do LCOE<sup>16</sup>, i.e. ultrapassam os 50 €/MWh. Estes elevados custos de O&M serão obtidos para valores inferiores a 0,65 m de  $H_s$  e 2,5 m/s de  $U_{10}$  para as condições de operação do tipo 1 e para valores inferiores a 0,4 m de  $H_s$  e 2 m/s de  $U_{10}$  para as condições de operação do tipo 2.

De salientar ainda a presença de limites máximos de  $H_s$  e  $U_{10}$  a partir dos quais o incremento do seu limite de acessibilidade em uma unidade resultará numa ínfima redução das despesas de O&M, i.e. uma redução inferior a 0,01 €/MWh. Para as condições de operação do tipo 1 esses valores são de 6 m e 12 m/s para  $H_s$  e  $U_{10}$ , respetivamente. Relativamente às condições de operação do tipo 2 os valores são de 5,5 m de  $H_s$  e 6 m/s de  $U_{10}$ .

Da análise dos gráficos resultam ainda informações relativas aos tipos de condições de operação que maior influência exercem sobre a variação das despesas de O&M, donde se conclui que as condições de operação do tipo 1 apresentam uma maior influência na variação das despesas de O&M, situação justificada pelo elevado número de falhas e pela duração das janelas operacionais associadas às condições de operação do tipo 1, quando comparado com as condições de operação do tipo 2.

Na próxima secção serão apresentadas estratégias de O&M que visam, entre outras finalidades, a redução das despesas inerentes às tarefas de O&M.

## 8.2. Otimização da estratégia de O&M

Após se proceder à clarificação da afetação das condições de operação nos custos referentes às tarefas de O&M, seguidamente são apresentadas soluções concretas que possibilitam a redução das despesas das mesmas.

### 8.2.1. Redução das exigências das condições de operação do tipo 1

Para os veículos associados às condições de operação do tipo 1 foi assumido que estes só poderiam aceder ao parque eólico de modo a proceder às tarefas de O&M na presença de valores de  $H_s$  iguais ou inferiores a 0,9 m, conforme consta na Tabela 3. No entanto, segundo O'Connor et al.

---

<sup>16</sup> Admitindo um custo nivelado de energia igual ao custo ao preço da tarifa elétrica, de 168 €/MWh.

(2013) e Tempel et al. (2008), é possível realizar a deslocação até ao parque eólico de modo a proceder às tarefas de O&M num veículo com uma  $H_s$  máxima de 1,5 metros de altura, mantendo constante a limitação máxima da  $U_{10}$ .

Na análise contabilizaram-se os valores de disponibilidade, custos de O&M e receita média anual líquida obtidos pelo parque, mas não se contabilizou o possível aumento de encargos associados à melhoria da embarcação de apoio. Existem projetos, como são exemplos os realizados por Walker et al. (2013) e Bussel e Bierbooms (2003), em que para o mesmo tipo de operação é utilizada uma  $H_s$  máxima 1,5 m e não de 0,9 m.

A implementação desta estratégia de manutenção origina um aumento da disponibilidade do parque de 5,6% e uma redução nas despesas de O&M de 10,84 €/MWh, a que corresponde um aumento da receita líquida média anual antes de impostos de 0,792 M€.

### 8.2.2. Armazenamento de peças sobressalentes

Esta estratégia envolve o armazenamento de peças sobressalentes, relativas às categorias de manutenção do tipo 2 e 3, num armazém perto do porto. Neste cenário não existirá tempo de espera associado à encomenda do material de substituição, à exceção das peças da categoria de manutenção do tipo 1. Isto porque o AHTS, navio utilizado nas tarefas de O&M associado às categorias de manutenção do tipo 1, apresenta um tempo de mobilização entre 160 a 500 horas, segundo Tran N. (2011). Como tal, o tempo de logística inerente à mobilização do navio será superior ao tempo de logística referente à aquisição da peça, segundo Maples B. (2013).

De salientar o facto de não se contabilizar as despesas referentes ao aluguer ou construção do armazém onde serão armazenadas as peças, bem como a não contabilização dos custos inerentes aos possíveis danos/deterioração sofridos pelas peças, durante o período de armazenagem, nem o custo do dinheiro investido na aquisição das peças.

Não obstante a situação acima mencionada, a utilização desta estratégia possibilitará o aumento da disponibilidade do parque em 0,5% e uma redução das despesas de O&M em 0,8 €/MWh, a que corresponde um aumento da receita média anual líquida de 0,053 M€.

### 8.2.3. Utilização de uma estratégia de CBM

A utilização de uma estratégia CBM fornecerá uma maior informação relativa às condições do componente, possibilitando uma redução no número de falhas requerendo manutenção corretiva. No caso em que o sistema consiga proceder à identificação da possível falha da ocorrência da avaria, o componente poderá ser reparado utilizando uma manutenção preventiva, o que resultará num maior período de disponibilidade da turbina.

A aplicação desta estratégia pressupõem que a efetivação de manutenção preventiva seja realizada antes da ocorrência da falha. Isto é, assumiu-se que a turbina continuará a funcionar a 100% até que o material necessário para a reparação, o veículo de transporte e os técnicos estejam disponíveis para corrigir a falha, sendo esta estratégia aplicada a todas as categorias de manutenção.

Como é possível constatar na Tabela 14, a disponibilidade do parque aumentará com a quantidade de falhas detetadas e corrigidas através das tarefas de manutenção preventiva. No caso de o sistema detetar 50% das falhas, a disponibilidade do parque eólico aumentará 4% e no caso de o sistema detetar 100% das falhas a disponibilidade aumentara em 8,1%.

De salientar o facto de esta análise não contabilizar o investimento e custos de operações do sistema de monitorização, bem como não contabilizar os falsos alarmes que corresponderão a encargos desnecessários.

#### 8.2.4. Melhoria no sistema de amarrações do parque

O sistema de amarrações consiste num mecanismo capital para a estabilização e sobrevivência da plataforma, evitando que esta seja arrastada quando sujeita a condições de ventos fortes, agitação marítima ou correntes marítimas intensas.

Como referido por Wayman et al. (2006), o tempo de amarração/desamarração de cada turbina será de 24 horas, na medida em que se trata de numa operação bastante complexa e as amarrações se encontrarem sobre grande tensão, segundo Jonkman (2007) e Valverde (2014).

Segundo Bjerkseter e Agotnes (2013) e Valverde (2014), o tempo de amarração/desamarração de cada turbina poderá ser reduzido para 8 horas no caso de se utilizar um sistema de amarração de desengate fácil.

A utilização de um sistema de amarrações de desengate fácil possibilitará a obtenção de um aumento de disponibilidade do parque de 1,6% e uma redução das despesas de O&M em 3,46 €/MWh a que corresponde um aumento da receita líquida média anual de 0,243 M€. De realçar o facto da não contabilização do aumento dos custos associados à aquisição do sistema de engate/desengate.

#### 8.2.5. Resumo quantitativo das soluções de otimização e análise económica

Os valores presentes na Tabela 14 apresentam um resumo das consequências da otimização da estratégia de O&M acima mencionada. A tabela evidencia a forte influência da redução da exigência das condições de operação do tipo 1. O aumento do limite máximo de acessibilidade associado à passagem do valor máximo de altura significativa ( $H_s$ ) de 0,9 m para 1,5 m origina um aumento de 6,8% na disponibilidade do parque, o que, aliado à redução dos custos de O&M de 23,27 €/MWh para 12,21 €/MWh, origina uma receita líquida média anual de 13,55 M€ devido ao aumento de produção de energia associada.

A utilização de uma estratégia de CBM induz uma redução dos custos de operação e manutenção entre 15,25 €/MWh e 7,52 €/MWh, conforme o sistema de deteção de falhas tenha uma eficiência entre 50% a 100%, respetivamente. No entanto, nesta avaliação económica não se contabilizaram os custos associados ao investimento e operação do sistema CBM, que poderão chegar aos 200 000€ por turbina, segundo Maples et al. (2013) e Rademakers e Braam (2002), nem os custos associados a falsos alarmes que obrigarão a uma deslocação à turbina desnecessariamente, situações

que levarão ao aumento muito substancial dos custos de O&M e conseqüentemente à diminuição da receita média anual líquida.

A melhoria do sistema de engate/desengate da amarração do parque levará à redução do tempo de amarração/desamarração de 24 para 8 horas, segundo Bjerkseter e Agotnes (2013), elevando a disponibilidade do parque para 92,2% e reduzindo os custos associados às despesas de O&M para 15,59 €/MWh.

Por último, o armazenamento de peças sobresselentes possibilitará o aumento da disponibilidade do parque e a ligeira redução dos custos de O&M através da diminuição do tempo de logística associada à efetivação das tarefas de O&M corretiva.

Não obstante o facto de qualquer um dos tipos de estratégias de O&M representarem uma mais-valia para o investimento em causa, os seus benefícios poderão sobrepor-se caso a sua implementação ocorra em simultâneo. Na medida em que a redução das despesas de O&M associada às diversas propostas de otimização de estratégia de O&M não sejam aditivas, o custo total de implementação destas medidas poderá exceder os benefícios apresentados (Maples et al, 2013).

Tabela 14 - Estratégias de otimização das tarefas de O&M.

<b>Tipo de estratégia</b>	<b>Principais alterações</b>	<b>Disponibilidade [%]</b>	<b>Custos de O&amp;M [€/MWh]</b>	<b>Receita anual líquida [k€]</b>	<b>Observações</b>
Caso de estudo	-	90,6	23,05	12 758	-
Redução da exigência das OC do tipo 1	Aumentar o valor máximo de $H_s$ de 0,9 m para 1,5 m, mantendo o valor da $U_{10}$	96,2	11,98	13 569	Não foram contabilizados os custos associados à melhoria da embarcação utilizada.
Armazenamento de peças sobressalentes	Armazenar peças de todas as categorias à exceção das peças da CM 1 com um tempo de logística de 500h.	91,1	22,25	12 811	Não se contabilizaram os custos inerentes ao armazenamento do material e à imobilização do capital investido.
Utilização de uma estratégia de CBM	Eliminação do tempo de espera associado à realização das tarefas de O&M corretiva de cada falha detetada. Deteção de falhas entre 50-100%.	94,6-98,7	14,83-7,28	13 351-13 945	Análise não contabiliza os custos de investimento e operação do sistema CBM, nem custos adicionais referentes a falsos alarmes.
Melhoria no sistema de amarrações do parque	Utilização de sistema com tempo de engate/desengate de 8 horas.	92,2	18,55	13 080	Custos associados ao sistema de engate/desengate rápido não foi contabilizado.

Face aos argumentos acima mencionados, optou-se pela combinação entre a redução da exigência das condições de operação do tipo 1, a utilização de uma estratégia de CBM com uma deteção de falhas igual a 50% e a utilização de um sistema de amarração de desengate fácil. Obtém-

se assim os valores presentes na Tabela 15, que ilustram as características técnico-económicas relevantes à caracterização do investimento, obtidos após a otimização referida.

Tabela 15 – Valores técnico-económicos otimizados do caso de estudo

<b>Disponibilidade [%]</b>	<b>Custos de O&amp;M [€/MWh]</b>	<b>Receita anual bruta [k€]</b>	<b>Despesa de O&amp;M anual [k€]</b>	<b>VAL [M€]</b>	<b>TIR [%]</b>
97,7	8,62	14 568	730	14,2	10,49

Pela Tabela 15, conclui-se que o conjunto de alterações possibilitaria um aumento de 7,1% pontos percentuais da disponibilidade do parque, uma redução de 14,43 €/MWh dos custos de O&M e a obtenção de uma receita e despesa média anual bruta de 14 568 k€ e 730 k€, respetivamente. Utilizando estes últimos e parte dos valores apresentados na Tabela 13, obtém-se um novo VAL do investimento de 14,2 M€ e uma TIR de 10,49%. A melhoria da análise económica associada à estratégia de O&M otimizada aconselham a que seja feita uma análise aprofundada sobre a sua implementação. Este resultado está alinhado com o apresentado em Bjerkseter e Agotnes (2013) e Myhr et a. (2014).

## 9. Conclusões

A análise efetuada confirmou o forte impacto das janelas operacionais nas despesas de O&M de um parque eólico *offshore* e permitiu identificar os fatores que mais influencia têm. Por exemplo, uma ligeira redução da exigência de altura de onda para acesso ao parque (de 0,9 m para 1,5 m), origina uma redução das despesas de O&M de 11,07 €/MWh. A pesquisa bibliográfica realizada e os resultados obtidos permitem ainda tirar as seguintes conclusões:

- A política comunitária de energias renováveis pretende que toda a energia elétrica produzida na UE seja de origem renovável em 2050;
- Prevê-se um aumento de sensivelmente 40 GW de potência instalada em energia eólica *offshore* até 2020;
- O desenvolvimento de tecnologias como o WindFloat permitem a eliminação das barreiras tecnológicas associadas à colocação de parques eólicos em águas profundas;
- A disponibilidade do parque eólico *offshore* é função das suas características intrínsecas, das estratégias de operação e manutenção e da acessibilidade do local. A disponibilidade diminui com o aumento da distância à costa, devido à diminuição da acessibilidade do parque;
- É possível a obtenção de valores de disponibilidade superiores a 98% em pequenos parques eólicos *offshore*, caso estes estejam situados próximos da costa e em zonas caracterizadas por altos valores de acessibilidade.
- O presente caso de estudo (parque de 3 WindFloat em Viana do Castelo) encontra-se sujeito a uma agitação marítima superior à observada em parques eólicos *offshore* situados no mar do norte;
- O recurso eólico do presente caso de estudo apresenta uma baixa variação sazonal. Pelo contrário, a intensidade da agitação marítima é fortemente influenciada pela sazonalidade;
- As características das janelas operacionais apresentam uma forte influência na acessibilidade do parque, onde uma maior exigência dos valores máximos de  $H_s$  e  $U_{10}$  origina uma diminuição significativa na acessibilidade;
- A acessibilidade do parque eólico *offshore* é fortemente afetada pela sazonalidade, sobretudo por causa da agitação marítima, estando mais condicionada no inverno e menos no verão;
- O tempo de espera por uma janela operacional aumenta de forma significativa com a sua exigência e duração da missão;

- O tempo de inoperacionalidade e despesas de O&M corretivas são muito superiores às das tarefas de O&M preventiva, para o nível de manutenção preventiva considerada no modelo;
- O tempo de espera por uma janela operacional é o fator que mais contribui para o aumento da indisponibilidade do parque;
- No presente caso de estudo, as despesas referentes às tarefas de O&M representam 14% do LCOE, sendo 78% dessas despesas originadas pelas receitas perdidas por não produção de energia;
- Para o valor da tarifa elétrica considerada, ao investimento efetuado no presente caso de estudo corresponde um VAL de 4,78 M€ e uma TIR de 9,19%;
- A diminuição anual de geração de energia em parques eólicos *offshore*, devido ao desgaste natural dos materiais é de 1,6% relativamente ao seu fator de utilização, sendo que este valor já contabiliza a realização das operações de manutenção;
- A realização de tarefas de manutenção corretiva mais complexas (CM 1), realizadas em terra (no caso do *offshore* flutuante) possibilitam a obtenção de custos inferiores, relativamente ao que se obteria no caso do *offshore* fixo, em que a realização destas tarefas tem de ser efetuada no mar;
- Para as condições de operação admitidas no presente caso de estudo, o fator que exerce maior influência sobre a acessibilidade do parque é a altura de onda;
- Existem limites mínimos de  $H_s$  e  $U_{10}$  a partir dos quais se torna tecnicamente impossível a realização das tarefas da O&M, nomeadamente 0,5 m e 3 m/s para as OC do tipo 1 e 0,3 m e 2 m/s para as OC do tipo 2;
- Em termos económicos, existem limites mínimos de  $H_s$  e  $U_{10}$  aquém dos quais a realização das tarefas de O&M ultrapassa os 30% do LCOE, são eles 0,65 m e 2,5 m/s para as OC do tipo 1 e 0,4 m e 2 m/s para as OC do tipo 2;
- Para valores de  $H_s$  e  $U_{10}$  superiores a 6 m e 12 m/s para as OC do tipo 1 e 5,5 m e 6 m/s para as OC do tipo 2, o incremento do limite de acessibilidade em uma unidade resultará numa redução de despesas de O&M inferior a 0,01 €/MWh;
- No presente caso de estudo, uma variação nas exigências referentes às OC do tipo 1 apresenta uma maior influência nas despesas de O&M do que uma variação, de igual amplitude, das exigências inerentes às OC do tipo 2, devido à baixa probabilidade de ocorrência das falhas associadas.
- A otimização da estratégia permite um aumento da disponibilidade do parque em 7,1% pontos percentuais e a redução das despesas de O&M em 14,43 €/MWh, a que corresponde um VAL de 14,2 M€ e uma TIR de 10,49%.

## 10. Recomendações de trabalho futuro

A elaboração da presente dissertação possibilitou a obtenção de valores sólidos, sustentados por estudos de diversos autores, relativos às despesas de O&M do futuro parque eólico *offshore* flutuante de 24 MW. Nesse sentido, e com o intuito de dar continuidade ao trabalho efetuado, torna-se imperioso a elaboração de novos estudos alusivos a duas áreas distintas, mas com um objetivo em comum, a redução dos custos inerentes às tarefas de O&M. Os estudos focam-se na procura de valores de carácter técnico-económico mais próximos do caso de estudo e na obtenção de um modelo de apoio à decisão que permita aos técnicos responsáveis pela gestão do futuro parque um melhor ajuizamento nas decisões a tomar de modo a reduzir os custos de O&M.

Não obstante a presente dissertação apresentar valores técnico-económicos fiáveis, baseados nos estudos efetuados por diversos autores, a obtenção de valores exatos relativamente às despesas de O&M carece da realização de estudos baseados em dados de operação reais relativos ao local e condições do caso de estudo. Estes estudos têm o intuito de obter e analisar dados, com o mínimo de erro possível, tendo em atenção obter:

- Um modelo de falhas mais preciso e adequado à tecnologia em causa;
- A obtenção de um modelo de falhas da plataforma flutuante e aos cabos de ligação elétrica;
- A seleção do tipo de veículo a utilizar para cada tipo de reparação;
- Os custos relativos às embarcações de apoio, bem como as suas condições de operação;
- A estratégia de reparação a utilizar em cada categoria de manutenção;
- As despesas associadas a cada peça de substituição;
- O valor da tarifa elétrica em vigor para o parque eólico de Viana do Castelo, ainda não definido até à data;
- O custo do investimento previsto para o caso de estudo;
- A especificação dos tipos de contratos a efetuar com os técnicos de serviço, estaleiros e seguradoras;
- O valor do WACC associado ao investimento em causa.

A construção de um modelo de apoio à decisão, semelhante ao obtido por Dinwoodie et al. (2013) e Scheu et al. (2012), terá como função o auxílio na tomada de decisão dos técnicos responsáveis pela gestão do parque eólico.

O modelo de apoio à decisão e o modelo de análise passivo (semelhante ao aqui apresentado) deverão ser conjugados de modo a obter sinergias e a obtenção de um valor mínimo das despesas de O&M, bem como a tomada de decisões mais acertadas relativamente ao tipo de estratégia de manutenção do parque ao longo do seu tempo de vida útil. Isto é, a junção do modelo passivo já refinado, com o modelo de apoio à decisão permitirá a minimizar as despesas de O&M e aumentar o nível de fiabilidade de um qualquer parque eólico *offshore*.

Os modelos acima descritos serão utilizados em todas as fases de desenvolvimento do projeto, desde a fase de conceção, utilizando o modelo passivo, até à fase experimental<sup>17</sup>, através do modelo de apoio à decisão, possibilitando a obtenção dos melhores valores possíveis inerentes às tarefas de O&M.

---

<sup>17</sup> Inclui a fase experimental do protótipo, pré-comercial e comercial.

## 11. Bibliografia

### 11.1. Referências bibliográficas

Andrade C., Neto H., Rocha P. e Silva M., 2014, An efficiency comparison of numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy applications: A new approach applied to the northeast region of Brazil, *Energy Conversion and Management*, pp. 801-808;

Ahmad R. e Kamaruddin S., 2012, An overview of time-based and condition-based maintenance in industrial application, *Computers & Industrial Engineering* 63, pp. 135-149;

Arapogianni A. e Genachte A, 2013, 6, European Wind Association, ISBN 978-2-930670-04-1;

Arslan T., Bulut Y. e Yavuz A, 2014, Comparative study of numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy potential, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 40, pp. 820-825;

Asgarpour M. e Pieterman R, 2014, *O&M Cost Reduction of Offshore Wind Farms – A Novel Case Study*, ECN-E--14-028;

Bernard F., 2013, *On maintenance optimization for offshore wind farms*, Thesis for degree of doctor of philosophy, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden;

Bjerkseter C. e Agotnes A., 2013, *Levelised costs of energy for offshore floating wind turbine concepts*, Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em Economia Industrial pela Norwegian University of Life Sciences;

Braam H. e Eecen P., 2005, *Assessment of wind and wave data measured at IJmuiden Munitiestortplaats*, ECN-C-05-060;

Braam H., Obdam T., Pieterman R. e Rademakers L., 2011, *Properties of the O&M Cost Estimator (OMCE)*, Energy research Centre of the Netherlands, ECN-E-11-045;

Broek T., 2014, *Cost-sensitivity Analyses for Gearbox Condition Monitoring Systems Offshore*, Dissertação para a obtenção de grau de Mestre em Tecnologia Energética Sustentável pela universidade de Eindhoven;

Bussel G. e Bierbooms W., 2003. Analysis of different means of transport in the operation and maintenance strategy for the reference DOWEC offshore wind farm. *Wind Engineering* 27, pp. 381-392;

Bussel G., Henderson A., Morgan C., Smith B., Barthelmie R., Argyriadis K., Arena A., Niklasson G. e Peltola E., 2001, State of the art and technology trends for offshore wind energy: operation and maintenance issues. *European Wind Energy Conference (EWEC)*;

Bussel G. e Zaaijer M., 2001, *Reliability, Availability and Maintenance aspects of large-scale offshore wind farms, a concepts study*, Apresentado na MAREC (Marine Renewable Energy Conference), Newcastle UK;

Campoccia A., Dusonchet L., Telaretti E. e Zizzo G., 2014, An analysis of feed-in tariffs for solar PV in six representative countries of European Union, *Solar Energy*, 107, pp. 530-542;

Castro R., 2011, *Uma introdução às energias renováveis*, IST press, ISBN: 978-989-8481-01-6;

Castro-Santos L, García G., Costa P. e Estanqueiro A., 2013, Methodology to design an economic and strategic offshore wind energy Roadmap in Portugal, *Energy Procedia* article in press pp.10;

Chan K., Dozal-Mejorada E., Cheng X., Keparat R. e Ydstie B, 2014, Predictive control with adaptive model maintenance: Application to power plants, *Computers and Chemical Engineering* 70, pp 91-103;

Chen Y., 2012, A bivariate optimal imperfect preventive maintenance policy for a used system with two-type shocks, *Computers & Industrial Engineering* 63, pp 1227-1234;

Costa P., Simões, T. e Estanqueiro, 2010, A Sustainable Offshore Wind Potential in Continental Portugal. In: *Workshop on Oceans as a Source of Energy*, Academia de Engenharia, Lisboa, Maio;

Dalgic Y., Lazakis I., Turan O, 2013, *Vessel charter rate estimation for offshore wind O&M activities*, International Maritime Association of Mediterranean IMAM;

DemoFloat, <<http://www.demofloat.eu/?lang=pt>> consultado em Janeiro de 2014;

Dewan A., 2014, *Logistic & Service Optimization for O&M of Offshore Wind Farms*, For the degree of Master of Science in Sustainable Energy Technology at Delft University of Technology;

Diário da República portuguesa, Decreto de Lei nº2/2014 de 16 de Janeiro;

Dinwoodie I., Mcmillan D., Revie M., Lazakis I. e Dalgic Y. (2013) Development of a Combined Operational and Strategic Decision Support Model for Offshore Wind, *Energy Procedia* 35, pp. 157-166;

Edwards I., 2011, *Overcoming Challenges for the Offshore Wind Industry and Learning from the Oil and Gas Industry*, The Green House, Forrest Estate Dalry, Castle Douglas, DG7 3XS SCOTLAND, UK;

El-Thalji E., Alsyouf I. e Rosten G., 2009, *A model for assessing operation and maintenance cost adapted to wind farms in cold climate environment: based on onshore and offshore case studies*, European Offshore wind Conference, Stockholm, Sweden;

European Commission, 2013, *EU energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050 reference scenario*;

- European Environment Agency, 2009, *Europe's onshore and offshore wind energy potential - An assessment of environmental and economic constraints*, ISSN 1725-2237;
- Hassan G., 2004. *Design methods for offshore wind turbines at exposed sites*. Report nº 2317/BR/22D, EU JOULE III Project JOR3-CT98-0284, pp 71;
- Hassan G., 2013, *Offshore Wind – Operations & Maintenance opportunities in Scotland – An insight into opportunities for Scottish ports and the O&M supply chain*. Scottish Enterprise and GL Garrad Hassan;
- Holthuijsen, L., 2007. *Waves in oceanic and coastal waters*. Cambridge. Cambridge University Press;
- International Energy Agency, 2010, *Wind Energy Roadmap*, presentation OECD/IEA 2010, <http://www.iea.org/roadmaps/>, consultado em Janeiro de 2014;
- Jonkman J., 2007, *Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine*, National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-500-41958;
- Kaldellis J. e Kapsali M., 2013, Shifting towards offshore wind energy – Recent activity and future development, *Energy policy* 53, pp 136-148;
- Kumar G. e Maiti J., 2012, Modelling risk based maintenance using fuzzy analytic network process, *Expert Systems with Applications* 39, pp. 9946-9954;
- Levitt A., Kempton W., Smith A., Musial W. e Firestone K, 2011, Pricing offshore wind power, *Energy Policy* 39, pp. 6408-6421;
- Ministério da Economia e da Inovação. Decreto de lei nº225/2007 31 Maio. 2007;3630–8;
- Maciel J., 2012, *The WindFloat Project – Deep Offshore Wind and opportunity for Europe*, Apresentação realizada na Conference Atlantic Forum, Brest 30 de Outubro;
- Maples B., Saur G., Hand M., Pietermen R e Obdam T., 2013, *Installation, Operation, and Maintenance Strategies to Reduce the Cost of Offshore Wind Energy*, NREL;
- Márquez F., Tobias A., Pérez J., Papaelias M., 2012, Condition monitoring of wind turbines: Techniques and methods, *Renewable Energy*, pp 169-178;
- Marujo R., Costa P., Couto A., Simões T., Estanqueiro A., 2013, *Offshore Wind Resource Assessment Portuguese Atlantic Coast*, LNEG;
- Moller B., Hong L., Losing R. e Hvelplund F., 2012, Evaluation of offshore wind resources by scale of development, *Energy* 48, pp 314-322;
- Mork G., Barstow S., Kabuth A. e Pontes M., 2010, Assessing the global wave energy potential, 29th International Conference on Ocean, *Offshore Mechanics and Arctic Engineering Vol 2*, pp. 157-162;

- Morthorst E., Chancler H., 2004, The cost of wind. The facts within the fiction, *In Renewable Energy World 7*, pp. 126-137;
- Musial W. e Ram B., 2010, Large-Scale Offshore Wind Power in the United States: Assessment of opportunities and barriers, *NREL/TP-500-40745*;
- Myhr A., Bjerkseter C., Agotnes A., Nygaard T., 2014, Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective, *Renewable Energy 86* pp 714-728;
- Nguyen T., Prinz A., Friiso T., Nossun R. e Tyapin I., 2013, A framework for data integration of offshore wind farms, *Renewable Energy 60*, pp. 150;
- O'Connor M., Lewis T. e Dalton G., 2013, Weather window analysis of Irish west coast wave data with relevance to operation & maintenance of marine renewables, *Renewable Energy 52*, pp. 57-66;
- Osborne M., 2010, A resolution to the NPV-IRR debate?, *The Quarterly Review of Economics and Finance 50*, pp. 234-239;
- Paish O., 2002, Small hydro power: technology and current status, *Renewable and Sustainable Energy Reviews 6*, pp 537-556;
- Pasqual J., Padilla E. e Jadotte E., 2013, Technical note: Equivalence of different profitability criteria with the net present value, *Int. J. Production Economics*, pp. 205-210;
- Petry A e Mattuella J., 2007, *Análise do potencial eólico e estimativa da geração de energia empregando o "software" Livre Alwin*, Porto Alegre;
- Pieterman R., Braam H., Obdam T., Rademakers L. e Zee T., 2011, Optimisation of maintenance strategies for offshore wind farms – A case study performed with the OMCE-Calculator, *ECN-M--11-103*;
- Rademakers L. e Braam H., 2002, *O&M aspects of the 500 MW offshore wind farm at NL7*. DOWEC Project, nº10080, rev 2;
- Rademakers L., Braam H., Obdam T., Frohbose P e Kruse N., 2008. Tools for estimating operation and maintenance costs of offshore wind farms: State of art. EWEC, Brussels, *ECN-M-08-026*, pp 11;
- Rademakers L., Braam H., Obdam T. e Pieterman R., 2009. Operation and maintenance cost estimator (OMCE) to estimate the future O&M costs of offshore wind farms. European Wind Energy Conference (EWEC), Stockholm, *ECN-M-09-126*, pp. 12;
- Reimers B., Ozdirik B. e Kaltschmitt M., 2014, Greenhouse gas emissions from electricity generated by offshore wind farms, *Renewable Energy*, pp. 428-438;
- REN, 2010, *Caraterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de Dezembro de 2009*, Rede Elétrica Nacional, S.A.;

Safari B. e Gasore J., 2010, A statistical investigation of wind characteristics and wind energy potential based on the Weibull and Rayleigh models in Rwanda, *Renewable Energy* 35, pp. 2874-2880;

Salo O. e Syri S., 2014, What economic support is need for Artic offshore wind power?, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 31, pp. 343-352;

Saygi S., 2011, *Assessing the Economics of Offshore Renewable Energies and Portuguese Supply Chain*, Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia e Gestão Industrial, Instituto Superior Técnico;

Scheu M., Matha D., Hofmann M., Muskulus M., 2012, Maintenance strategies for large offshore wind farms, *Energy Procedia* 24, pp 281-288;

Silva N., *Impacto das condições meteorológicas nas janelas de oportunidade para operação de parques eólicos offshore em Portugal*. Dissertação de Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente pela Universidade de Lisboa, 2011;

Silva N., Simões T., Costa P. e Estanqueiro A., 2012, Impact of weather conditions on the Windows of opportunity for operation of offshore wind farms in Portugal, *European Seminar OWEMES 2012*;

Staffell I. e Green R., 2014, How does wind farm performance decline with age?, *Renewable Energy* 6, pp. 775-786;

Tavner P., Bussel G, Spinato F., 2006, *Maxhine and Converter Reliabilities in Wind Turbines*, *International Conference on Power Electronics, Machine & Drives*, Dublin;

Tegen S., Hand M., Maples B., Lantz E., Schwabe P. e Smith A., 2010, 2010 Cost of Wind Energy Review, *NREL/TP-5000-52920*;

Tetra Tech, Inc., 2007, *Use of shore-side power for ocean-going vessels*, Navigation and Environment Committee of the American Association of Port Authorities;

The Crown Estate e BVG Associates, 2010, *A guide to an Offshore Wind Farm*, The Crown Estate;

The World of Wind Atlases – Wind Atlases of the World, <http://www.windatlas.dk/index.htm>, Consultado em Janeiro 2014;

Tran N., 2011, Studying port selection on liner routes: An approach from logistics perspective, *Research in Transportation Economics* 32, pp. 39-53;

Vallinga R., 2002, Estimation of Turbine Maintenance Figures within the DOWEC project, *NR.HW-10048, Issue 2*;

Valverde P., 2014, Conversa pessoal;

Veritas N., 2011, *Modelling and Analysis of Marine Operations DNV*, Oslo, Norway;

Vesta, Offshore V164-8MW, <http://pdf.directindustry.com/pdf/vestas/offshore-v164-80-mw-v112-33-mw/20680-310439.html>, consultado 26/09/2014;

Walford C, 2006, Wind Turbine Reliability: understanding and minimizing wind turbine operation and maintenance costs, *Global Energy Concepts, LLC*;

Walker R., Nieuwkoop-McCall J., Johanning L. e Parkinson R., 2013, Calculating weather window: Application to transit, installation and the implication on deployment success, *Ocean Engineering* 68, pp.88-101;

Wang S., 2010, *On the assessment of thruster assisted mooring*, American Bureau of Shipping, Houston, Texas, USA;

Wayman E., Sclavounos P., Butterfield S., Jonkman J. e Musial W., 2006, Coupled Dynamic Modeling of Floating Wind Turbine Systems, *National Renewable Energy Laboratory, NREL/CP-500-39481*;

Westwood D., 2013, *Assessment of Vessel Requirements for the U.S. Offshore Wind Sector*, U.S. Department of Energy;

Wisselink H., Winnemuller A., 2002, Estimation of Turbine Maintenance Figures within the DOWEC Project, *Nr. HW-10048, Issue 2*;

Yilmaz, V. and H. Eray Çelik, 2008. *A statistical approach to estimate the wind speed distribution*, Doğuş Üniversitesi Dergisi;

## 11.2. Bibliografia complementar

Braam H., Obdam T., Pieterman R. e Rademakers L., 2011, Properties of the O&M Cost Estimator (OMCE), *ECN-E--11-045*;

Bussel G. e Chr. Schöntag, 1997, *Operation and Maintenance Aspects of Large Offshore Wind farms, Proceedings of the 1997 European Wind Energy Conference*, Dublin, Ireland, Octobe;

Curvers A. e Rademakers L., 2004, Optimisation of the O&M costs to lower energy costs, Inserido no projeto RECOFF da UE, *ENK5-CT2000-00322*;

Hassan G., 2013 *A Guide to UK Offshore Wind Operations and Maintenance*. Scottish Enterprise and The Crown Estate;

Henderson, Andrew, Matt Gleeson, Udo Kaufmes, Jerome Jacquemin, and C Morgan. 2009. Offshore Wind Due Diligence - How country and life-cycle stage impacts what to look for. *In Wind Energy*, pp.1-8;

Huynh K, Barros A., Bérenguer C. e Castro I., 2011, A periodic inspection and replacement policy for systems subject to competing failures modes due to degradation and traumatic events, *Reliability Engineering and System Safety* 96, pp. 497-508;

Kuhn M., 1998, *Opti-OWECS final report structural economic optimisation of bottom mounted offshore wind energy converters*, Institute for wind energy, T.U. Delft, the Netherlands;

Musial, W. e Butterfield S., 2004, Future for Offshore Wind Energy in the United States, National Renewable Energy Laboratory, *NREL/CP-500-36313*;

O'Connor M., Bourke D., Curtin T., Lewis T. e Dalton G., 2012, *Weather Windows analysis incorporating wave height, wave period, wind speed and tidal current with relevance to deployment and maintenance of marine renewables*, 4º Conferência internacional de energia do oceano;

Pedersen e Tom K., 1998. *Offshore wind power – the operational aspects*. Vestas Danish wind technology A-S, Lem, Denmark;

Karyotakis A., 2011, *On the Optimisation of Operation and Maintenance Strategies for Offshore Wind Farms*, Dissertação para a obtenção de grau de Doutor em Engenharia Mecânica pela University College London;

Teillant B., Costello R., Weber J. e Ringwood J., 2011, Productivity and economic assessment of wave energy projects through operational simulations, *Renewable Energy*, 48, pp 220-230;

Quail D. e McMillan D., 2012, Analysis of offshore wind turbine operation & maintenance using a novel time domain meteo-ocean modelling approach, Proceeding of ASME Turbo Expo, *GT2012-68985*.

Anexos

## Anexo A: Caracterização das formas esquemáticas

O presente anexo tem como objetivo clarificar o significado das formas utilizadas na construção dos esquemas presentes nas figuras 7 a 15, exceto na figura 14.

Os esquemas utilizados ao da presente dissertação contemplam um total de 4 formas, ilustradas na figura 45.

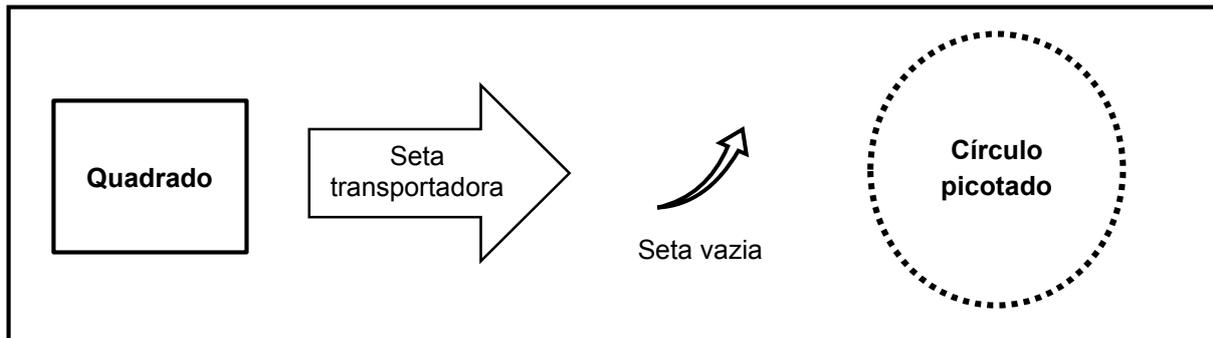


Figura 45 - Formas utilizadas na construção dos esquemas.

Após se proceder à ilustração dos 4 tipos de formas utilizadas na elaboração dos esquemas da presente dissertação, torna-se necessário proceder à sua caracterização:

- O **quadrado** representa um sistema, tendo como função a recepção de *inputs*, de modo a proceder à sua transformação, resultando os *outputs* desejados;
- A **seta transportadora**, como o próprio nome indica, representa o transporte de informação entre sistemas. Isto é, transporta a informação resultante de um sistema (*output*) e insere essa informação (*input*) num outro sistema.
- A **seta vazia** representada a entrada de *input* num sistema, sem que este tenha sofrido qualquer modificação anteriormente, i.e. nova informação. Representa ainda *outputs* obtidos pelo sistema que não serão utilizados para produzir a informação final, como é exemplo a "acessibilidade para cada janela operacional" da figura 7.
- O **círculo picotado** representa a informação final obtida em cada esquema. Em alguns esquemas o círculo picotado é substituído por imagens, como é exemplo o esquema presente na figura 8.

## Anexo B: Diagrama de caixa e fio de bigode

O diagrama de caixa e fio de bigode consiste numa ferramenta estatística que permite a representação de grupos de dados através dos seus quartis. Caracterizando-se como uma ferramenta muito útil para a visualização da dispersão de dados. Sendo graficamente representado, como o próprio nome indica, por Caixas e fio de bigode:

- As caixas incluem a amplitude interquartil (IQR<sup>18</sup>), que representa a quantidade de dados entre o primeiro (Q1) e terceiro quartil (Q3). O comprimento da caixa constitui um bom indicador da dispersão dos dados.
- O fio de bigode consiste na extensão das linhas verticais a partir das caixas, indicando a variabilidade do quartil inferior e quartil superior. Os valores do fim do bigode, utilizados na presente dissertação, representam os valores máximos e mínimos do conjunto de dados.

A figura 45 possibilita uma melhor interiorização do tipo de diagrama utilizado.

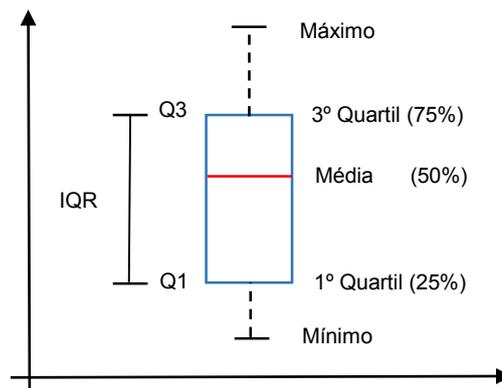


Figura 46 - Descrição gráfica do diagrama de caixa utilizado na dissertação.

---

<sup>18</sup> Do inglês Interquartile range.

## Anexo C: Distribuição de Weibull e Rayleigh

A distribuição de Weibull consiste numa função amplamente utilizada na caracterização de registos da densidade de probabilidade associada à velocidade do vento. Podendo esta ser caracterizada por dois parâmetros, o parâmetro de escala ( $\lambda$ ) e o parâmetro de forma ( $\kappa$ ) (Arlan T. et al. 2014 e Andrade C. et al. 2014).

A expressão matemática da função densidade de probabilidade (FDP) na equação 2. No caso da presente dissertação, os valores de  $x$  correspondem à velocidade do vento e altura de onda.

$$f(x) = \frac{\kappa}{\lambda} \cdot \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{\kappa-1} \cdot e^{-(x/\lambda)^\kappa} \quad (2)$$

Para além desta função, existe ainda a função distribuição acumulada (FDA), que representa a probabilidade de uma variável aleatória não exceder um determinado valor  $x$ , dada por:

$$F(x) = 1 - e^{-(x/\lambda)^\kappa} \quad (3)$$

Para além dessas duas distribuições, pode ainda ser calculado o valor médio da velocidade do vento ou altura de onda ( $\bar{x}$ ) que podem ser calculadas através da seguinte equação:

$$\bar{x} = \int_0^\infty x \cdot f(x) dx \quad (4)$$

Relativamente aos parâmetros  $\lambda$  e  $\kappa$  podem ser calculados utilizando a função Gamma ( $\Gamma$ ). A qual ilustra a relação entre os parâmetros  $\lambda$  e  $\kappa$  e as características do vento (ou altura de onda)  $\bar{x}$  e variância ( $\sigma^2$ ) através das seguintes relações (Castro R., 2011):

$$\bar{x} = \lambda \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{\kappa}\right) \quad (5)$$

$$\sigma^2 = \lambda^2 \left[ \Gamma\left(1 + \frac{2}{\kappa}\right) - \left(\Gamma\left(1 + \frac{1}{\kappa}\right)\right)^2 \right] \quad (6)$$

Um outro método utilizado no cálculo dos parâmetros  $\lambda$  e  $\kappa$  envolve uma regressão linear segundo a equação 7.

$$Y = A \cdot X + B \quad (7)$$

Onde os valores  $Y$  e  $X$  representam:

$$\begin{cases} Y = \ln[-\ln(F(x))] \\ X = \ln(x) \end{cases} \quad (8)$$

Os parâmetros  $\lambda$  e  $\kappa$  estão relacionados com A e com B, segundo a equação 9.

$$\begin{cases} \kappa = A \\ \lambda = e^{\left(-\frac{B}{A}\right)} \end{cases} \quad (9)$$

Para situações onde se obtém o parâmetro  $\kappa$  igual a 2, a distribuição de Weibull reduz-se à distribuição uni-paramétrica de Rayleigh, segundo Safari e Gasore (2010). A relação entre o valor médio de uma distribuição e o  $\lambda$  da distribuição de Rayleigh encontra-se expressa na equação 10.

$$\lambda = \frac{\bar{x}}{\Gamma\left(1+\frac{1}{2}\right)} = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot \bar{x} \quad (10)$$

Obtendo-se a FDP e FDA de Rayleigh presentes nas equações 11 e 12, utilizando a relação da equação 10, respetivamente.

$$f(x) = \frac{\pi}{2} \cdot \frac{x}{\bar{x}} \cdot e^{\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{x}{\bar{x}}\right)^2\right)} \quad (11)$$

$$F(x) = 1 - e^{\left(-\frac{\pi}{4} \times \frac{x^2}{\bar{x}}\right)} \quad (12)$$

## Anexo D: Modelo utilizado no cálculo do VAL e da TIR

O valor atual líquido representa os fluxos monetários, devidamente atualizados durante o tempo de vida útil de um investimento, conforme ilustra a equação 13 (Campoccia et al. 2014).

No caso da presente dissertação, considerou-se que o investimento realizado foi liquidado no ano zero.

$$VAL = \sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+i)^t} - C_0 \quad (13)$$

Onde:

- N representa o tempo de vida útil do investimento;
- $C_t$  consiste na diferença entre receitas e despesas médias anuais;
- $i$  representa o custo de capital médio ponderado (WACC);
- $C_0$  caracteriza o investimento realizado no parque eólico *offshore*, realizado no ano zero.

Relativamente à taxa interna de rentabilidade, caracteriza-se por ser uma taxa de atualização que anula o VAL. Concluindo-se que se pode obter a partir da equação 13 (Osborne M. 2010) segundo a equação 14.

$$\sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1 + TIR)^t} - C_0 = 0 \quad (14)$$

A realização de uma avaliação económica recorrendo à análise da TIR permite a obtenção do interesse do empreendimento na escala da avaliação económica do mercado financeiro, i.e. ao se comparar o valor da TIR com o valor do WACC do investimento em cause, infere-se a viabilidade do investimento. Sendo viável se a TIR for inferior ao WACC e inviável em caso contrário.